

**RELAZIONE**

**339/2016/I/EFR**

**STATO DI UTILIZZO E DI INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI DI  
PRODUZIONE ALIMENTATI DALLE FONTI RINNOVABILI E DEGLI  
IMPIANTI DI COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO**

*Relazione sullo stato dei servizi*

24 giugno 2016

## Premessa

*La presente relazione fa seguito a quella pubblicata lo scorso anno in merito allo “Stato di utilizzo e integrazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili” (308/2015/I/efr), focalizzando l’attenzione anche sulla generazione distribuita e la cogenerazione ad alto rendimento.*

*La relazione descrive inizialmente il proseguimento dell’evoluzione del mix produttivo di energia elettrica in Italia, evidenziando la crescente diffusione delle fonti rinnovabili, in particolare non programmabili e della generazione distribuita.*

*Successivamente essa descrive il recente sviluppo del sistema elettrico, sia in termini di accesso alle reti elettriche sia in relazione all’evoluzione dei mercati e del dispacciamento, soffermando l’attenzione sugli effetti delle più recenti deliberazioni dell’Autorità.*

*La relazione riporta poi i dati aggiornati relativi all’impatto degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, in termini di quantità di energia elettrica incentivata e di oneri coperti tramite le bollette elettriche.*

*Viene dato spazio anche alle prime considerazioni relative ai Sistemi Efficienti d’Utenza (SEU) e ai sistemi ad essi equiparati (SEESEU) sulla base dei dati numerici resi disponibili dal GSE.*

*Infine sono riportati e discussi alcuni dati di dettaglio relativi alla cogenerazione ad alto rendimento.*

*Tutti i dati numerici riportati nella presente Relazione derivano da rielaborazioni a partire da dati tratti dalle pubblicazioni di Terna (in relazione al mix produttivo) e dai dati più recentemente resi disponibili dal GSE (in relazione ai regimi commerciali speciali e agli strumenti incentivanti) o da Terna (in relazione al dispacciamento).*

# INDICE

<b>SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE</b>	<b>4</b>
<b>1. QUADRO GENERALE</b>	<b>8</b>
<i>La variazione del mix produttivo di energia elettrica</i>	8
<i>La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica</i>	10
<i>La produzione termoelettrica</i>	12
<i>La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita</i>	14
<b>2. IL RECENTE SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO</b>	<b>16</b>
<b>2.1 L'accesso alle reti elettriche</b>	<b>16</b>
<i>Connessioni</i>	16
<i>Il problema della saturazione virtuale delle reti</i>	21
<i>Il tema delle inversioni di flusso</i>	22
<i>Il tema delle perdite di rete</i>	24
<i>Lo sviluppo delle infrastrutture di rete</i>	25
<b>2.2 L'evoluzione dei mercati e del dispacciamento</b>	<b>26</b>
<i>Il profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima</i>	26
<i>Il caso degli impianti termoelettrici e degli impianti idroelettrici a serbatoio</i>	28
<i>Evoluzione del dispacciamento</i>	29
<b>3. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE: REGIMI COMMERCIALI SPECIALI, INCENTIVI E IMPATTO IN A3</b>	<b>40</b>
<b>3.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica</b>	<b>40</b>
<i>Ritiro dedicato</i>	40
<i>Scambio sul posto</i>	42
<b>3.2 Meccanismi di incentivazione</b>	<b>43</b>
<i>Provvedimento Cip 6/92</i>	45
<i>Certificati verdi (CV) e relativi incentivi sostitutivi</i>	48
<i>Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07</i>	53
<i>Incentivi per gli impianti fotovoltaici</i>	55
<i>Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 per gli impianti diversi dai fotovoltaici</i>	58
<i>Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati</i>	60
<b>3.3 Impatto in A3 degli strumenti di sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate</b>	<b>62</b>
<b>4. QUESTIONI AFFERENTI AI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO E ALLE RETI ELETTRICHE PRIVATE</b>	<b>67</b>
<b>5. LA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO</b>	<b>71</b>

## SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE

Nel 2014 e nel 2015 (sulla base dei dati preliminari disponibili) continuano a essere evidenti i cambiamenti che la struttura del portafoglio di generazione di energia elettrica sta subendo in Italia. Più in dettaglio:

- le fonti rinnovabili sono sempre più diffuse, sia in termini di potenza installata (circa 51 GW nel 2014 su un totale nazionale di 125 GW, pari al 40,3% a fronte del 24% nel 2004), sia in termini di produzione (circa 121 TWh nel 2014 su un totale nazionale di 280 TWh, pari al 43,1% a fronte del 18% circa nel 2004) e conseguente riduzione dell'incidenza delle fonti fossili;
- assume sempre più rilievo l'incidenza delle fonti aleatorie e in particolare del solare e dell'eolico (circa 22% del totale installato nel 2014 a fronte di poco più dell'1% nel 2004; più del 13% del totale prodotto nel 2014 a fronte di poco meno dell'1% nel 2004);
- gli impianti di produzione di media e piccola taglia sono sempre più rilevanti. Nel 2014 gli impianti di potenza fino a 10 MVA rappresentavano il 20% della potenza installata: circa 15 punti percentuali in più rispetto al 2004. Il loro peso in termini di produzione è passato dal 4,7% del 2004 al 18,6% del 2014, con +4,8 TWh rispetto al 2013.

La produzione lorda di energia elettrica è in riduzione (nel 2014 è pari a 280 TWh rispetto ai 290 TWh del 2013, valori notevolmente inferiori al massimo di 319 TWh raggiunto nel 2008 e ai 303 TWh nel 2004) per effetto del calo nei consumi finali di energia elettrica (dal valore massimo di 319 TWh negli anni 2007 e 2008 sino a 297 TWh nell'anno 2013 e a 291 TWh nell'anno 2014) imputabile soprattutto alla riduzione dei consumi in ambito industriale (da 155 TWh nell'anno 2007 sino a 125 TWh nell'anno 2013 e circa 122 TWh nell'anno 2014): ciò fa sì che l'incidenza delle fonti rinnovabili sulla produzione lorda e sui consumi finali di energia elettrica sia ancora più marcata.

Si sta anche assistendo a una decrescita della potenza installata derivante dalla dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche di elevata taglia, non pienamente compensata dalla nuova installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili (riduzione di 3,5 GW di impianti termoelettrici tradizionali a fronte di un aumento di 0,67 GW da fonti rinnovabili).

Per quanto riguarda le connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche, in questi anni si è assistito a una progressiva riduzione del numero di richieste pervenute sia in termine di numero che di potenza: sulle reti di bassa e media tensione, nel 2011 sono state ricevute circa 152.000 richieste per una potenza di 10,8 GW mentre nel 2015 si sono avute circa 50.200 richieste per una potenza di 1,4 GW; sulle reti di alta tensione, nel 2011 si erano registrate 430 richieste per una potenza di 15,9 GW mentre nel 2015 solo 94 richieste per una potenza di 2,2 GW.

In modo analogo, si è registrata una riduzione, sia in termine di numero che di potenza, dei preventivi accettati: sulle reti di bassa e media tensione si sono ridotti da circa 116.700 per una potenza di 4,1 GW nel 2011 sino a circa 39.700 per una potenza di 0,7 GW nel 2015; sulle reti di alta tensione, si sono ridotti da 184 per una potenza di 5,5 GW nel 2011 sino a 42 per una potenza di 0,9 GW nel 2015.

Appare più attenuato, rispetto al passato, il problema della saturazione virtuale delle reti (cioè della prenotazione della capacità di rete non seguita dalla concreta realizzazione di impianti di produzione) particolarmente diffuso in alcune aree del centro-sud. La potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi è attualmente pari a 71,4 GW (di cui 62,8 GW afferenti alla rete di trasmissione nazionale e 8,6 GW alle reti di distribuzione) a fronte dei 150 GW del 2011.

In relazione al profilo dei prezzi sul mercato del giorno prima, si conferma quanto già riscontrato negli anni precedenti e cioè che attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. Nel 2015, rispetto agli anni precedenti, è stato riscontrato un aumento del PUN medio orario nelle prime ore del giorno e nelle ore centrali e una diminuzione del PUN medio orario nelle ore preserali e serali; comunque, su base media annua, il massimo scostamento positivo rispetto al PUN medio annuo continua a essere più evidente nelle ore preserali, mentre il massimo scostamento negativo, che ancora si presenta nelle ore notturne, continua a essere confrontabile con quello che si registra nelle prime ore del pomeriggio.

Si conferma altresì la progressiva riduzione del rendimento medio degli impianti termoelettrici per effetto delle loro nuove modalità di utilizzo: i cicli combinati presentano ora un rendimento medio del 50% a fronte del 55% nel 2004, mentre il rendimento medio degli impianti termoelettrici diversi dai cogenerativi è abbondantemente sceso al di sotto del 40%.

Si è ormai stabilizzata la porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti non programmabili (in particolare impianti eolici e fotovoltaici), nonché le maggiori pendenze del profilo di carico residuo, coperto tramite impianti programmabili, rispetto al profilo di carico complessivo. Nella zona sud, in alcune ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è addirittura superiore rispetto al carico totale (attualmente anche nei giorni lavorativi).

Prosegue l'azione regolatoria dell'Autorità finalizzata a fare in modo che anche gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita partecipino attivamente al funzionamento del sistema elettrico, sia attraverso la fornitura dei servizi di rete, sia attraverso la loro responsabilizzazione in termini di bilanciamento. Al riguardo sono stati ottenuti importanti risultati anche in termini di riduzione della cosiddetta quota residua complessiva definita come il prodotto tra lo sbilanciamento e la differenza oraria, in €/MWh, tra il corrispettivo unitario di sbilanciamento e il prezzo zonale orario che sarebbe stato riconosciuto alla stessa quantità di energia elettrica nel caso in cui non ci fossero stati sbilanciamenti. Essa, per l'anno 2015, è stata pari a circa 36 milioni di euro, in netta riduzione rispetto ai circa 41 milioni di euro consuntivati per il 2014 e, soprattutto, rispetto ai 276 milioni di euro del 2012. In più, per effetto delle recenti evoluzioni regolatorie, a partire dal 2015 la richiamata quota residua non è più allocata ai clienti finali ma ai produttori.

Al tempo stesso prosegue l'azione regolatoria finalizzata a fare in modo che i mercati e la regolazione del servizio di dispacciamento consentano di sfruttare le potenzialità e le caratteristiche di tali impianti e che i gestori di rete possano avvalersi di tali impianti per la gestione delle reti elettriche. Ciò consentirebbe l'integrazione e l'ulteriore diffusione delle

fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, garantendo allo stesso tempo la sicurezza del sistema elettrico.

Per quanto riguarda l'accesso ai regimi commerciali speciali (ritiro dedicato e scambio sul posto), si nota una marcata riduzione della quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato (18 TWh nel 2015 a fronte di 23 TWh nel 2014) per effetto della fuoriuscita volontaria di numerosi impianti, soprattutto eolici di elevata taglia, tuttora in corso. Si rileva altresì un continuo aumento del numero degli impianti, quasi esclusivamente fotovoltaici, che beneficiano dello scambio sul posto (524.600 nel 2015 a fronte dei 480.800 dell'anno precedente).

Complessivamente, per l'anno 2015, si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili, a consuntivo, siano pari a circa 12,5 miliardi di euro (di cui circa 12,3 coperti tramite la componente A3), in linea rispetto all'anno precedente, per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 65 TWh. Per l'anno 2015, gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate (in cui vengono versati gli introiti derivanti dalla componente tariffaria A3) sono stati pari a circa 13 miliardi di euro: infatti ai richiamati 12,3 miliardi di euro occorre aggiungere circa 0,5 miliardi riferiti alle fonti non rinnovabili (compresivi degli oneri da versare una tantum per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip 6) e circa 0,2 miliardi derivanti da ritiro dedicato e scambio sul posto.

Si stima che per l'anno 2016, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 13,5 miliardi di euro, interamente coperti tramite la componente A3 per effetto del venir meno del meccanismo dei certificati verdi, e che gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate siano superiori a 14,2 miliardi di euro.

In relazione agli anni successivi al 2016 ci si attende una riduzione dell'impatto in A3 derivante dagli strumenti incentivanti: tali oneri dovrebbero stabilizzarsi intorno ai 12,5 miliardi di euro l'anno (ormai quasi tutti imputabili alle fonti rinnovabili).

Un ulteriore tema affrontato nella presente Relazione è quello afferente alle qualifiche di SEU o di SEESEU. Sulla base dei dati resi disponibili dal GSE, al 31 maggio 2016 risultano pervenute richieste di qualifica per 22.015 sistemi (il 95% dei quali caratterizzati dalla presenza di impianti fotovoltaici) per una potenza di generazione complessiva pari a circa 7,3 GW. Il 70% delle richieste afferisce a sistemi di potenza inferiore a 20 kW (quasi tutti caratterizzati dalla presenza di impianti fotovoltaici), mentre il 41% della potenza afferisce ai 40 sistemi di potenza superiore a 20 MW. Alla data del 31 maggio 2016 risultano rilasciate 3.703 qualifiche e 3.650 procedure sono in corso di completamento.

Infine, per quanto riguarda la produzione di energia classificata come cogenerativa ad alto rendimento (per la quale le richieste di qualifica sono state presentate al GSE e hanno avuto esito positivo), nel 2014 sono stati prodotti 21,2 TWh di energia elettrica e 27,2 TWh di calore utile, a fronte dei 85,2 TWh di energia elettrica e 56,2 TWh di calore utile afferenti alla totalità della produzione combinata di energia elettrica e calore su scala nazionale. I risparmi conseguiti con la cogenerazione ad alto rendimento sono ora assestati intorno a 9 TWh annui (circa pari a 0,77 Mtep). Una parte dei corrispondenti certificati bianchi è stata

oggetto di ritiro da parte del GSE, in alternativa al mercato, comportando costi di ritiro diretto pari a quasi 8 milioni di euro per il 2014, a fronte dei 15 milioni di euro per il 2012 e dei 7 milioni di euro per il 2013, tutti a valere sul fondo alimentato dalle componenti RE e RE<sub>T</sub> delle bollette gas.

## 1. QUADRO GENERALE

### *La variazione del mix produttivo di energia elettrica*

Negli ultimi anni si continua ad assistere a una significativa variazione del mix produttivo in Italia (figura 1), dovuta principalmente alla forte diffusione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili<sup>1</sup> (in particolare quelle aleatorie), all'utilizzo di un diverso mix di combustibili negli impianti termoelettrici (sostituzione del petrolio con il gas naturale) e al ruolo crescente della generazione distribuita.

La produzione lorda di energia elettrica è in riduzione (nel 2014 è pari a 280 TWh rispetto ai 290 TWh del 2013, valori notevolmente inferiori al massimo di 319 TWh raggiunto nel 2008 e ai 303 TWh nel 2004) per effetto del calo nei consumi finali di energia elettrica imputabile soprattutto alla riduzione dei consumi in ambito industriale: ciò fa sì che l'incidenza delle fonti rinnovabili sulla produzione lorda e sui consumi finali di energia elettrica sia ancora più marcata.

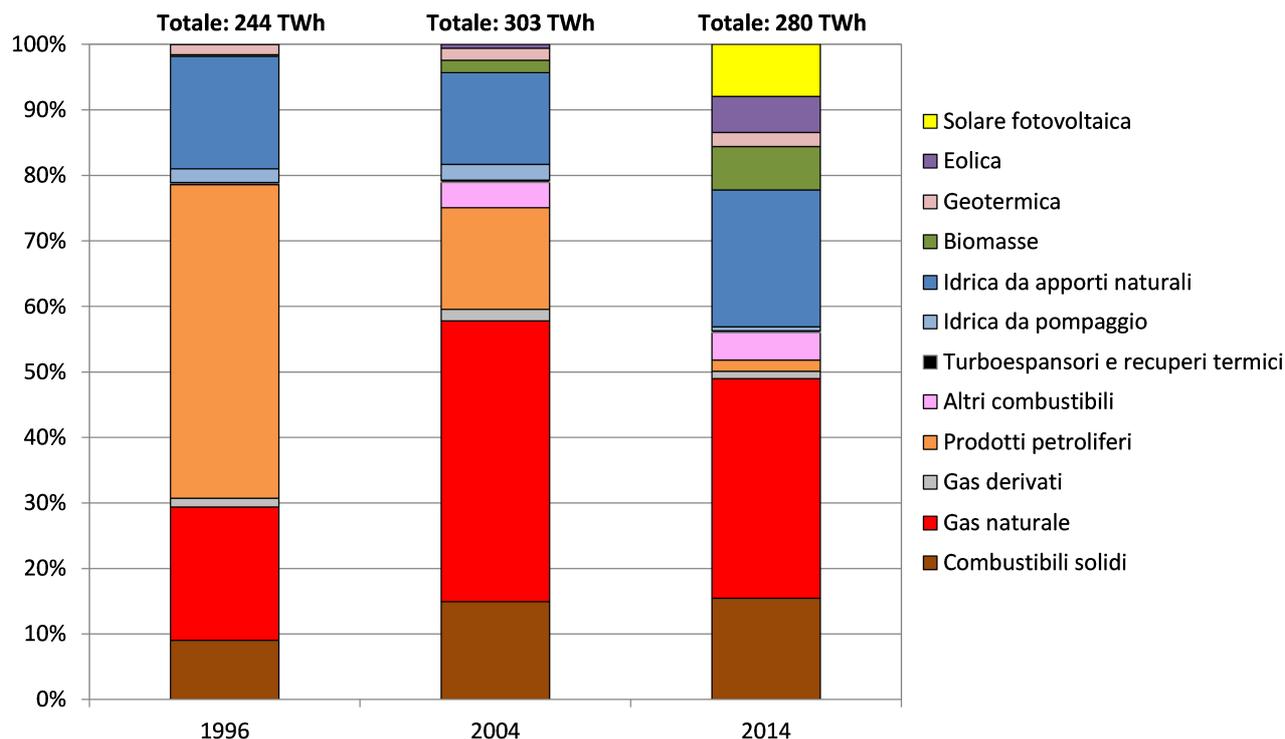
Più in dettaglio, in termini di consumi finali di energia elettrica, si sta assistendo a un progressivo calo, dal valore massimo di 319 TWh negli anni 2007 e 2008 sino a 297 TWh nell'anno 2013 e a 291 TWh nell'anno 2014. In ambito industriale, i consumi si sono progressivamente ridotti dal valore massimo di 155 TWh nell'anno 2007 sino a 125 TWh nell'anno 2013 e a circa 122 TWh nell'anno 2014. In ambito terziario si è, per contro, rilevato un lieve aumento (da 90 TWh nell'anno 2007 a 99 TWh nell'anno 2014), mentre gli altri settori si sono mantenuti circa costanti.

Si sta anche assistendo a una decrescita della potenza installata (figura 2) derivante dalla dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche di elevata taglia, non pienamente compensata dalla nuova installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili (emerge una riduzione di 3,5 GW di impianti termoelettrici tradizionali a fronte di un aumento di circa 0,67 GW da fonti rinnovabili).

---

<sup>1</sup> Le fonti energetiche rinnovabili sono definite nel decreto legislativo 28/11, di attuazione della direttiva 2009/28/CE. In particolare, le fonti rinnovabili sono l'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.

## Variazione del mix produttivo in Italia



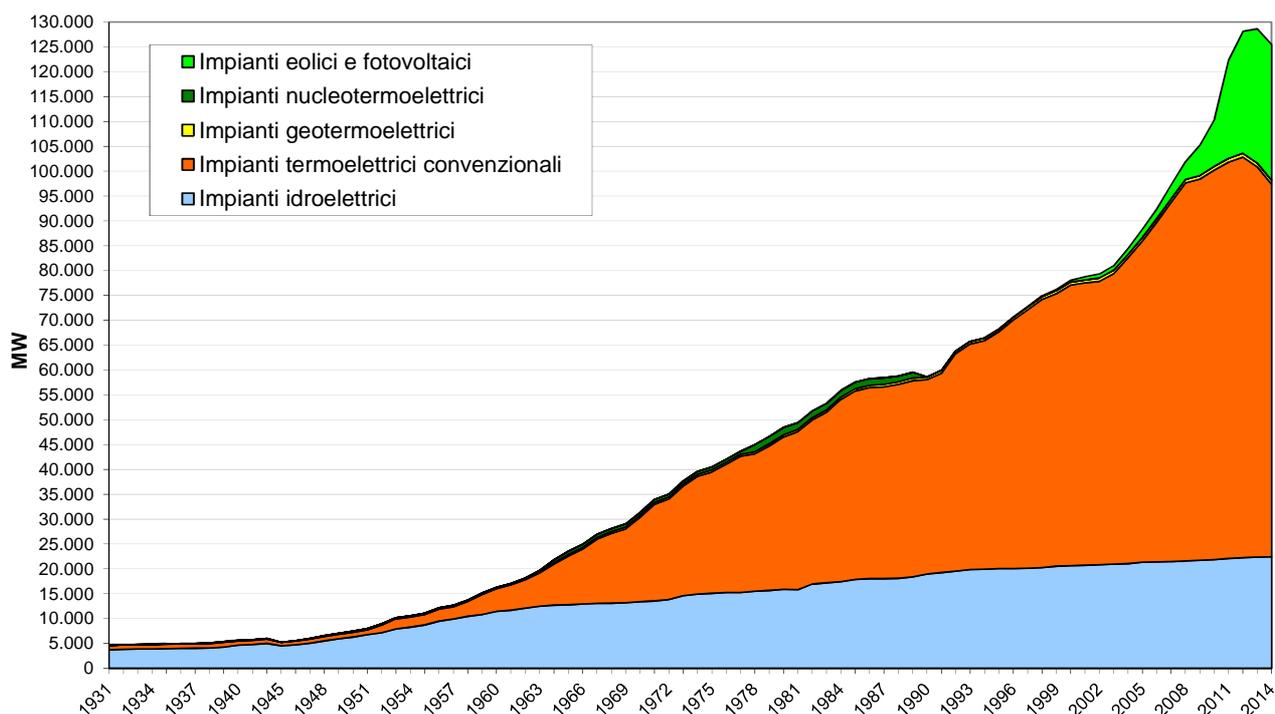
- figura 1 -

Tra il 1996 e il 2004 si è assistito a un primo rilevante cambiamento del mix produttivo nazionale, per effetto della sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas naturale, a seguito della realizzazione dei più efficienti cicli combinati in luogo delle pre-esistenti centrali termoelettriche. Pur a fronte di un importante cambiamento nei combustibili utilizzati, non vi sono state significative esigenze di innovazioni nelle logiche di gestione del sistema elettrico poiché gli impianti oggetto di nuova realizzazione erano comunque programmabili, come i precedenti.

Successivamente, tra il 2004 e il 2014, si è assistito a un secondo importante cambiamento del mix produttivo nazionale, per effetto della rilevante diffusione delle “nuove” fonti rinnovabili, per lo più aleatorie, e della generazione distribuita. Nel 1996 la produzione elettrica da fonti rinnovabili incideva per il 19,0% sul totale della produzione lorda di energia elettrica (il 16,5% sul consumo interno lordo); sino al 2004 si è mantenuta su valori simili (il 18,4% sulla produzione lorda, il 16,0% sul consumo interno lordo), poi è rapidamente cresciuta al 30,8% nel 2012 (il 26,9% sul consumo interno lordo), al 38,6% nel 2013 (il 32,7% sul consumo interno lordo) e al 43,1% nel 2014 (il 37,3% sul consumo interno lordo), comportando una conseguente riduzione, sia in termini assoluti che percentuali, della produzione termoelettrica classica.

Questo secondo importante cambiamento del mix produttivo nazionale, tuttora in corso, rende necessarie alcune innovazioni nelle logiche di gestione del sistema elettrico proprio perché i nuovi impianti di produzione, a differenza dei pre-esistenti, sono alimentati da fonti aleatorie e sono di più piccola taglia.

## Potenza efficiente lorda installata in Italia dal 1931 a oggi



- figura 2 -

A fronte di una potenza complessivamente installata nel 2014 pari a circa 125 GW, la punta di domanda da soddisfare è stata pari a 51,6 GW nel 2014 e a 59,4 GW nel 2015, mentre la richiesta minima in rete è rimasta pressoché invariata passando da 18,7 GW nel 2014 a 18,6 GW nel 2015.

### *La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica*

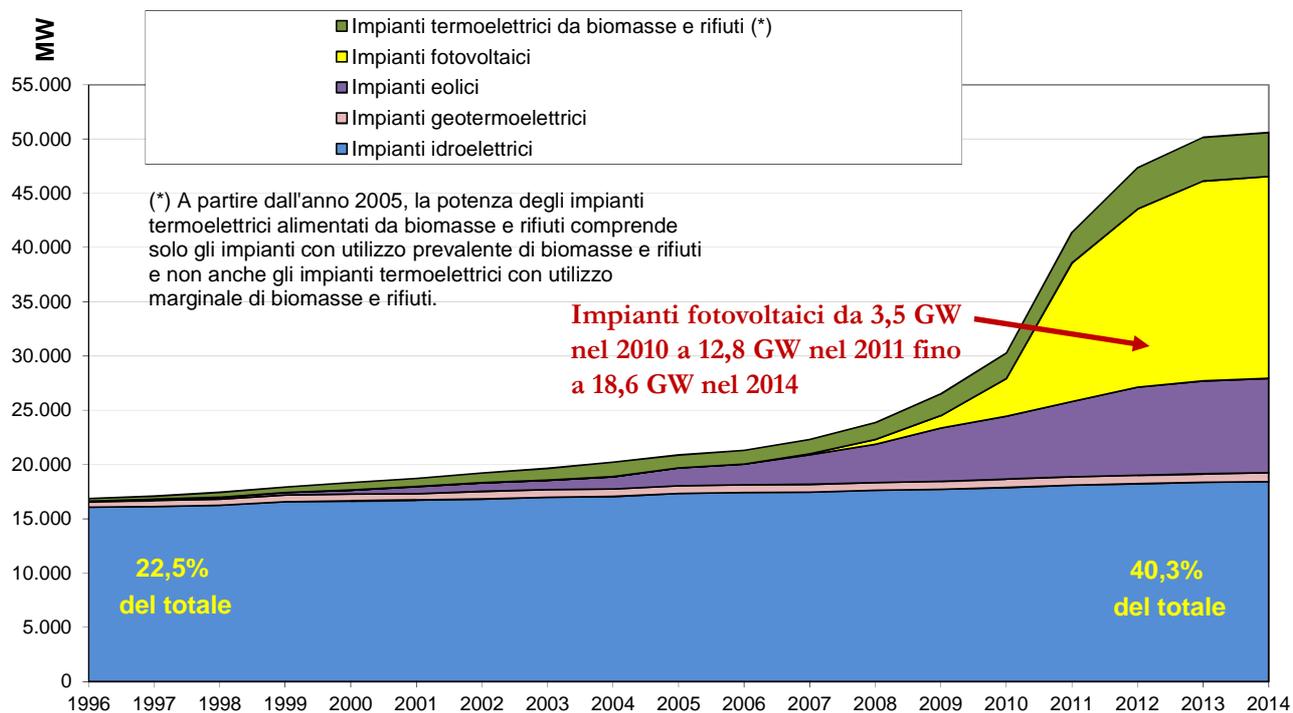
Con riferimento ai dati dell'anno 2014, la produzione lorda di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è stata pari a circa 121 TWh (di cui oltre 37 TWh attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), a fronte di un totale nazionale pari a circa 280 TWh. La potenza efficiente lorda relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è pari a circa 51 GW (di cui circa 27 GW attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), a fronte di una potenza totale nazionale pari a circa 125 GW. L'incidenza delle fonti rinnovabili sulla produzione totale ha ormai ampiamente superato il 40%.

Sulla base dei dati di preconsuntivo 2015 appare che la produzione da fonti rinnovabili abbia subito una riduzione imputabile alla scarsa idraulicità (da 121 TWh a circa 107 TWh), mentre la potenza efficiente lorda è comunque aumentata di circa 1 GW, evidenziando una crescita, in termini di nuove installazioni, superiore rispetto a quella dell'anno precedente.

L'evoluzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto fotovoltaici, è stata estremamente rapida negli ultimi anni, come si nota dalle [figure 3 e 4](#), e si è stabilizzata negli ultimi anni. Come già evidenziato nella Relazione dello scorso anno, dalla figura 3 appare evidente che la crescita del fotovoltaico ha registrato un andamento

anomalo, influenzato dagli strumenti incentivanti troppo generosi, mentre la crescita (pur rilevante) degli impianti eolici è stata molto più lineare nel tempo.

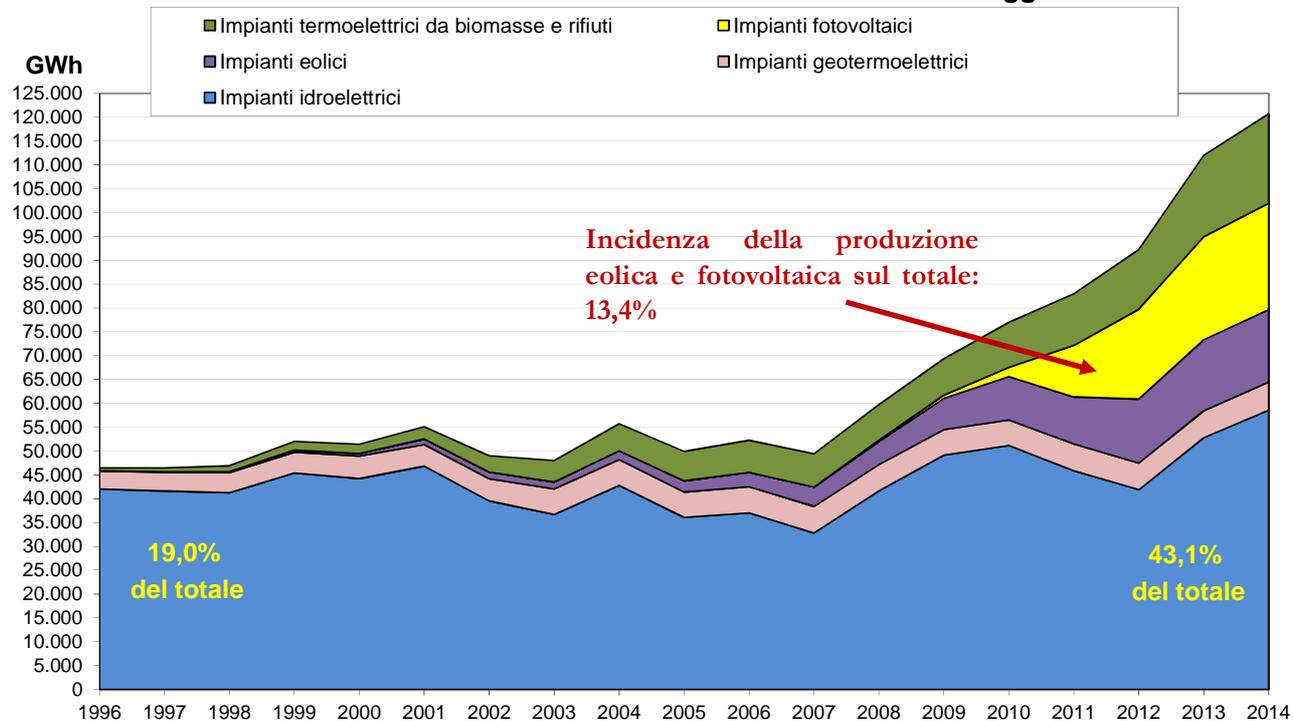
### Potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 1996 a oggi



(\*) I rifiuti sono limitati alla parte biodegradabile.

- figura 3 -

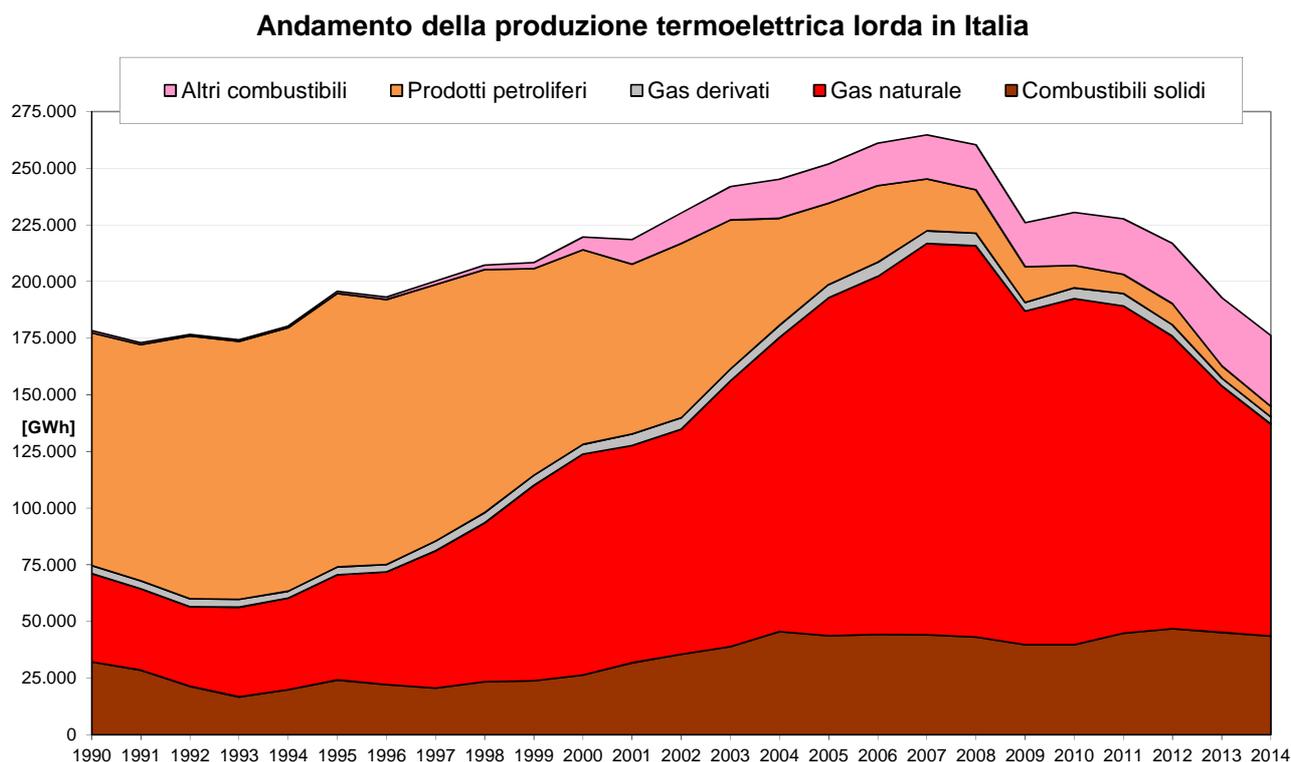
### Produzione lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 1996 a oggi



- figura 4 -

## La produzione termoelettrica

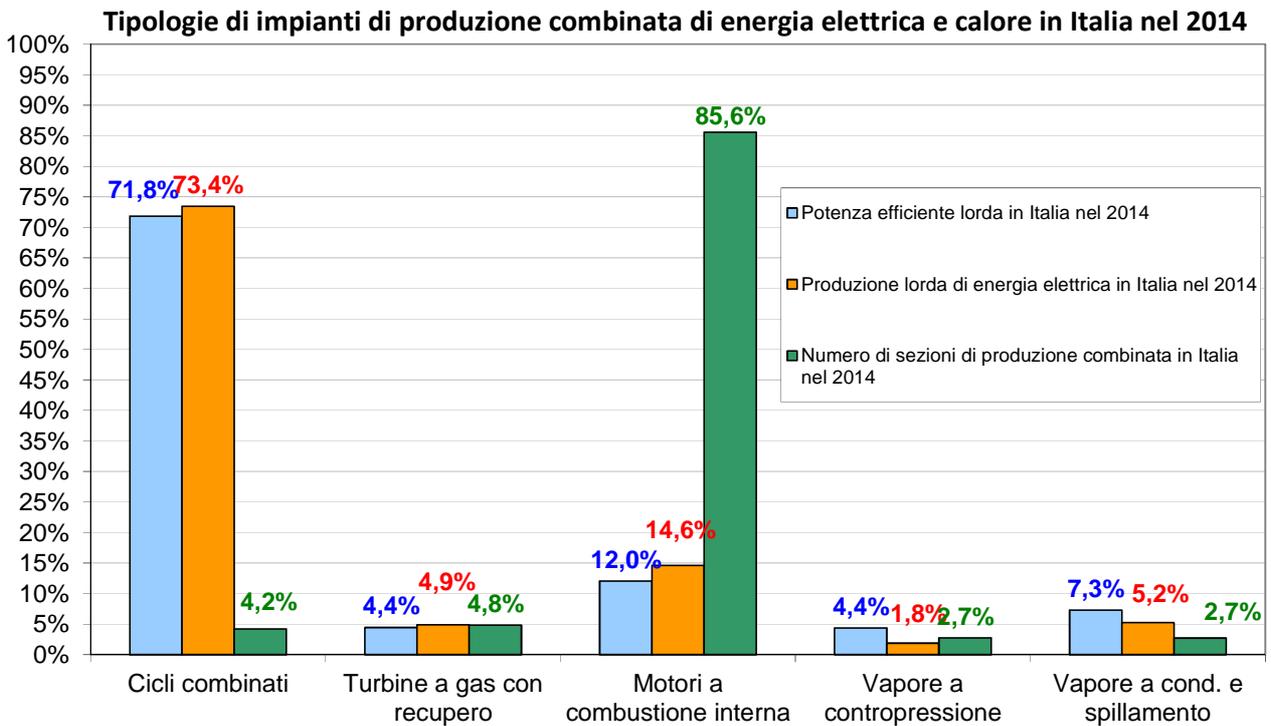
Come già evidenziato nella figura 1, anche nell'ambito della produzione termoelettrica il mix di combustibili è stato radicalmente modificato negli ultimi anni, con sempre più marcata prevalenza del gas naturale e con la progressiva scomparsa dei prodotti petroliferi, anche per effetto della crescente diffusione dei cicli combinati a gas e degli interventi di *repowering* effettuati sulle preesistenti centrali, come ben evidenziato dalla [figura 5](#). È anche evidente la riduzione della produzione di energia elettrica da combustibili fossili dal 2008 in poi, sia per effetto della crisi economica che ha comportato un calo della domanda sia per effetto dello sviluppo delle fonti rinnovabili.



- figura 5. La voce "altri combustibili" include anche le biomasse -

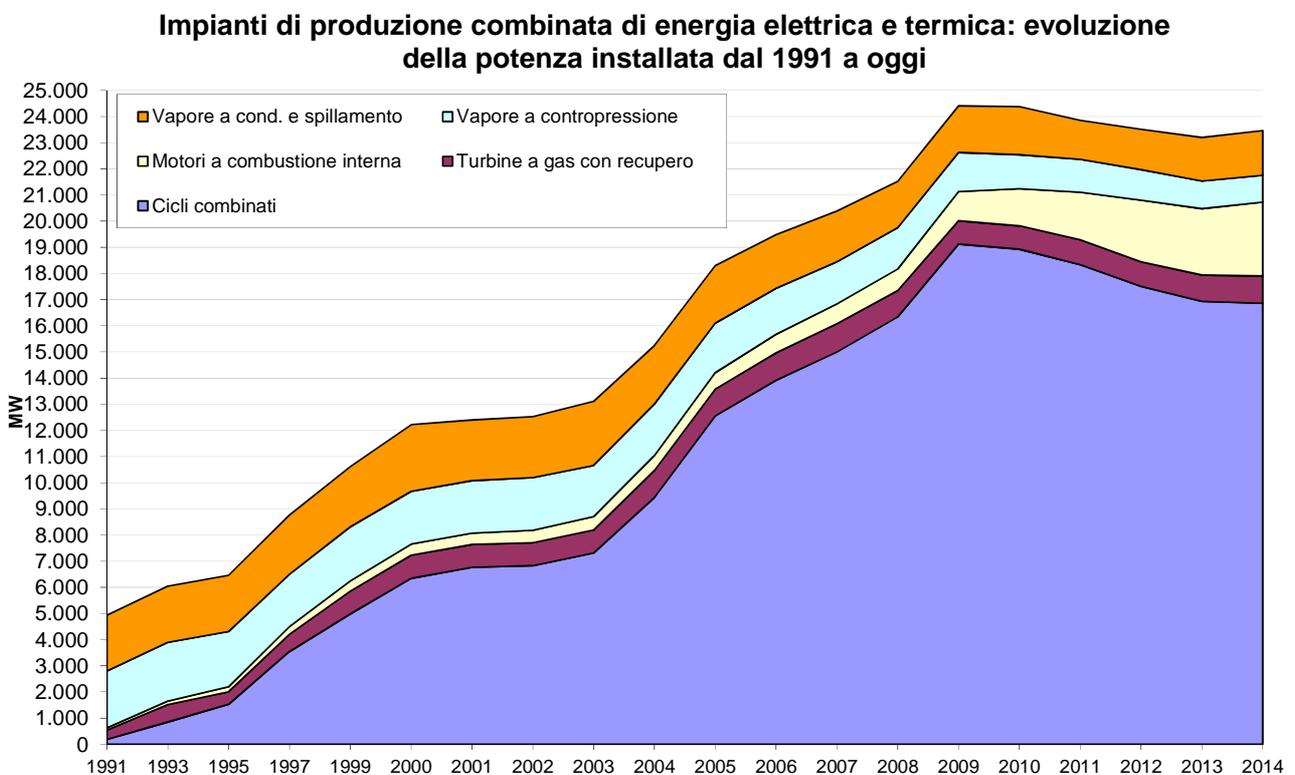
Buona parte della produzione termoelettrica è imputabile a impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, non necessariamente tutti rientranti nell'ambito della cogenerazione ad alto rendimento.

La produzione di energia elettrica da impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, nel 2014, è risultata pari a 85,2 TWh, derivante da 3.807 sezioni per una potenza efficiente lorda di 23,5 GW. È interessante notare ([figura 6](#)) che, mentre in termini di sezioni il maggior contributo è dato da motori a combustione interna (85,6% del totale), in termini di potenza efficiente lorda e di produzione, il ruolo predominante è svolto dai cicli combinati (71,8% e 73,4% dei rispettivi totali).



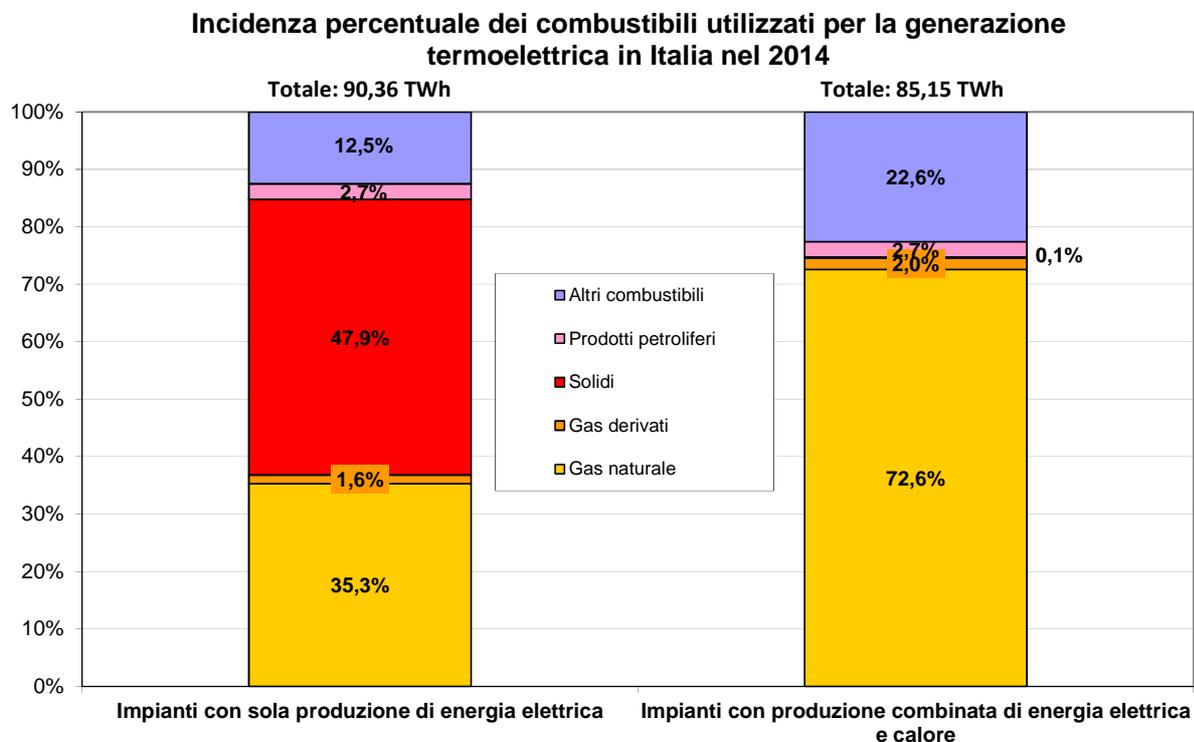
- figura 6 -

Anche nel caso degli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore emerge una complessiva riduzione della potenza efficiente lorda tra il 2009 e il 2014 (figura 7).



- figura 7 -

La figura 8 evidenzia il diverso utilizzo di combustibili tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore. Da essa risulta che, nel caso di impianti unicamente destinati alla produzione di energia elettrica la fonte prevalente è il carbone, mentre, nel caso di impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore prevale l'utilizzo di gas naturale.



- figura 8 -

### *La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita*

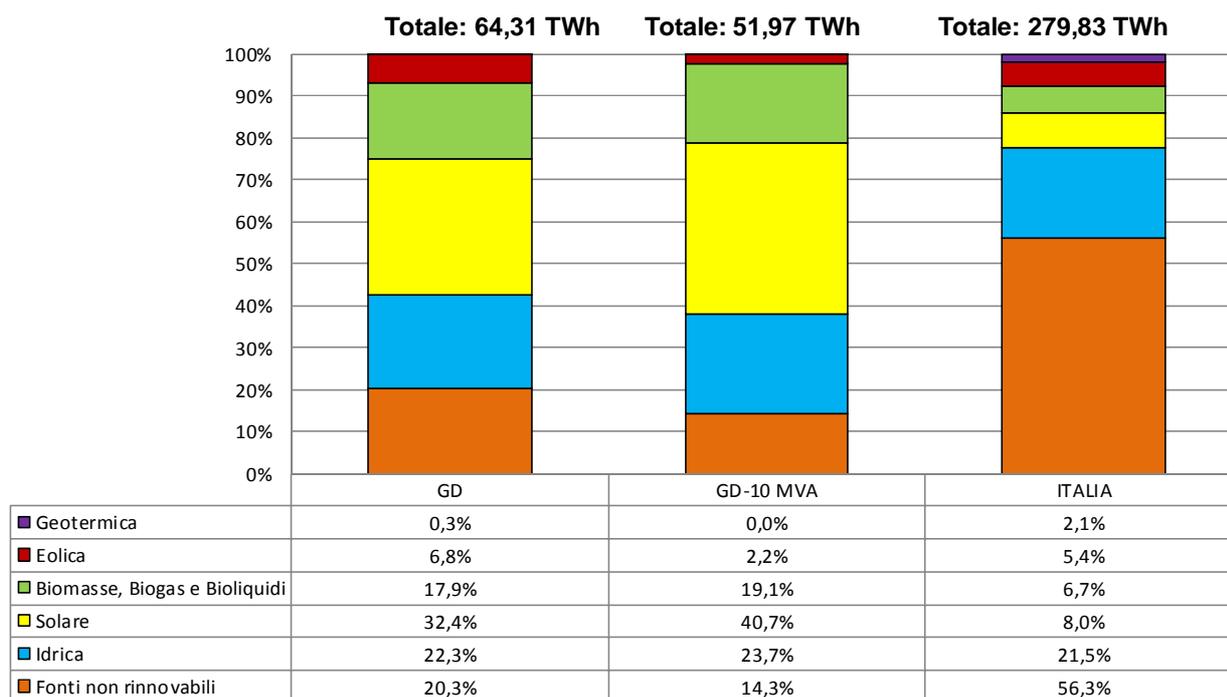
Con riferimento ai dati dell'anno 2014 relativi alla definizione di generazione distribuita (GD) introdotta dalla direttiva 2009/72/CE<sup>2</sup>, la produzione lorda è stata pari a circa 64,3 TWh (di cui circa 25,2 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in generazione distribuita contribuiscono per circa 25,9 GW (di cui 20,1 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 30,1 GW. Si noti che rientrano in tale definizione anche impianti termoelettrici di elevata taglia che, pur essendo connessi alla rete di distribuzione, utilizzano sostanzialmente la rete di trasmissione nazionale (sono impianti connessi alle sbarre rimaste nella titolarità di Enel Distribuzione a seguito della cessione delle reti di alta e altissima tensione a Terna).

<sup>2</sup> 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 dal valore di potenza dei medesimi impianti.

Con riferimento ai dati dell'anno 2014 relativi alla definizione di generazione distribuita in precedenza definita e utilizzata dall'Autorità<sup>3</sup>, la produzione da fonti rinnovabili in generazione distribuita (GD-10 MVA) è stata pari a circa 52 TWh (di cui circa 22,3 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in generazione distribuita contribuiscono per circa 23,2 GW (di cui circa 18,5 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 25,2 GW.

La figura 9 mostra la forte differenza tra il mix produttivo nel caso di generazione distribuita rispetto al mix nazionale. Emerge la rilevante incidenza delle fonti rinnovabili, in particolare di quelle aleatorie, nell'ambito della GD e della GD – 10 MVA rispetto al totale nazionale. Gli impianti di generazione distribuita vengono spesso realizzati proprio per sfruttare le fonti rinnovabili diffuse sul territorio, oltre che per la produzione combinata di energia elettrica e calore dove serve calore (che non può essere trasportato se non per brevi distanze). Pertanto, nell'ambito della generazione distribuita, assumono un ruolo di rilievo anche gli impianti di cogenerazione (sia alimentati da gas naturale sia da altri combustibili ivi inclusi biogas e biomasse).

Per ulteriori informazioni si rimanda al Rapporto recante il monitoraggio della generazione distribuita per l'anno 2014, Allegato A alla deliberazione 304/2016/I/eel.



- figura 9 -

<sup>3</sup> In precedenza, l'Autorità aveva definito e analizzato la generazione distribuita come l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA prendendo spunto da alcuni riferimenti normativi quali la legge 239/04 e partendo dalla considerazione che, storicamente, gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA sono sempre stati trattati come impianti "non rilevanti" ai fini della gestione del sistema elettrico complessivo.

## 2. IL RECENTE SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO

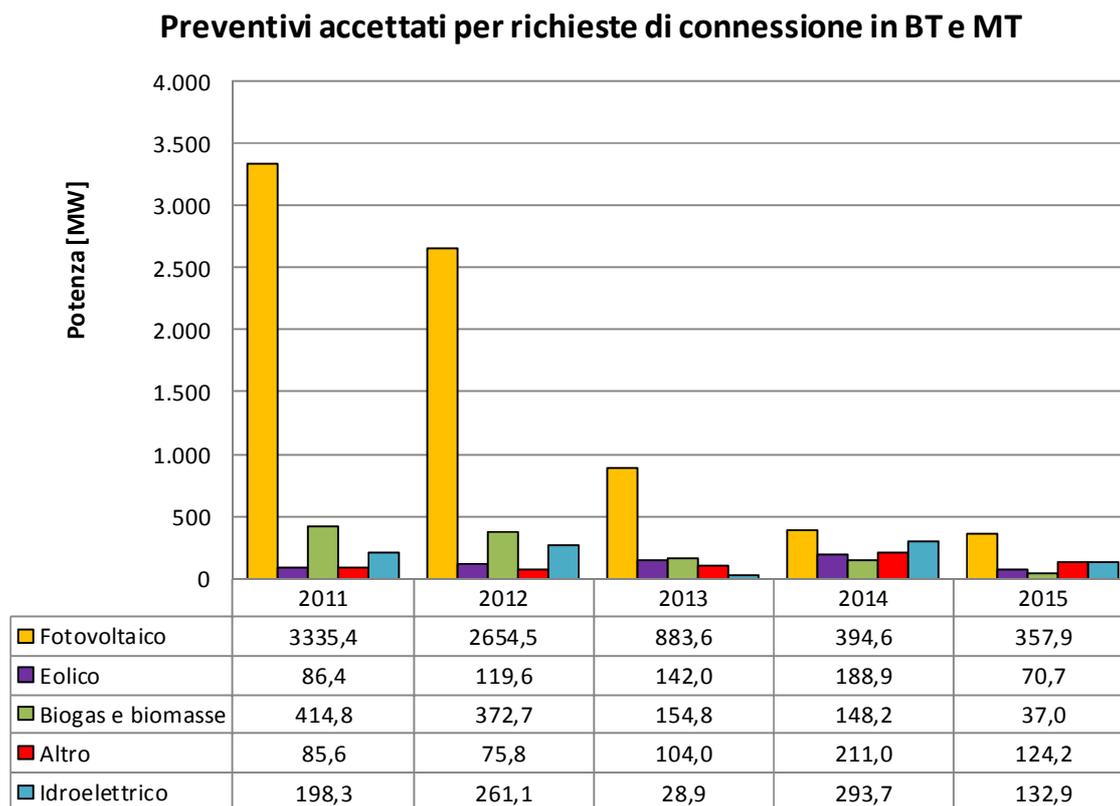
### 2.1 L'accesso alle reti elettriche

#### Connessioni

Con riferimento alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si riportano di seguito i dati riferiti alle attività che sono state svolte negli anni dal 2011 al 2015 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

In questi anni si è assistito a una progressiva riduzione del numero di richieste di connessione ricevute dalle imprese distributrici per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di bassa e media tensione, sia in termine di numero che di potenza (nel 2011 sono state ricevute circa 152.000 richieste per una potenza di 10,8 GW; nel 2015 si sono avute circa 50.200 richieste per una potenza di 1,4 GW).

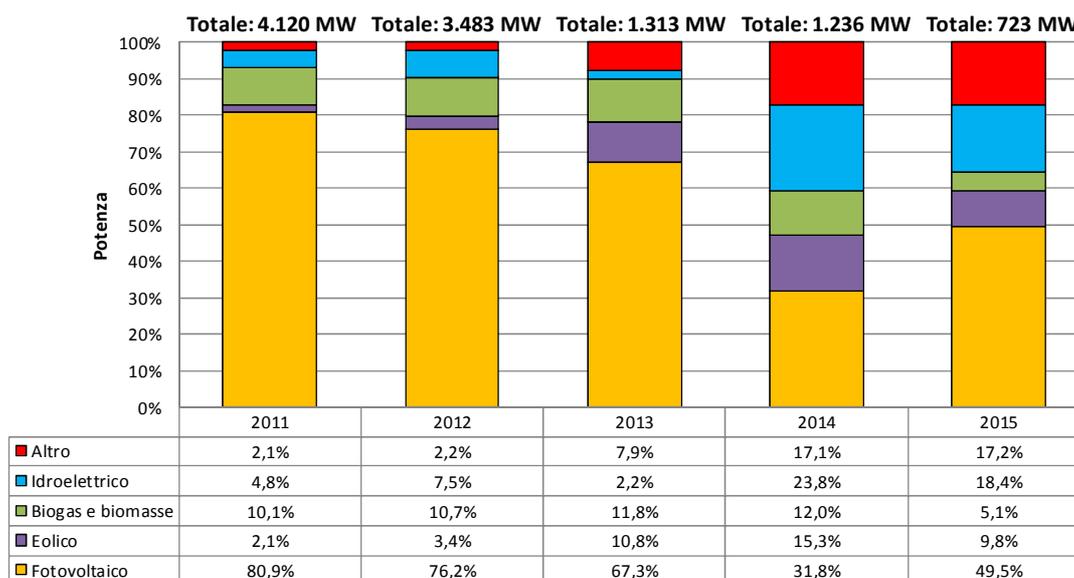
In modo analogo, si è registrata una riduzione, sia in termine di numero che di potenza, dei preventivi accettati, che si sono ridotti da circa 116.700 per una potenza di 4,1 GW nel 2011 sino a circa 39.700 per una potenza di 0,7 GW nel 2015 (figura 10).



- figura 10. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

La figura 11 mostra il trend della potenza, in termini percentuali. Si nota in particolare che, a seguito delle riduzioni degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici per effetto del decreto interministeriale 5 luglio 2012 e del successivo azzeramento, la potenza si è notevolmente ridotta rispetto agli anni precedenti.

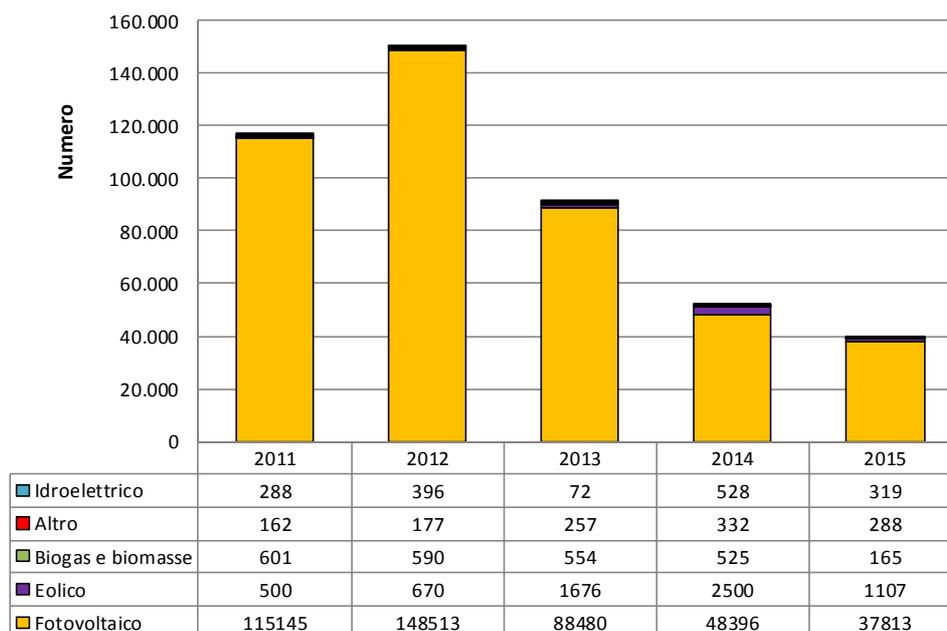
### % di preventivi accettati per richieste di connessione in BT e MT



- figura 11. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

La [figura 12](#) mostra il trend del numero di preventivi accettati relativi alle richieste di connessione in bassa e media tensione, suddivisi per fonte. Confrontando il numero dei preventivi accettati e le potenze ad essi associate, si nota che gli impianti fotovoltaici rappresentano la quasi totalità delle nuove richieste di connessione per piccole potenze: sono per lo più impianti da destinare al consumo in sito progettati in funzione delle necessità locali.

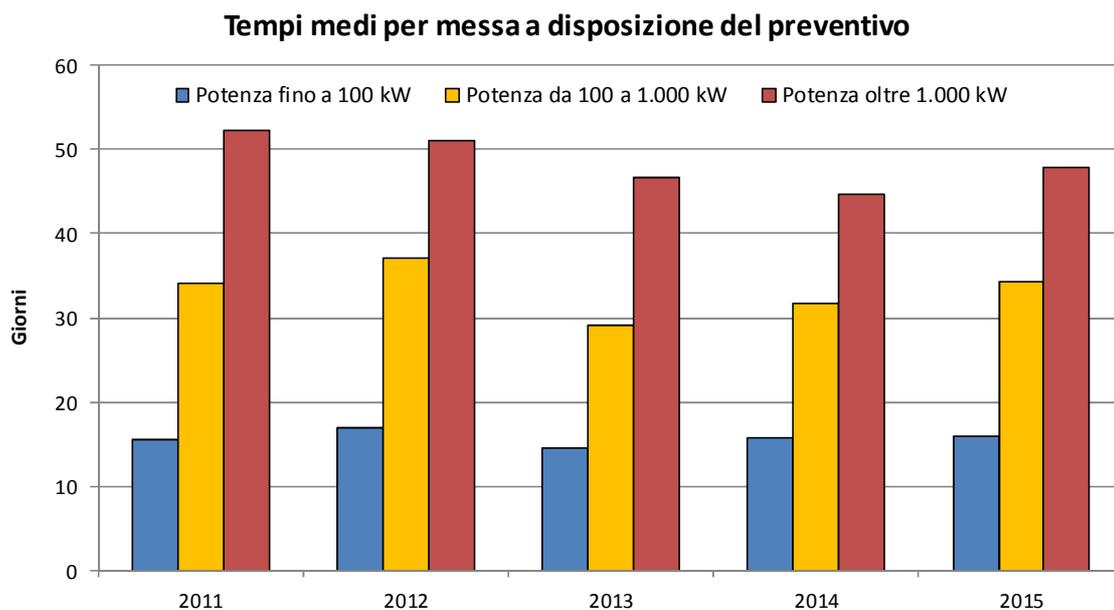
### Preventivi accettati per richieste di connessione in BT e MT



- figura 12. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

La figura 13 mostra il trend dei tempi medi per la messa a disposizione del preventivo da parte delle imprese distributrici. In particolare, tra il 2011 e il 2015:

- per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, i tempi medi si sono mantenuti circa costanti intorno ai 16 giorni lavorativi<sup>4</sup>;
- per potenze in immissione richieste superiori ai 100 kW e fino a 1.000 kW, i tempi medi si sono mantenuti circa costanti intorno ai 34 giorni lavorativi, con un valore massimo di 37 giorni lavorativi nell’anno 2012;
- per potenze in immissione richieste oltre i 1.000 kW, i tempi medi si sono ridotti da 52 a 48 giorni lavorativi.



- figura 13. L’anno riportato nel grafico è l’anno in cui sono state richieste le connessioni, non l’anno in cui sono stati rilasciati i preventivi -

I tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono stati pari a:

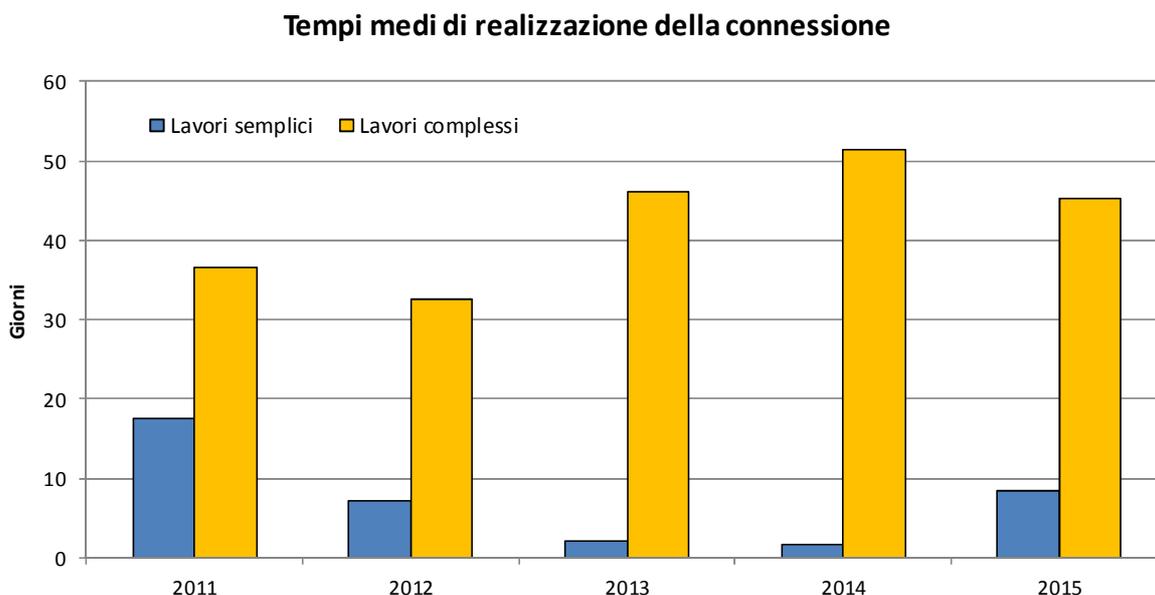
- 8 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici<sup>5</sup>;
- 45 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi<sup>6</sup>.

<sup>4</sup> Si ricorda che, ai sensi della regolazione vigente, i tempi massimi di messa a disposizione del preventivo sono pari a 20 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, 45 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori ai 100 kW e fino a 1.000 kW e 60 giorni per potenze in immissione richieste superiori ai 1.000 kW.

<sup>5</sup> I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d’arte dell’impianto del gestore di rete eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura. Il tempo massimo per la realizzazione della connessione è pari a 30 giorni lavorativi.

<sup>6</sup> I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d’arte dell’impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici. Il tempo massimo per la realizzazione della connessione è pari a 90 giorni lavorativi.

La [figura 14](#) mostra l'andamento dei tempi per quanto riguarda la realizzazione di connessioni nel caso di lavori semplici e nel caso di lavori complessi.



- figura 14. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono state effettuate le connessioni -

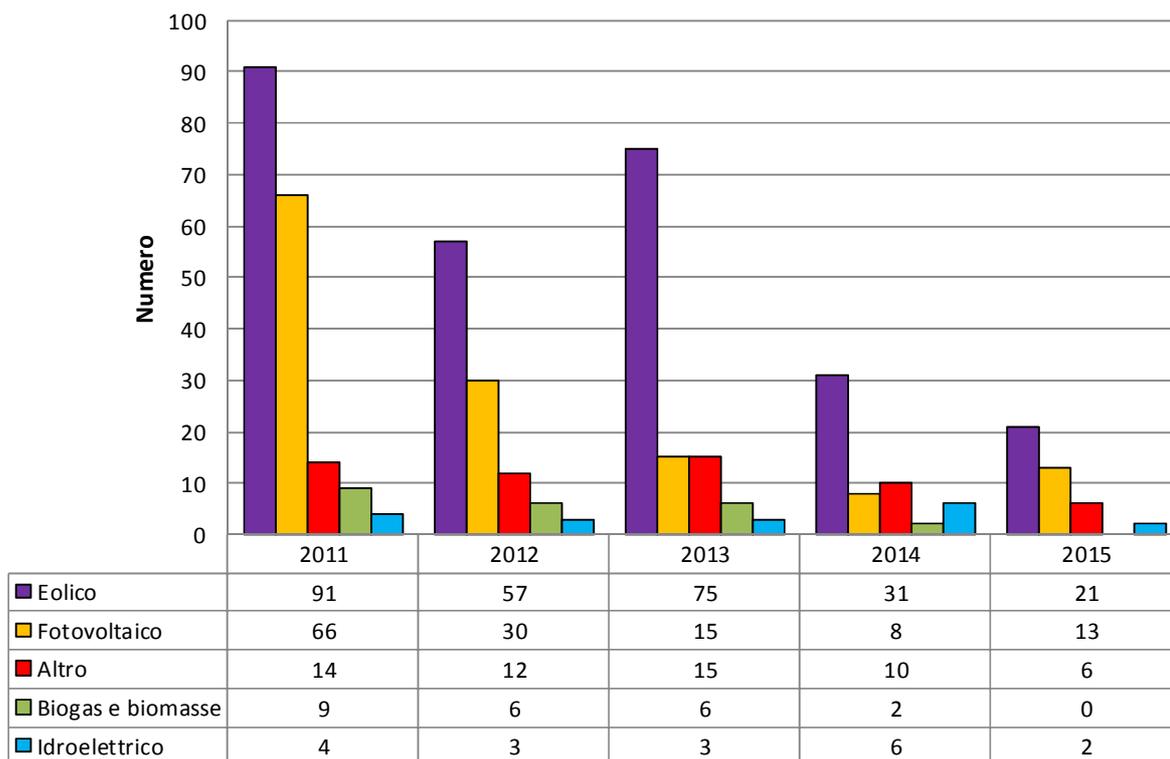
Per quanto riguarda i ritardi, nell'anno di competenza 2015 circa il 2,4% delle richieste ha osservato un tempo di ritardo nella fase di definizione dei preventivi: per tali ritardi, sono stati erogati indennizzi complessivamente pari a 340.000 euro. A essi si aggiungono gli indennizzi legati ai ritardi nella realizzazione dei lavori di connessione (circa 31.000 euro) e ai ritardi nell'attivazione della connessione (circa 74.000 euro), per un totale complessivo di 445.000 euro di indennizzi erogati nel 2015.

\*\*\*\*\*

Per quanto riguarda gli impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione, negli ultimi anni si è assistito a una riduzione progressiva delle richieste di connessione, sia in termini di numero che di potenza: nel 2011 si erano registrate 430 richieste per una potenza di 15,9 GW; nel 2015 solo 94 richieste per una potenza di 2,2 GW. In modo analogo, si è registrata una riduzione, sia in termini di numero che di potenza, dei preventivi accettati, ridottisi da 184 per una potenza di 5,5 GW nel 2011 sino a 42 per una potenza di 0,9 GW nel 2015.

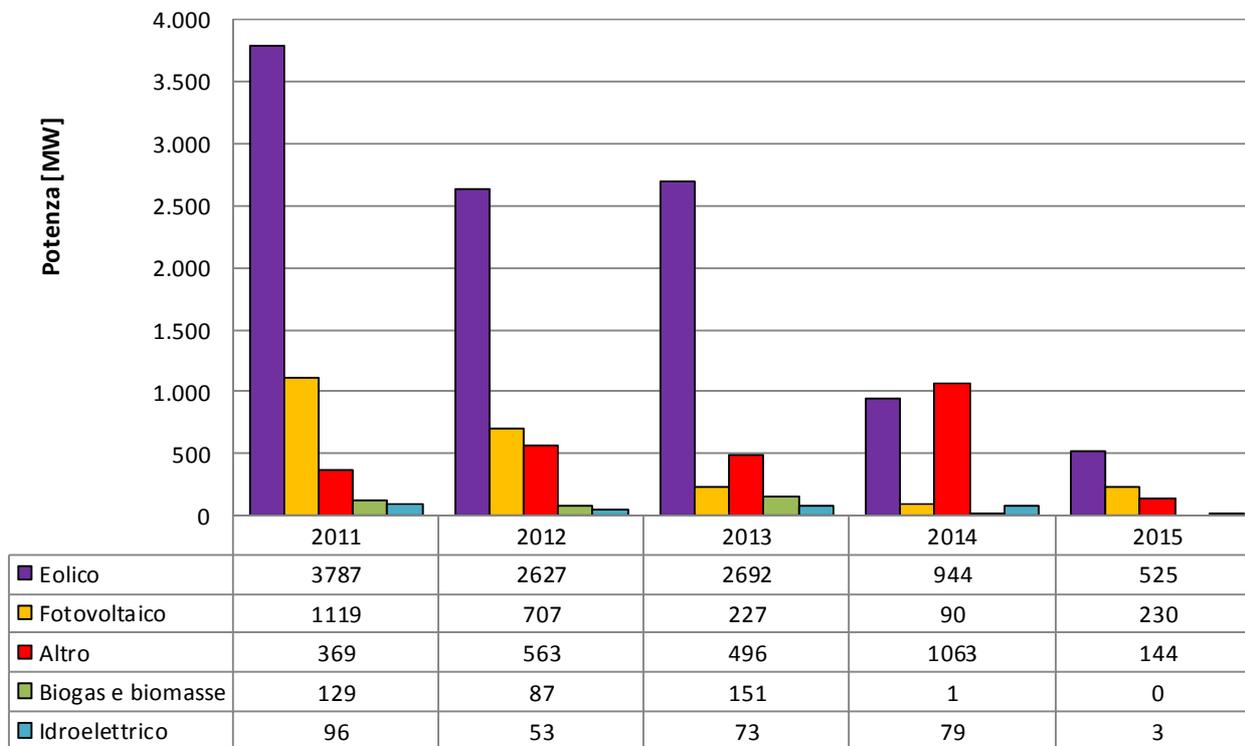
La [figura 15](#) e la [figura 16](#) evidenziano, con riferimento ai preventivi accettati, una distribuzione ben diversa rispetto alle connessioni per impianti in bassa e media tensione. In questo caso il ruolo dominante è rivestito dagli impianti eolici, nonostante il calo rispetto agli anni precedenti sia in termini di numero che di potenza. È interessante rilevare la forte riduzione degli impianti fotovoltaici rispetto al 2011, per il fatto che la quasi totalità dei nuovi impianti di questo tipo sono installati sui tetti di edifici e destinati ad autoconsumo in loco (trattasi quindi per lo più di impianti connessi in bassa o media tensione).

### Preventivi accettati per richieste di connessione in AT



- figura 15. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

### Preventivi accettati per richieste di connessione in AT



- figura 16. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

### *Il problema della saturazione virtuale delle reti*

Appare sempre più attenuato, rispetto al passato, il problema della saturazione virtuale delle reti (cioè della prenotazione della capacità di rete non seguita dalla concreta realizzazione di impianti di produzione) particolarmente diffuso in alcune aree del centro-sud<sup>7</sup>.

Tale risultato positivo è conseguenza degli interventi dell'Autorità ma anche della riduzione degli incentivi. Ciò è anche testimoniato dalla riduzione delle aree critiche<sup>8</sup> rispetto a quelle individuate (soprattutto nelle Regioni del sud) nel 2011.

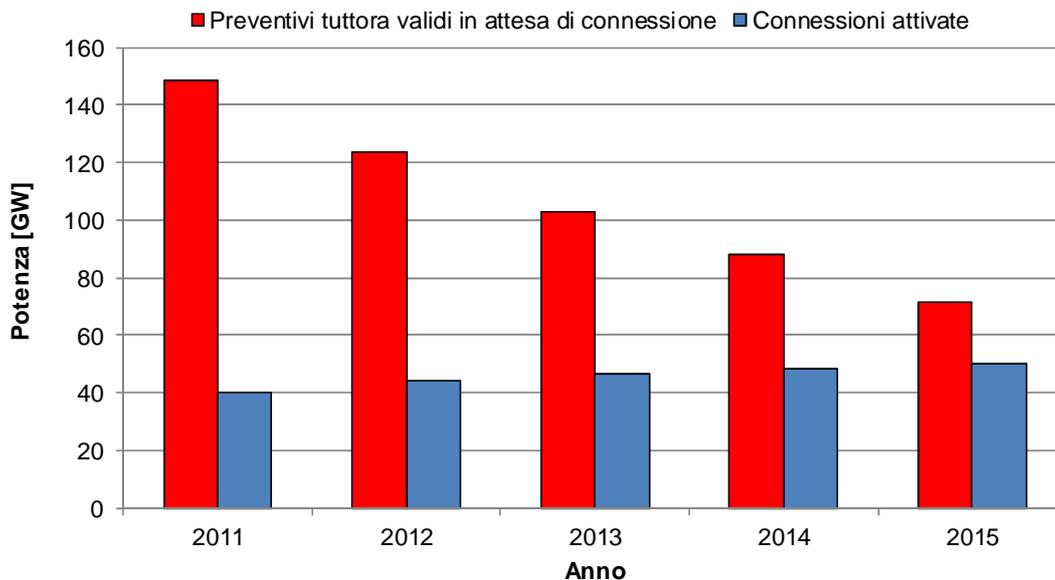
Si ricorda che la regolazione vigente (deliberazione 226/2012/R/eel a cui hanno fatto seguito le disposizioni per l'attuazione – deliberazione 328/2012/R/eel) prevede che la prenotazione definitiva della capacità di rete avvenga al termine del procedimento per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione. Rimane fermo un periodo iniziale, di durata differenziata in base al livello di tensione a cui sarà erogata la connessione, durante il quale la soluzione tecnica per la connessione rimane valida e consente la prenotazione temporanea della relativa capacità di rete (tranne gli impianti fino a 1 MW per i quali la prenotazione della capacità di rete è, fin da subito, definitiva). Si ritiene che abbiano avuto effetto positivo anche le altre disposizioni finalizzate alla riduzione della saturazione virtuale, quali quelle che comportano la decadenza dei preventivi accettati qualora non si dia inizio ai lavori di realizzazione dell'impianto di produzione e/o al procedimento autorizzativo entro certe tempistiche (differenziate in funzione del livello di tensione).

La figura 17 evidenzia la progressiva riduzione della potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi pur in assenza del completamento del procedimento autorizzativo (attualmente pari a 71,4 GW di cui 62,8 GW afferenti alla rete di trasmissione nazionale e 8,6 GW alle reti di distribuzione) e il progressivo aumento della potenza associata alle connessioni attivate.

---

<sup>7</sup> Si rinvia, per ulteriori dettagli, alla Relazione recante "Stato di utilizzo e integrazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili", 308/2015/I/efr.

<sup>8</sup> Le aree e le linee critiche sono individuate sulla base di formule definite dall'Autorità (nel caso di connessioni in bassa e media tensione) e da Terna (nel caso di connessioni in alta e altissima tensione). Ai fini della loro individuazione non sono considerati solo gli impianti di produzione già realizzati ma anche le potenze richieste in immissione afferenti a preventivi accettati e validi.



- figura 17 -

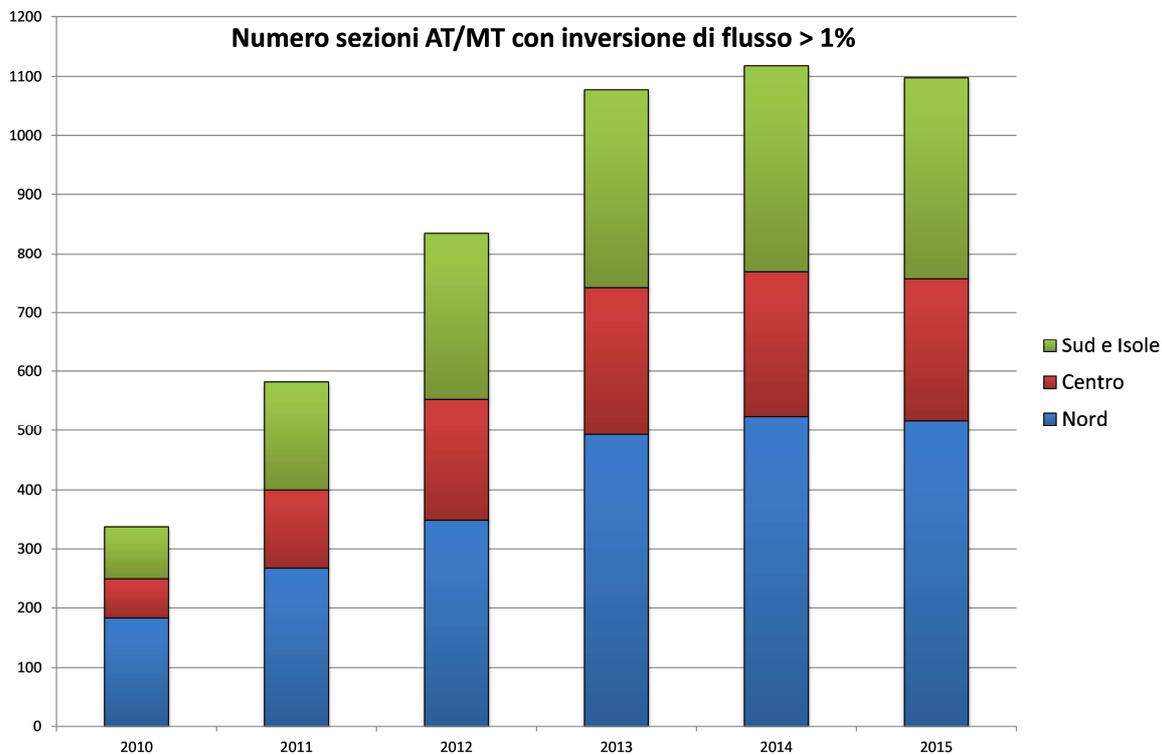
Nonostante la progressiva riduzione della potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi pur in assenza del completamento del procedimento autorizzativo, è necessario continuare l'azione di monitoraggio nonché le azioni volte a evitare che i preventivi accettati di connessione vengano artatamente mantenuti in validità, ad esempio continuando a richiedere modifiche solo per impedirne la decadenza, con la finalità di rivenderli. Anche un comportamento di questo tipo, infatti, rappresenta una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori.

### *Il tema delle inversioni di flusso*

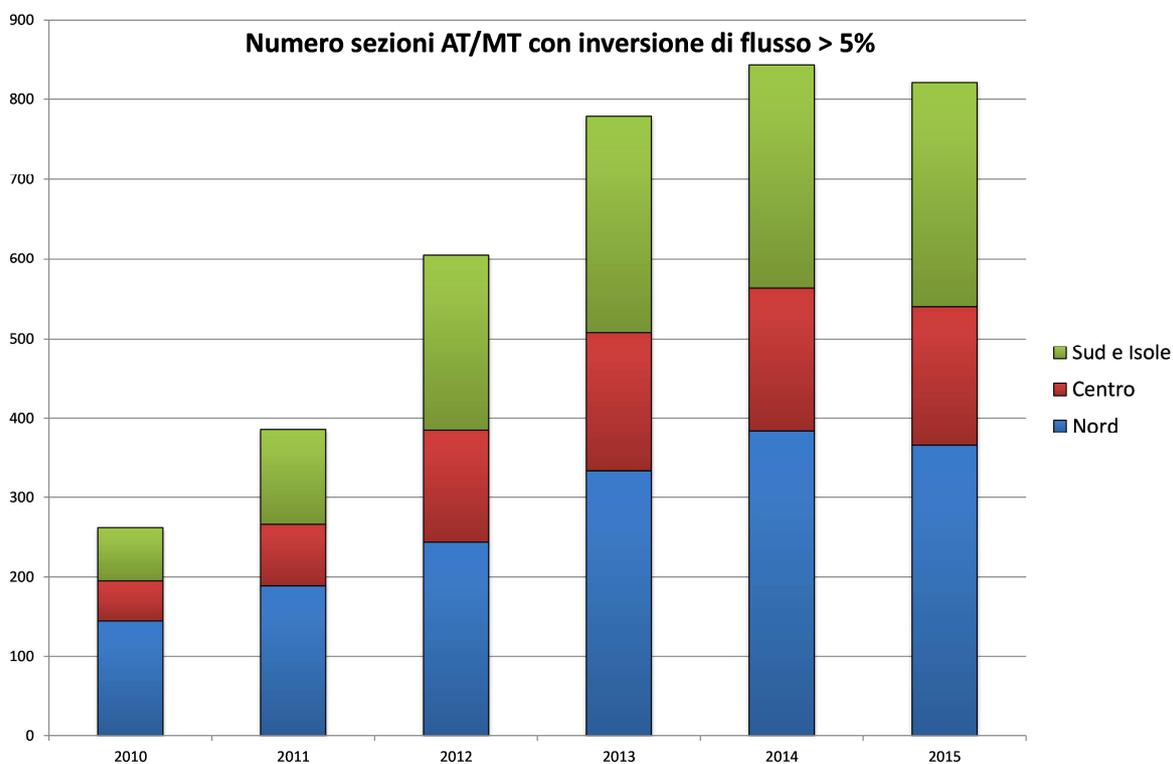
La diffusione della generazione distribuita aumenta la probabilità che l'energia elettrica prodotta in modo diffuso non venga autoconsumata in sito, soprattutto nel caso in cui tali nuovi impianti vengono realizzati per sfruttare le fonti rinnovabili diffuse in zone caratterizzate da totale (o quasi) assenza di carico. Accade quindi che l'energia elettrica immessa nelle reti elettriche di bassa o media tensione debba essere trasportata altrove, elevandola di tensione e comportando il fenomeno detto dell'inversione di flusso (nel senso che l'energia elettrica che storicamente fluiva dall'alta tensione verso la media e la bassa tensione, ora possa risalire di tensione per essere trasportata e consumata altrove).

Il numero delle sezioni AT/MT delle cabine primarie in corrispondenza delle quali si verificano inversioni di flusso potrebbe essere utilizzato come indicatore per valutare lo stato di trasformazione delle reti di distribuzione da passive, quali erano prima della diffusione della generazione distribuita, ad attive. Al riguardo, sulla base dei dati a oggi disponibili risulta che, nel 2015, per oltre il 27% delle circa 4.000 sezioni AT/MT delle cabine primarie si sono verificate inversioni di flusso per almeno l'1% delle ore. Per il 75% di queste ultime, le inversioni di flusso hanno riguardato almeno il 5% delle ore.

Le figure 18 e 19 evidenziano l'andamento del numero delle sezioni AT/MT delle cabine primarie per le quali si sono verificate le inversioni di flusso dal 2010 al 2015, da cui si nota una sostanziale stabilizzazione.



- figura 18 -



- figura 19 -

## *Il tema delle perdite di rete*

Come già evidenziato nella Relazione 308/2015/I/efr, lo sviluppo della generazione distribuita non necessariamente comporta una riduzione delle perdite sulle reti elettriche di media e bassa tensione<sup>9</sup>.

Nell'attuale regolazione, la quantità di energia elettrica effettivamente immessa nelle reti di bassa e media tensione viene convenzionalmente maggiorata al fine di riconoscere alla generazione distribuita le perdite di rete mediamente evitate per effetto della sua presenza, almeno finché su base media verrà riscontrata una riduzione di tali perdite. I produttori connessi alle reti di bassa o media tensione possono così ottenere un beneficio, potendo negoziare sui mercati una quantità di energia elettrica superiore rispetto a quella effettivamente immessa in rete (pari mediamente a quella che avrebbero dovuto produrre per soddisfare i medesimi consumi finali qualora fossero stati connessi alle reti di alta o altissima tensione). L'Autorità, con la deliberazione 377/2015/R/eel, ha aggiornato, a valere dall'1 gennaio 2016, i fattori di perdita standard da applicare, tra l'altro, all'energia elettrica immessa nelle reti di media e bassa tensione: pertanto, la maggiorazione per tenere conto delle minori perdite di rete è pari al 2,3% nel caso di energia elettrica immessa nelle reti di media tensione e al 5,2% nel caso di energia elettrica immessa nelle reti di bassa tensione. Tali coefficienti sono stati determinati confermando l'ipotesi degli scorsi anni (e tuttora accettabile) che la generazione distribuita consenta di evitare le perdite afferenti alla trasformazione dal livello di tensione a cui è riferita l'immissione e a tutti i livelli di tensione superiori ma che non consenta di evitare le perdite afferenti al trasporto lungo le linee elet-

---

<sup>9</sup> Infatti, come già ricordato nella Relazione 308/2015/I/efr:

- per quanto riguarda le perdite sulle linee elettriche a livello di tensione superiore a quello a cui è connesso l'impianto e nelle sezioni di trasformazione dal livello di tensione immediatamente superiore a quello a cui è connesso l'impianto a livelli ancora superiori, la generazione distribuita comporta in generale (in assenza di inversioni di flusso) una riduzione delle perdite nei limiti in cui riduca i transiti di energia elettrica;
- per quanto riguarda le perdite presso le sezioni di trasformazione dal livello di tensione a cui è connesso l'impianto al livello di tensione immediatamente superiore, a livello generale vi è diminuzione di perdite quando la quota di carico coperta dagli impianti di produzione sulle reti al medesimo livello di tensione è sempre inferiore al carico complessivo. Qualora invece vi sia inversione di flusso, in particolare se prolungata e frequente, la generazione distribuita comporta una riduzione complessiva di perdite sempre meno evidente rispetto al caso di rete passiva fino ad arrivare a casi in cui le perdite complessive possono addirittura aumentare per effetto della doppia trasformazione (che si verifica nei casi in cui l'energia elettrica non consumata viene portata a livelli di tensioni superiori rispetto a quello di immissione e successivamente ricondotta a livelli di tensione più bassi);
- per quanto riguarda le perdite sulle linee elettriche al medesimo livello di tensione a cui è connesso l'impianto, nel caso in cui la potenza immessa in rete, ora per ora, sia inferiore a quella complessivamente assorbita dai carichi alimentati dalla linea stessa, la generazione distribuita (nei limiti in cui consenta un avvicinamento fra produzione e consumo) comporterebbe una riduzione delle perdite registrabili sul tratto di rete in esame; nel caso, invece, di una forte penetrazione puntuale/localizzata della generazione distribuita, si possono verificare situazioni in cui le perdite sulla linea, eventualmente anche solo in alcune delle ore dell'anno, aumentano rispetto all'assetto di rete passiva. Ciò è vero soprattutto nel caso in cui gli impianti di produzione sono direttamente collegati alle cabine primarie o secondarie o richiedono la realizzazione di nuovi estesi tratti di rete (ad esempio perché sono ubicati in aree distanti dai centri di consumo).

triche al medesimo livello di tensione a cui avviene l'immissione di energia elettrica<sup>10</sup>. Solo nel caso di energia elettrica ammessa a beneficiare delle tariffe fisse onnicomprensive, non è applicata la predetta maggiorazione convenzionale, proprio perché le tariffe riconosciute, in tali casi, sono onnicomprensive.

### *Lo sviluppo delle infrastrutture di rete*

La diffusione di nuove tipologie impiantistiche richiede interventi sulle reti elettriche. Lo sviluppo delle infrastrutture di rete non riguarda solo la realizzazione di nuove reti elettriche ma anche l'adeguamento delle infrastrutture esistenti, assicurando il passaggio da un servizio sostanzialmente "passivo" della rete (prevalentemente indirizzato al consumo) a uno "attivo" (prevalentemente indirizzato alla produzione e alla gestione dei carichi).

La necessità di sviluppare la rete esistente al fine di accogliere tutta l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione, e in particolare da quelli alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, continua ad apparire piuttosto urgente in alcune aree del Paese caratterizzate da elevati potenziali di generazione e da scarso carico elettrico locale<sup>11</sup>.

L'adeguamento delle infrastrutture esistenti (per il passaggio da un servizio passivo a uno attivo) riguarda essenzialmente le reti di distribuzione, in relazione, tra l'altro, al controllo dei profili di tensione che vengono modificati dalla potenza immessa dagli impianti di generazione distribuita (questi sono in grandissima parte alimentati da fonti rinnovabile le cui immissioni possono essere oggetto di migliore previsione e rilevazione). A questo riguardo, i progetti dimostrativi su reti reali completati nel 2014<sup>12</sup> hanno consentito di raccogliere maggiori informazioni sulle effettive potenzialità delle singole funzionalità degli *smart distribution system*, ivi incluse quelle di telecomunicazione (fondamentali in un sistema attivo fondato sulla comunicazione con le risorse diffuse e l'interoperabilità tra apparati di diversi costruttori), nonché sulle diverse modalità di gestione delle reti che sono rese possibili dalle tecnologie *smart*. Ciò ha consentito di avviare un processo di rinnovamento dell'attuale sistema regolatorio dello sviluppo infrastrutturale.

Recentemente l'Autorità, all'interno del Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo regolatorio 2016-2023 (Allegato A alla deliberazione 646/2015/R/eel), ha definito, per il periodo 2016-2019, le di-

---

<sup>10</sup> Ciò non è del tutto rappresentativo della realtà ma viene tuttora considerato una buona approssimazione.

<sup>11</sup> La mancata produzione degli impianti eolici a causa di vincoli di rete e oggetto di remunerazione è risultata pari a circa 500 GWh nel 2010 e si è progressivamente ridotta fino a 130 GWh nel 2015 (pari allo 0,9% dell'energia elettrica complessivamente prodotta nel 2015 dagli impianti eolici in Italia).

<sup>12</sup> I 7 progetti dimostrativi che sono arrivati a conclusione coinvolgono le 6 seguenti imprese distributrici: A2A Reti Elettriche S.p.A., ACEA Distribuzione S.p.A., ASM Terni S.p.A., ASSEM S.p.A., Deval S.p.A., Enel Distribuzione S.p.A. I progetti pilota *smart grid* sono stati avviati a inizio 2011 a seguito della deliberazione ARG/elt 12/11, sulla base dei criteri precedentemente fissati dall'Autorità. A fine 2014 i progetti si sono conclusi; con la deliberazione 183/2015/R/eel, l'Autorità ne ha permesso la prosecuzione per un ulteriore anno di sperimentazione, prolungando la fase di monitoraggio.

Si veda [www.autorita.energia.it/it/operatori/smartgrid.htm](http://www.autorita.energia.it/it/operatori/smartgrid.htm) e l'Allegato 1 al documento di consultazione 255/2015/R/eel per una sintesi dei progetti e dei principali risultati.

sposizioni per la promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione, al fine di incentivare lo sviluppo appropriato di investimenti nelle reti di distribuzione, indirizzando le scelte delle imprese distributrici verso investimenti che permettono di massimizzare i benefici netti di sistema tramite meccanismi incentivanti di natura *output-based*, sviluppati secondo criteri di selettività. In particolare:

- sono state definite le funzionalità innovative delle reti di distribuzione (osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti in media tensione, regolazione di tensione delle reti in media tensione) nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita relativa a impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, definendo incentivi *output-based* per le funzionalità innovative;
- sono stati definiti i criteri di evoluzione delle reti di distribuzione nelle aree urbane, al fine della bonifica di situazioni critiche che, se non eliminate, potrebbero impedire lo sviluppo della domanda di potenza, incluso l'aumento della contemporaneità d'uso degli apparecchi.

È stata rimandata a un successivo provvedimento dell'Autorità la definizione di una procedura e dei criteri di selezione di sperimentazioni di evoluzione del paradigma elettrico e dello *smart distribution system* verso le *smart city*<sup>13</sup>.

Il percorso delineato e sopra descritto dovrà inevitabilmente intersecarsi con l'innovazione della regolazione del dispacciamento, coinvolgendo i produttori e i clienti finali connessi a reti di distribuzione.

## 2.2 L'evoluzione dei mercati e del dispacciamento

### *Il profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima*

Nelle relazioni 277/2014/I/efr e 308/2015/I/efr si è già avuto modo di evidenziare che, per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili aleatorie e della presentazione di offerte sui mercati anche in relazione agli impianti di produzione alimentati da tali fonti, è cambiato il profilo di prezzo che si forma sul mercato del giorno prima.

In particolare, mentre storicamente i prezzi più alti si formavano nelle ore diurne, in corrispondenza della massima richiesta di energia elettrica in rete, attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. La [figura 20](#) mostra il radicale cambiamento del profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima intervenuto tra il 2010 e il 2012 e successivamente stabilizza-

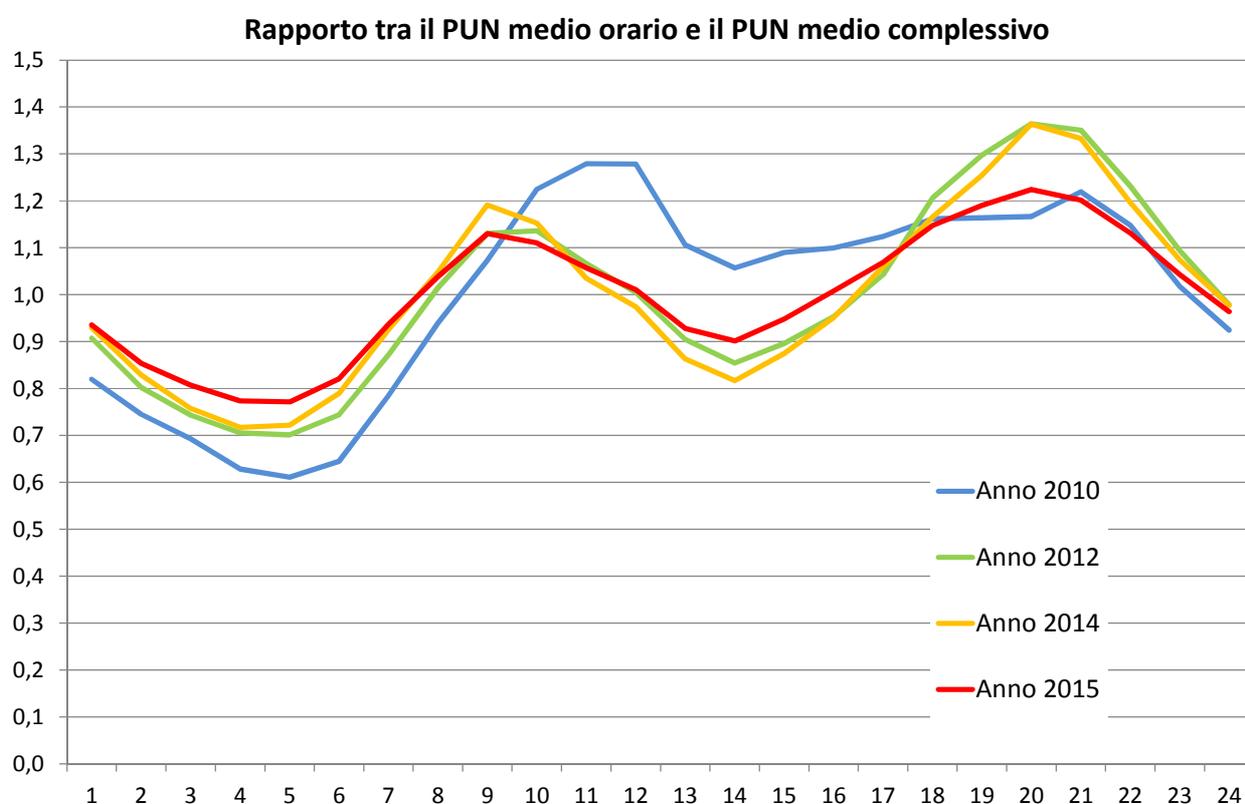
---

<sup>13</sup> La definizione della procedura e dei criteri di selezione dovrà avvenire sulla base dei seguenti principi generali:

- il coinvolgimento di aree urbane densamente popolate (con popolazione minima di 300.000 abitanti);
- l'implementazione effettiva da parte dell'impresa distributtrice di funzionalità innovative sulla rete in bassa tensione;
- il coinvolgimento di clienti finali al fine di accrescere la consapevolezza del proprio *energy footprint* e di aumentare la flessibilità del sistema elettrico;
- la gestione avanzata di misuratori di energia elettrica che traggano i requisiti funzionali della "seconda generazione", in integrazione con tecnologie di comunicazione avanzate e con la sperimentazione di soluzioni di telegestione multiservizio.

to. Al fine di evidenziare i soli profili, e non anche il valore assoluto dei prezzi che dipende da molti altri fattori (primo fra tutti il prezzo del gas naturale utilizzato attualmente per la produzione della metà dell'energia elettrica complessivamente necessaria per soddisfare i fabbisogni di energia elettrica), la medesima figura illustra, per ogni anno, lo scostamento del PUN medio orario rispetto al PUN medio annuo<sup>14</sup>.

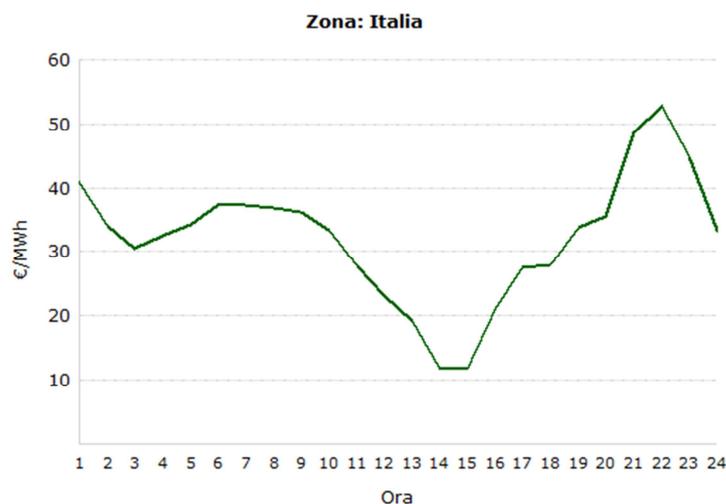
Nel 2015 è stato riscontrato un aumento del PUN medio orario nelle prime ore del giorno e nelle ore centrali e una diminuzione del PUN medio orario nelle ore preserali e serali; comunque, su base media annua, il massimo scostamento positivo rispetto al PUN medio annuo continua a essere più evidente nelle ore preserali, mentre il massimo scostamento negativo, che ancora si presenta nelle ore notturne, continua a essere confrontabile con quello che si registra nelle prime ore del pomeriggio.



- figura 20 -

Nei giorni festivi appare, in generale, più rilevante lo scostamento tra il prezzo più elevato registrato nelle ore preserali e il prezzo più basso, registrato nelle ore diurne in cui la produzione fotovoltaica è massima e non più nelle ore notturne. La figura 21 ne è un esempio recente.

<sup>14</sup> Il PUN medio annuo è risultato pari a 64,12 €/MWh nel 2010, 72,23 €/MWh nel 2011, 75,47 €/MWh nel 2012, 62,99 €/MWh nel 2013, a 52,08 €/MWh nel 2014 e a 52,31 €/MWh nel 2015.



– figura 21. 8 maggio 2016 –

### *Il caso degli impianti termoelettrici e degli impianti idroelettrici a serbatoio*

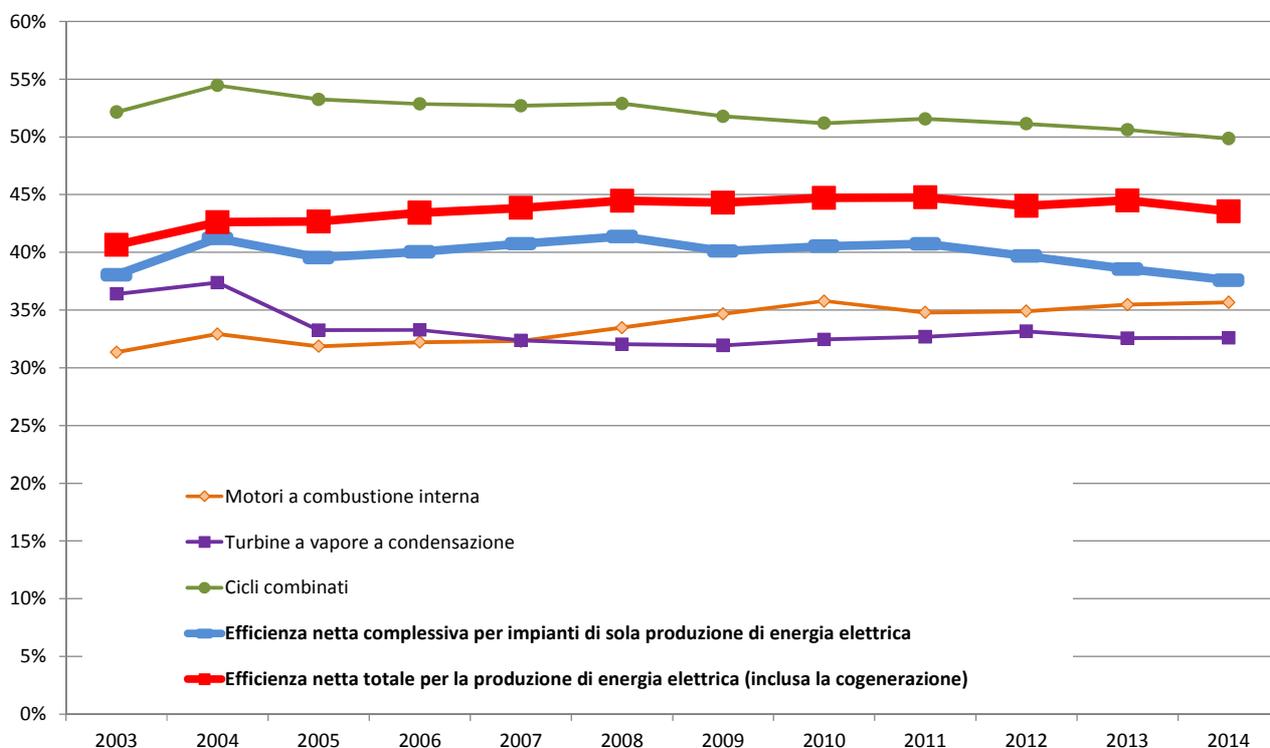
Come già evidenziato nelle relazioni degli anni scorsi, si riducono le ore di utilizzo degli impianti termoelettrici e degli impianti idroelettrici a serbatoio che, tra l'altro, vengono sempre più utilizzati per coprire le punte di carico. A essi viene quindi richiesta sempre più flessibilità, ma non tutti sono in grado di modificare la propria produzione in tempi rapidi.

Per quanto riguarda gli impianti termoelettrici (che non godono della flessibilità intrinseca negli impianti idroelettrici), ciò da un lato comporta la necessità di studiare soluzioni tecnologiche che consentano di rendere più flessibili i moderni cicli combinati a gas (quali soluzioni con più turbine a gas per ogni turbina a vapore, oppure by-pass al camino che consentano il solo funzionamento delle turbine a gas, oppure soluzioni con post combustori che consentano di sfruttare maggiormente la turbina a vapore a parità di utilizzo delle turbine a gas); dall'altro lato, a parità di impianti chiamati a funzionare a carico parziale e con continue accensioni e spegnimenti (o variazioni di carico), continuano a diminuire i rendimenti, come ben evidenziato nella [figura 22](#) in relazione ai cicli combinati e alla media dell'intero parco termoelettrico destinato alla sola produzione di energia elettrica (da cui può conseguire un possibile aumento dei costi variabili e, quindi, dei prezzi di mercato). Nel caso dei motori a combustione interna si assiste invece a un aumento dell'efficienza media in quanto tali impianti sono per lo più destinati a coprire fabbisogni locali e, quindi, non sono influenzati da questioni afferenti il funzionamento generale dell'intero sistema elettrico nazionale.

Per quanto riguarda gli impianti idroelettrici, sicuramente possono ritornare ad avere un ruolo importante il funzionamento in pompaggio (in relazione agli impianti che dispongono di questa facoltà) proprio per dare flessibilità al sistema elettrico. I pompaggi non avrebbero comunque il medesimo ruolo degli anni '70, periodo nel quale essi permettevano di assorbire nelle ore notturne la produzione (eccedentaria) da fonte nucleare non modulabile, ma potrebbero consentire (soprattutto al sud) di assorbire nelle ore diurne la

produzione derivante dalla fonte solare, se eccedentaria, potendo dare un contributo, in termini di produzione di energia elettrica, soprattutto nelle ore preserali.

### Andamento dell'efficienza netta degli impianti di produzione di energia elettrica

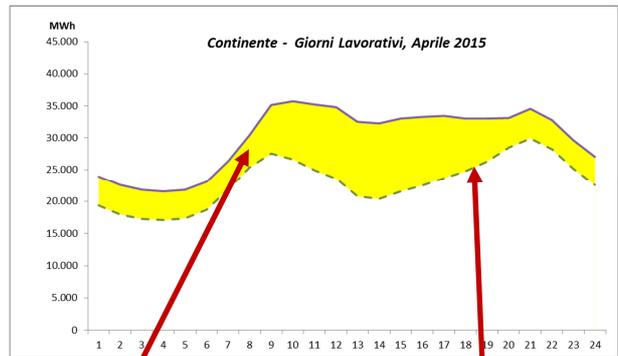
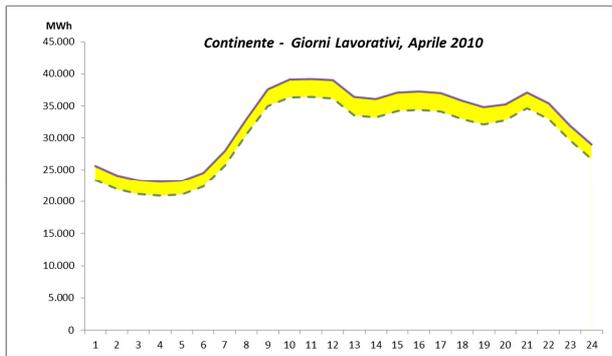


- figura 22 -

### Evoluzione del dispacciamento

Tra il 2010 e il 2013 si è assistito a un rapido aumento della porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti aleatorie (in particolare impianti eolici e fotovoltaici) a cui ha fatto seguito una sostanziale stabilizzazione negli ultimi anni, come evidenziato dalle [figure 23 e 24](#) in relazione all'intera Italia (rispettivamente con riferimento a giorni lavorativi e festivi). Da esse emergono anche le diverse pendenze del profilo di carico residuo (linea tratteggiata) rispetto al profilo di carico complessivo (linea continua). Le [figure 25 e 26](#) focalizzano l'attenzione sulla zona Sud, essendo quella maggiormente interessata dalla diffusione di impianti alimentati da fonti aleatorie.

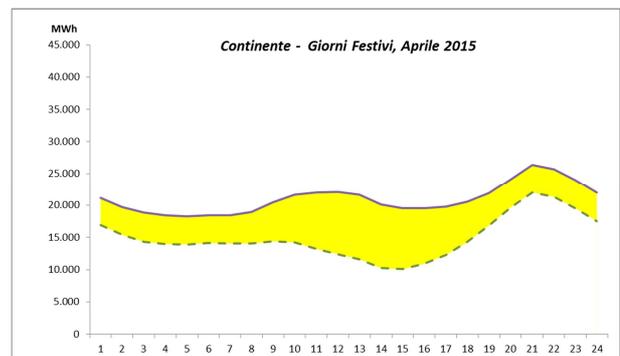
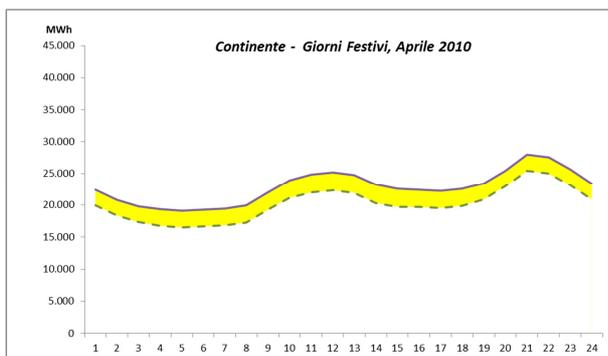
Come già evidenziato nelle relazioni degli anni precedenti, si osserva, in particolare, la maggiore pendenza del profilo di carico residuo nelle ore preserali rispetto a quella del profilo di carico per effetto del contemporaneo venir meno del fotovoltaico quando si sta raggiungendo il picco di carico serale. Un problema analogo si potrebbe ottenere anche nelle ore mattutine nei giorni in cui viene a mancare la disponibilità della fonte eolica proprio in corrispondenza della punta di carico mattutina.



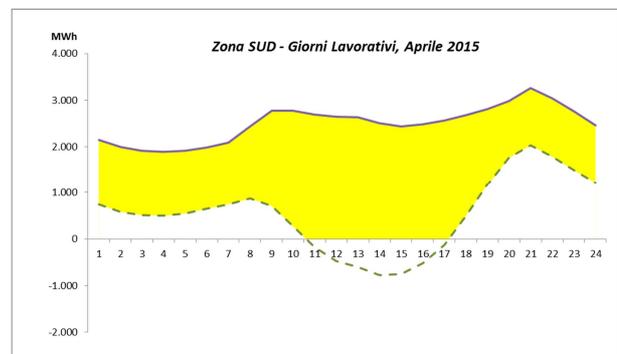
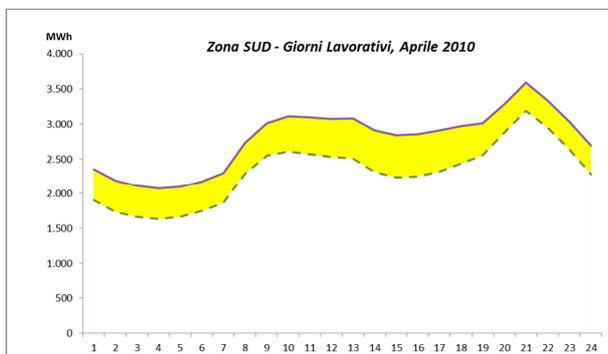
Carico soddisfatto da generazione non rilevante (in particolare eolico e PV)

Rampa

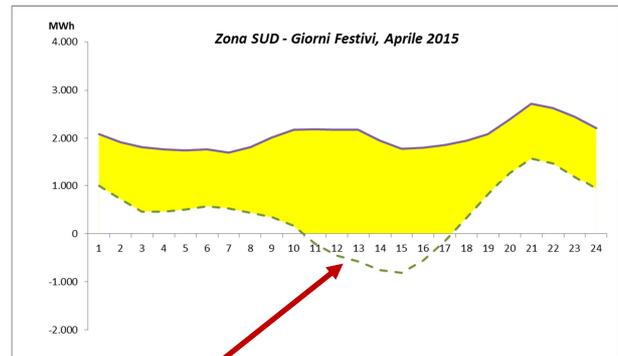
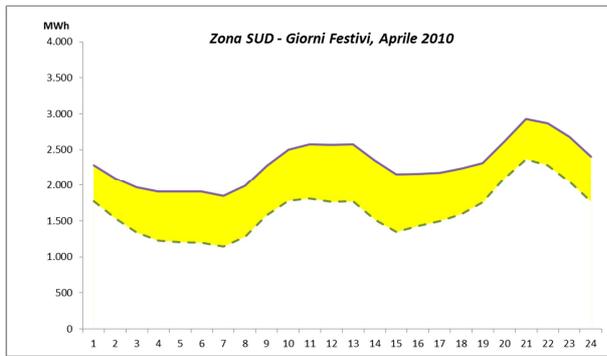
- figura 23. Essa rappresenta, per le 24 ore, la curva dei prelievi medi orari mensili e la curva ottenibile sottraendo a tali prelievi le immissioni medie orarie mensili degli impianti eolici e solari rilevanti e degli impianti non rilevanti -



- figura 24. Essa rappresenta, per le 24 ore, la curva dei prelievi medi orari mensili e la curva ottenibile sottraendo a tali prelievi le immissioni medie orarie mensili degli impianti eolici e solari rilevanti e degli impianti non rilevanti -



- figura 25. Essa rappresenta, per le 24 ore, la curva dei prelievi medi orari mensili e la curva ottenibile sottraendo a tali prelievi le immissioni medie orarie mensili degli impianti eolici e solari rilevanti e degli impianti non rilevanti -



Rischio di taglio della produzione

- figura 26. Essa rappresenta, per le 24 ore, la curva dei prelievi medi orari mensili e la curva ottenibile sottraendo a tali prelievi le immissioni medie orarie mensili degli impianti eolici e solari rilevanti e degli impianti non rilevanti -

Al fine di seguire le rampe (serale e mattutina) è necessario attivare azioni rapide di bilanciamento (tra domanda e offerta di energia elettrica), realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di risposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno. Naturalmente serve un maggior numero di impianti di questo tipo, tutti contemporaneamente disponibili, all'aumentare della pendenza della curva di carico residuo. Le risorse migliori per questo servizio sono le unità idroelettriche di produzione e pompaggio, che possono entrare in servizio e variare la produzione in tempi rapidissimi. Possono essere utilizzati anche gli impianti termoelettrici che devono però essere mantenuti al minimo tecnico nelle ore in cui la loro produzione non serve (hanno infatti tempi di accensione molto lunghi), il che implica che una parte di carico deve comunque essere coperta da tali impianti.

Infine, dalle figure 25 e 26 emerge che nella zona sud, in alcune ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è addirittura superiore rispetto al carico totale (attualmente anche nei giorni lavorativi). Qualora tale produzione non possa essere trasportata altrove e qualora nelle zone limitrofe non vi siano impianti al minimo tecnico sufficienti per compensare l'eventuale venire meno delle fonti aleatorie, si renderebbe necessario un intervento di riduzione della produzione da fotovoltaici ed eolici.

#### *Gli interventi già effettuati in relazione alla prestazione di servizi di rete*

Inizialmente, per i soli impianti di maggiore potenza e di nuova realizzazione, è stata prevista l'obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete, tra cui la riduzione di potenza in caso di necessità e l'insensibilità ai buchi di tensione. A tal fine, Terna ha definito nuovi appositi Allegati al proprio Codice di rete di Terna (quali l'A17 per gli impianti eolici e l'A68 per gli impianti fotovoltaici) che sono stati successivamente approvati e resi cogenti dall'Autorità.

Terna, parallelamente, ha anche predisposto altri Allegati al Codice di rete relativi agli impianti di generazione distribuita, la cui presenza non è più trascurabile per il corretto funzionamento del sistema elettrico complessivo. Tali requisiti sono stati successivamente resi

gradualmente obbligatori dall’Autorità. Ad esempio, con la deliberazione 84/2012/R/eel, l’Autorità ha verificato positivamente l’Allegato A70 al Codice di rete e ha previsto l’obbligatorietà che gli impianti di produzione di energia elettrica, da connettere in bassa e media tensione a far data dall’1 gennaio 2013 (con un periodo transitorio per gli impianti da connettere in bassa e media tensione dall’1 aprile 2012 al 31 dicembre 2012), dispongano di dispositivi atti a consentire ai medesimi di rimanere connessi qualora la frequenza di rete rimanga compresa nell’intervallo 47,5 Hz – 51,5 Hz (anziché nell’intervallo 49,7 Hz – 50,3 Hz), evitando i problemi di sicurezza delle reti che potrebbero derivare dal repentino venir meno della generazione distribuita (soprattutto impianti fotovoltaici nelle ore di picco con elevata produzione), ormai non più trascurabile, a seguito di esigue variazioni della frequenza di rete.

Al riguardo l’Autorità ha anche imposto interventi di adeguamento degli impianti già in esercizio al 31 marzo 2012. Più in dettaglio:

- gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione aventi potenza superiore a 50 kW hanno l’obbligo di modificare le regolazioni delle protezioni di interfaccia al fine di ampliare il campo di funzionamento in termini di frequenza e tensione degli impianti e di installare il sistema di protezione di interfaccia a sblocco voltmetrico, con scadenza 31 marzo 2013. Sulla base dei dati aggiornati ad aprile 2016, risulta che l’adeguamento sia stato completato per il 94% in termini di numero e per il 90% in termini di potenza. Risulterebbero ancora non adeguati<sup>15</sup> circa 1000 impianti per una potenza poco superiore a 1 GW: è attualmente in corso un’azione dell’Autorità finalizzata a garantire il pieno completamento degli interventi di adeguamento;
- gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione fino a 50 kW e gli impianti di produzione connessi alle reti di bassa tensione aventi potenza superiore a 20 kW hanno l’obbligo di modificare le regolazioni delle protezioni di interfaccia al fine di ampliare il campo di funzionamento in termini di frequenza (nella fascia ridotta 49 Hz – 51 Hz), con scadenza 30 giugno 2014. Sulla base dei dati aggiornati ad aprile 2016, risulta che l’adeguamento sia stato completato per il 92% in termini di numero e per il 94% in termini di potenza. Risulterebbero ancora non adeguati circa 2200 impianti per una potenza inferiore a 130 MW: i dati sono attualmente oggetto di verifica;
- gli impianti di produzione connessi alle reti di bassa tensione aventi potenza superiore a 6 kW e fino a 20 kW hanno l’obbligo di modificare le regolazioni delle protezioni di interfaccia al fine di ampliare il campo di funzionamento in termini di frequenza (nella fascia ridotta 49 Hz – 51 Hz), con scadenza 30 aprile 2015. Sulla base dei dati aggiornati ad aprile 2016, risulta che l’adeguamento sia stato completato per l’88% in termini di numero e per l’89% in termini di potenza. Risulterebbero ancora non adeguati circa 8300 impianti per una potenza circa pari a 100 MW: i dati sono attualmente oggetto di verifica.

Gli interventi di adeguamento degli impianti già in esercizio al 31 marzo 2012 hanno dato fino a oggi importanti risultati, ponendo l’Italia in una posizione all’avanguardia nel con-

---

<sup>15</sup> Nel caso di impianti non adeguati, la deliberazione 84/2012/R/eel prevede la sospensione dell’erogazione degli incentivi fino all’avvenuto adeguamento degli impianti. Essa prevede anche che l’Autorità valuti successivamente gli interventi da assumere nei confronti dei produttori che, pur avendone l’obbligo, non hanno completato gli adeguamenti, fino a disporre l’impossibilità a rimanere connessi alla rete elettrica.

testo europeo. La stessa ENTSO-E ha recentemente posto l'attenzione sull'intervallo di frequenza entro cui gli impianti, anche già realizzati, devono rimanere connessi alle reti elettriche, per garantire la sicurezza del sistema elettrico europeo<sup>16</sup>.

\*\*\*\*\*

È rilevante anche il ruolo del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) ai fini dello sviluppo della generazione distribuita. Esso, tenendo conto dei nuovi Allegati al Codice di rete di Terna (tra cui il già richiamato A70) e su impulso dell'Autorità, ha redatto e aggiornato le regole tecniche per la connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione (Norma CEI 0-16 nel caso di connessioni alle reti di distribuzione in media e alta tensione e Norma CEI 0-21 nel caso di connessioni in bassa tensione) definendo anche i requisiti che gli impianti devono avere per poter prestare servizi di rete (eventualmente tramite automatismi). Tali requisiti sono poi stati resi gradualmente obbligatori dall'Autorità con propri provvedimenti.

\*\*\*\*\*

Un altro importante tema è quello del teledistacco. Con la deliberazione 421/2014/R/eel, l'Autorità ha previsto che i sistemi atti a consentire il teledistacco siano implementati per tutti gli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione e aventi potenza uguale o superiore a 100 kW. A tal fine, l'interrelazione tra Terna e i gestori di rete è riportata nella versione aggiornata dell'Allegato A72 al Codice di rete, mentre i requisiti dei sistemi che devono essere installati dai produttori e le modalità di comunicazione tra le imprese distributrici e i medesimi produttori sono state definite dal CEI (in particolare dall'Allegato M alla Norma CEI 0-16).

È stato altresì previsto l'adeguamento obbligatorio per gli impianti esistenti, affinché dispongano dei requisiti necessari per il teledistacco, da completarsi entro il 31 gennaio 2016 (riconoscendo premi per chi si adegua entro il 31 luglio 2015); sulla base dei dati aggiornati ad aprile 2016, risulta che l'adeguamento sia stato completato per il 56% in termini di numero e per il 61% in termini di potenza. Risulterebbero ancora non adeguati circa 7500 impianti per una potenza circa pari a 5,8 GW (questi dati sono comunque indicativi essendo ancora oggetto di revisione da parte dei gestori di rete).

Il teledistacco trova applicazione solo qualora sia a rischio la sicurezza del sistema elettrico nazionale e non siano possibili altre azioni.

#### *Gli interventi già effettuati in materia di sbilanciamenti per le fonti rinnovabili non programmabili*

Si evidenzia, prima di tutto, che la "non programmabilità" di alcune fonti rinnovabili non comporta l'impossibilità di prevedere la disponibilità della fonte e, di conseguenza, la produzione di energia elettrica, quanto piuttosto la difficoltà di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete. In generale, tutte le forme di produzione di energia elettrica non programmabili (nel senso

---

<sup>16</sup> Si veda il Position paper "Dispersed generation impact on continental Europe region security".

sopra detto) sono caratterizzate dalla possibilità di prevedere le immissioni in rete, ancorché con un diverso grado di precisione in dipendenza dalla fonte.

Fino alla fine del 2012 il corrispettivo di sbilanciamento per le unità di produzione non programmabili era posto pari al prezzo zonale orario, il che non consentiva di trasferire ai rispettivi utenti del dispacciamento alcun segnale in merito al valore dell'energia elettrica non programmata, allocando in capo ai clienti finali tutti gli oneri indotti dagli sbilanciamenti.

Tale deroga alla regolazione generale degli sbilanciamenti non poteva più essere ritenuta accettabile a seguito del marcato e repentino sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili perché, non dando alcun segnale di corretta previsione delle proprie immissioni, comportava un continuo aumento degli oneri in capo alla collettività (in relazione a tutti gli oneri indotti sul sistema elettrico ai fini dell'approvvigionamento della capacità di riserva, che aumenta a fronte della scarsa conoscenza delle immissioni attese).

Per questo motivo, l'Autorità, con la deliberazione 281/2012/R/efr, ha previsto, anche per le fonti rinnovabili non programmabili, l'applicazione, parziale e graduale, della disciplina degli sbilanciamenti già vigente per tutte le altre unità di produzione non abilitate.

La richiamata deliberazione, nonostante il contenzioso e il parziale annullamento, ha comunque consentito una migliore previsione delle immissioni di energia elettrica da fonti non programmabili, come già evidenziato nella Relazione 308/2015/I/eel a cui si rimanda.

Con la successiva deliberazione 522/2014/R/eel, entrata in vigore l'1 gennaio 2015, l'Autorità ha dato seguito alle indicazioni desumibili dalla sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14, secondo cui:

- le unità di produzione alimentate da fonti non programmabili siano assoggettate alla regolazione degli sbilanciamenti per tutelare il mercato nella sua interezza;
- in ragione delle peculiarità delle singole fonti non sia possibile equiparare tali fonti a quelle programmabili;
- gli oneri derivanti dagli sbilanciamenti imputabili alle fonti rinnovabili non programmabili non debbano essere socializzati su soggetti diversi dai medesimi (cioè sui clienti finali o sui produttori da fonti programmabili) per evitare di realizzare una discriminazione non giustificabile.

Pertanto, anche secondo la Commissione europea<sup>17</sup> le unità di produzione non programmabili non dovrebbero più avere trattamenti di favore in merito agli sbilanciamenti, né i clienti finali dovrebbero essere ulteriormente gravati degli oneri imputabili agli sbilanciamenti (ivi inclusi quelli delle fonti non programmabili).

La deliberazione 522/2014/R/eel ha, prima di tutto, lasciato in capo agli utenti del dispacciamento una scelta. Essi, infatti, possono scegliere, ogni anno, se applicare:

- a) la regolazione degli sbilanciamenti già vigente per le altre unità di produzione non abilitate e per le unità di consumo;

---

<sup>17</sup> Si veda, al riguardo, anche la disciplina europea in materia di aiuti di stato.

b) la nuova disciplina appositamente introdotta per le fonti rinnovabili non programmabili in aderenza alle sopra richiamate indicazioni desumibili dalla sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14.

Sulla base dei dati disponibili al 31 dicembre 2015, risulta che per il 66% dei punti di dispacciamento afferenti alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili<sup>18</sup>, i relativi utenti del dispacciamento hanno optato per l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento attualmente vigenti per le unità di produzione programmabili non abilitate (opzione a)). Ciò significa che, ormai, sono sempre meno necessarie forme di tutela nei confronti degli utenti del dispacciamento di unità di produzione non programmabili perché gli strumenti messi a disposizione dal mercato sono sufficienti per una corretta gestione degli impianti medesimi, senza che vi siano difficoltà economiche reali.

La nuova disciplina appositamente introdotta per le fonti rinnovabili non programmabili (opzione b)) prevede la definizione delle cosiddette "bande", differenziate per ciascuna fonte non programmabile, all'interno delle quali non viene applicato il corrispettivo unitario di sbilanciamento previsto per le unità di produzione non abilitate. Le bande differenziate per fonte sono pari a:

- il 49% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
- il 31% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
- l'8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
- l'1,5% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle "altre" fonti rinnovabili non programmabili (per lo più unità di produzione geotermoelettriche);
- l'8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione non rilevanti (cioè aventi potenza inferiore a 10 MVA).

All'interno delle bande avviene una sorta di aggregazione commerciale, su base zonale, tra unità di produzione rilevanti e non rilevanti alimentate da qualunque fonte non programmabile che accedono al meccanismo delle bande, riducendo il rischio volume e prezzo dello sbilanciamento associato ad ogni singola fonte e a ogni singolo impianto. In pratica, è come se le diverse fonti non programmabili all'interno delle bande compensassero tra loro i propri sbilanciamenti, attribuendo ai singoli utenti del dispacciamento da fonti non programmabili solo gli ammontari residui ed evitando che essi continuino (come in passato) a essere scaricati ai clienti finali. Più ampia è la banda (come nel caso della fonte eolica) e maggiore è l'effetto benefico derivante dall'aggregazione commerciale.

---

<sup>18</sup> Tale percentuale è pari al 61% in relazione ai punti di dispacciamento afferenti alle unità di produzione non programmabili non rilevanti ed è pari al 68% in relazione ai punti di dispacciamento afferenti alle unità di produzione non programmabili rilevanti.

Più in dettaglio, in relazione allo sbilanciamento rientrante nelle bande, il corrispettivo totale di sbilanciamento è pari alla somma tra:

- il prodotto tra lo sbilanciamento rientrante all'interno delle bande e il prezzo zonale orario;
- il prodotto tra lo sbilanciamento rientrante all'interno delle bande espresso in valore assoluto e il valore unitario della componente perequativa zonale.

A sua volta, il valore unitario della componente perequativa zonale è pari al rapporto tra:

- la differenza tra il totale dei corrispettivi di sbilanciamento che sarebbero stati ottenuti applicando a tutto lo sbilanciamento (afferente alle unità non programmabili che partecipano al meccanismo delle bande) i corrispettivi di sbilanciamento attualmente vigenti per le unità di produzione non abilitate e il totale dei corrispettivi di sbilanciamento già allocati agli utenti del dispacciamento e
- la somma dei valori assoluti degli sbilanciamenti rientranti all'interno delle bande.

La cosiddetta componente perequativa zonale è differenziata per zona di mercato ma non anche per fonte. Ciò nonostante, la valorizzazione complessiva degli sbilanciamenti è differenziata per fonte per effetto della diversa ampiezza delle bande.

Oltre le bande, il corrispettivo totale di sbilanciamento è pari al prodotto tra lo sbilanciamento eccedentario rispetto alle bande e i corrispettivi di sbilanciamento unitari vigenti per le unità di produzione non abilitate. Pertanto, in relazione agli sbilanciamenti che non rientrano nelle bande, si applicano gli stessi corrispettivi previsti per le unità di produzione non abilitate.

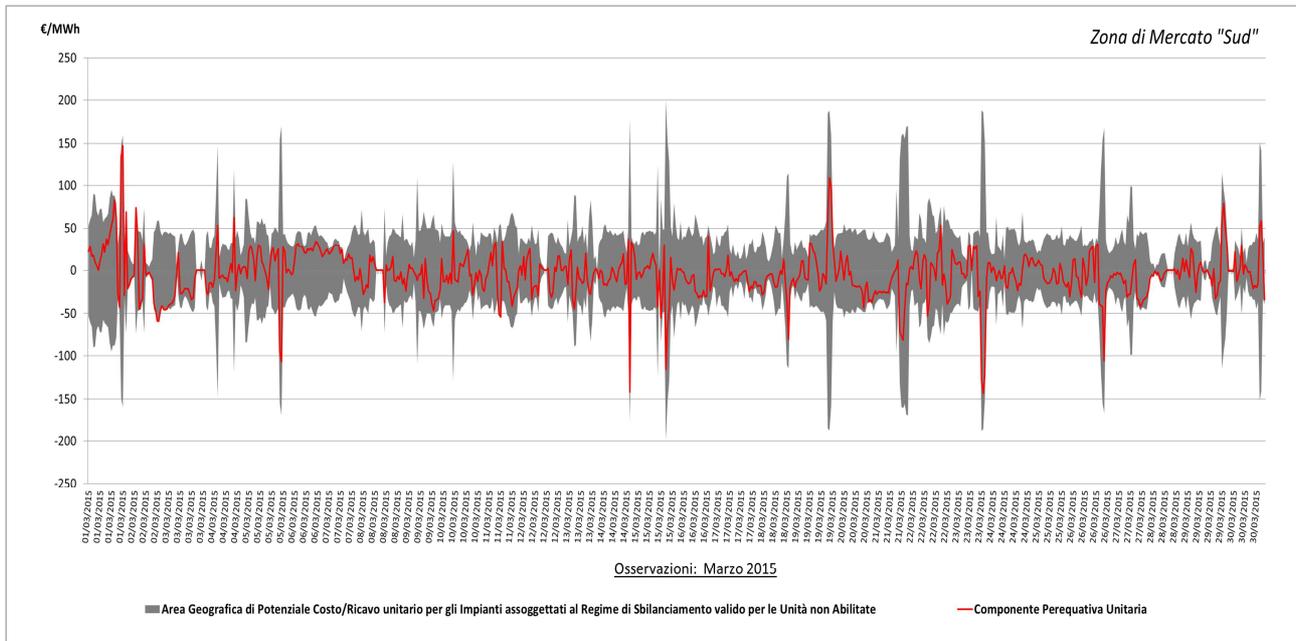
\*\*\*\*\*

Proprio per effetto dell'aggregazione commerciale che avviene all'interno delle bande, agli sbilanciamenti in esse contenuti si applica una componente perequativa unitaria inferiore, in valore assoluto, rispetto alla quota residua unitaria<sup>19</sup> applicata oltre le bande. Ciò è chiaramente rappresentato, a titolo esemplificativo, dalle seguenti figure 27 e 28. Esse, in relazione alla zona di mercato sud (scelta a titolo d'esempio per l'elevata presenza di impianti eolici), confrontano, per tutte le ore dei mesi di marzo e giugno 2015, la quota residua unitaria applicata oltre le bande (rappresentata graficamente come area grigia) e la componente perequativa unitaria applicata all'interno delle bande (rappresentata graficamente con una linea rossa)<sup>20</sup>.

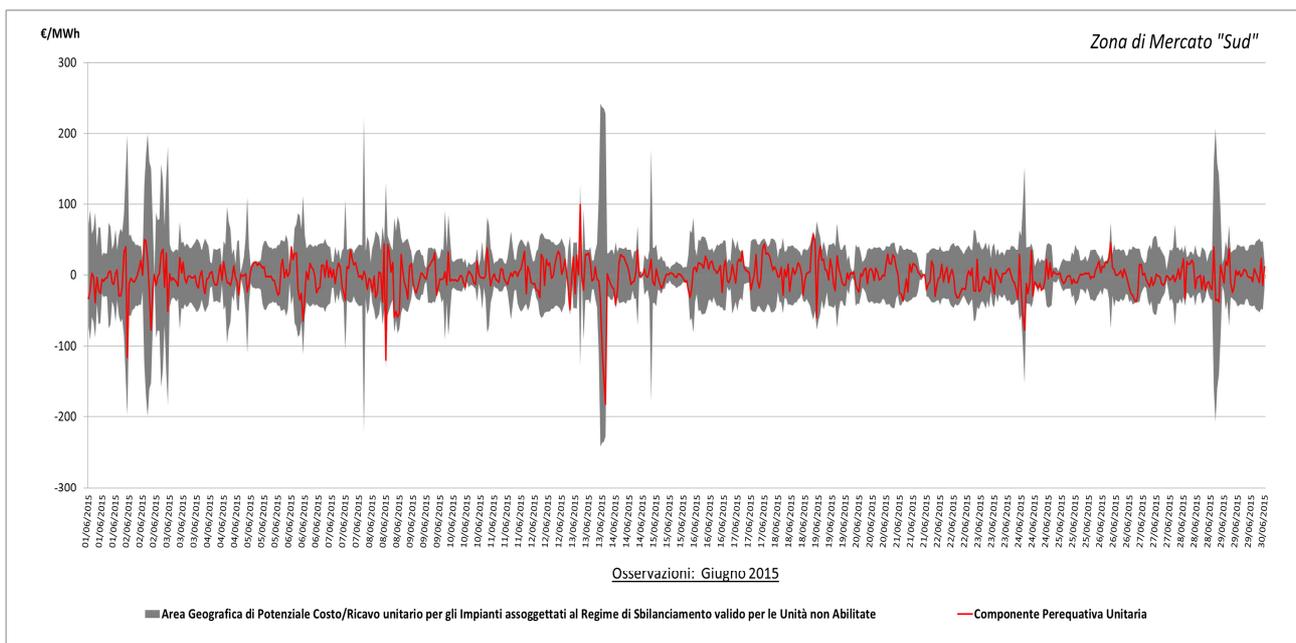
---

<sup>19</sup> La quota residua unitaria è la differenza oraria, in €/MWh, tra il corrispettivo unitario di sbilanciamento e il prezzo zonale orario che sarebbe stato riconosciuto alla stessa quantità di energia elettrica nel caso in cui non ci fossero stati sbilanciamenti. Essa può essere positiva o negativa.

<sup>20</sup> La componente perequativa zonale, essendo applicata agli sbilanciamenti in valore assoluto, comporta un maggior ricavo rispetto al prezzo zonale orario quando assume valori positivi e comporta un minor ricavo rispetto al prezzo zonale orario quando assume valori negativi. Invece, la quota residua unitaria può dar luogo a un minor ricavo o a un maggior ricavo (rispetto al prezzo zonale orario) anche in funzione del segno dello sbilanciamento. Per questo motivo, volendo presentare una rappresentazione grafica di validità generale, è stata rappresentata come area anziché come linea. Tale area è, quindi, quella entro cui può oscillare la componente perequativa zonale che, come detto, è per definizione sempre inferiore (in valore assoluto) rispetto alla quota residua unitaria.



- figura 27. Quota residua unitaria (area grigia) e componente perequativa zonale (linea rossa) nella zona di mercato sud. Mese di marzo 2015 -



- figura 28. Quota residua unitaria (area grigia) e componente perequativa zonale (linea rossa) nella zona di mercato sud. Mese di giugno 2015 -

In sintesi, come già anticipato, il beneficio derivante dalle bande è il beneficio dell'aggregazione e consiste nella riduzione del rischio volume e prezzo dello sbilanciamento associato ad ogni singola fonte e a ogni singolo impianto. Da ciò deriva anche che il corrispettivo totale di sbilanciamento che un utente del dispacciamento avrebbe, a parità di strategie d'offerta sui mercati, nel caso in cui trovino applicazione le bande rispetto al caso in cui esse non trovino applicazione, risente dell'effetto dell'aggregazione commercia-

le. Maggiore è l'ampiezza delle bande (come nel caso della fonte eolica) e maggiore è il beneficio dell'aggregazione.

Ciò però non significa che un utente del dispacciamento abbia con certezza un maggiore ricavo rispetto al caso in cui trovi applicazione la regolazione generale delle unità di produzione non abilitate. L'aggregazione all'interno delle bande comporta una riallocazione delle quote residue<sup>21</sup> tra le diverse unità di produzione non programmabili che vi partecipano (indipendentemente dalle fonti). In generale, le quote residue positive si compensano con le quote residue negative facendo sì che il maggior ricavo che alcuni utenti del dispacciamento avrebbero avuto (rispetto ai prezzi zonali orari) compensi, riducendolo, il minor ricavo di altri. Il risultato che ne deriva viene redistribuito in funzione dello sbilanciamento in valore assoluto delle singole unità di produzione, tramite la componente perequativa zonale. Nessuna parte della quota residua complessiva attribuibile alle unità di produzione non programmabili è stata attribuita ai clienti finali (a differenza delle discipline previgenti), in ottemperanza della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14.

La richiamata quota residua complessiva, per l'anno 2015, è stata pari a circa 36 milioni di euro, in riduzione rispetto ai circa 41 milioni di euro consuntivati per il 2014 e, soprattutto, rispetto ai 276 milioni di euro del 2012 (anno in cui gli sbilanciamenti per le fonti rinnovabili non programmabili erano valorizzati al prezzo zonale orario).

Si ritiene che tale riduzione sia in gran parte dovuta all'introduzione della deliberazione 281/2012/R/efr (seppur annullata) che ha indotto i produttori, tramite i rispettivi utenti del dispacciamento, a partecipare più attivamente ai mercati dell'energia. Si sottolinea che tale quota residua non è l'unico costo incidente sul sistema elettrico per effetto dell'aleatorietà: vi sono anche, ad esempio, i costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento di capacità di riserva che vengono attribuiti ai clienti finali nell'ambito dei corrispettivi di dispacciamento (cd. *uplift*).

\*\*\*\*\*

Attualmente, in attesa della piena definizione delle *balancing guidelines* a livello europeo, la disciplina degli sbilanciamenti è nuovamente oggetto di innovazione transitoria soprattutto al fine di evitare anomalie presenti nella disciplina degli sbilanciamenti che hanno consentito, ad alcuni utenti del dispacciamento, di trarre profitti estranei alle finalità del servizio di dispacciamento, mediante una programmazione a livelli strutturalmente e sensibilmente differenti da quelli ragionevolmente prevedibili (si veda, al riguardo, il DCO 316/2016/R/eel).

#### *Gli interventi già effettuati in materia di accumuli installati da clienti finali e produttori*

In un contesto sempre più caratterizzato da aleatorietà, i sistemi di accumulo possono assumere un ruolo di rilievo.

Con la deliberazione 574/2014/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità di integrazione nel sistema elettrico per i sistemi di accumulo realizzati da clienti finali o produttori, evitando ogni forma di distinzione tra le diverse tecnologie al fine di non promuovere lo sviluppo

---

<sup>21</sup> Pari al prodotto tra la quota residua unitaria e lo sbilanciamento.

di alcune soluzioni a scapito di altre: pertanto, dal punto di vista regolatorio, non esistono differenze tra gli accumuli elettrochimici, gli impianti di pompaggio o altre soluzioni. In più, l’Autorità ha disposto che i sistemi di accumulo siano trattati come singoli impianti di produzione a se stanti o come gruppi di generazione che costituiscono un impianto di produzione (se presente) perché essi possono immettere energia elettrica in rete e perché tale scelta, dal punto di vista dell’accesso ai mercati, consente una loro più facile integrazione con gli impianti alimentati da fonti non programmabili.

#### *La revisione della regolazione del dispacciamento*

È attualmente in corso la revisione e l’aggiornamento della regolazione complessiva del dispacciamento affinché sia più aderente alla nuova realtà e consenta una partecipazione più attiva anche da parte di unità di produzione e di consumo che fino a oggi non hanno potuto fornire risorse di dispacciamento nonché un maggiore utilizzo di tali risorse da parte di Terna, assicurando il coordinamento con l’evoluzione degli altri mercati nazionali verso un mercato armonizzato europeo.

Ciò potrebbe consentire di meglio valorizzare (anche economicamente) i servizi utili per il sistema elettrico che gli impianti (anche quelli non programmabili) possono fornire, compresi quelli connessi alle reti di media e bassa tensione che sono sempre stati esclusi dalla fornitura dei servizi di dispacciamento.

Tale revisione, in relazione alla quale si rimanda al DCO 298/2016/R/eel, è comunque transitoria, nelle more dell’approvazione del regolamento UE sul bilanciamento (cd. *balancing guidelines*) e dell’attuazione del Regolamento UE 1222/15 (CACM), i cui effetti devono essere tenuti in conto anche nel disegno del mercato per il servizio di dispacciamento.

### 3. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE: REGIMI COMMERCIALI SPECIALI, INCENTIVI E IMPATTO IN A3

#### 3.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica

L'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile può accedere al mercato con diverse modalità: mediante un accesso diretto (attraverso la borsa elettrica o la cessione diretta ai *traders*), mediante un accesso indiretto attraverso il regime di *ritiro dedicato*, oppure, per gli impianti fino a 500 kW, attraverso lo *scambio sul posto*.

##### *Ritiro dedicato*

Il ritiro dedicato, istituito dal decreto legislativo 387/03 e dalla legge 239/04, è attualmente regolato dall'Autorità con la deliberazione 280/07, vigente dall'1 gennaio 2008.

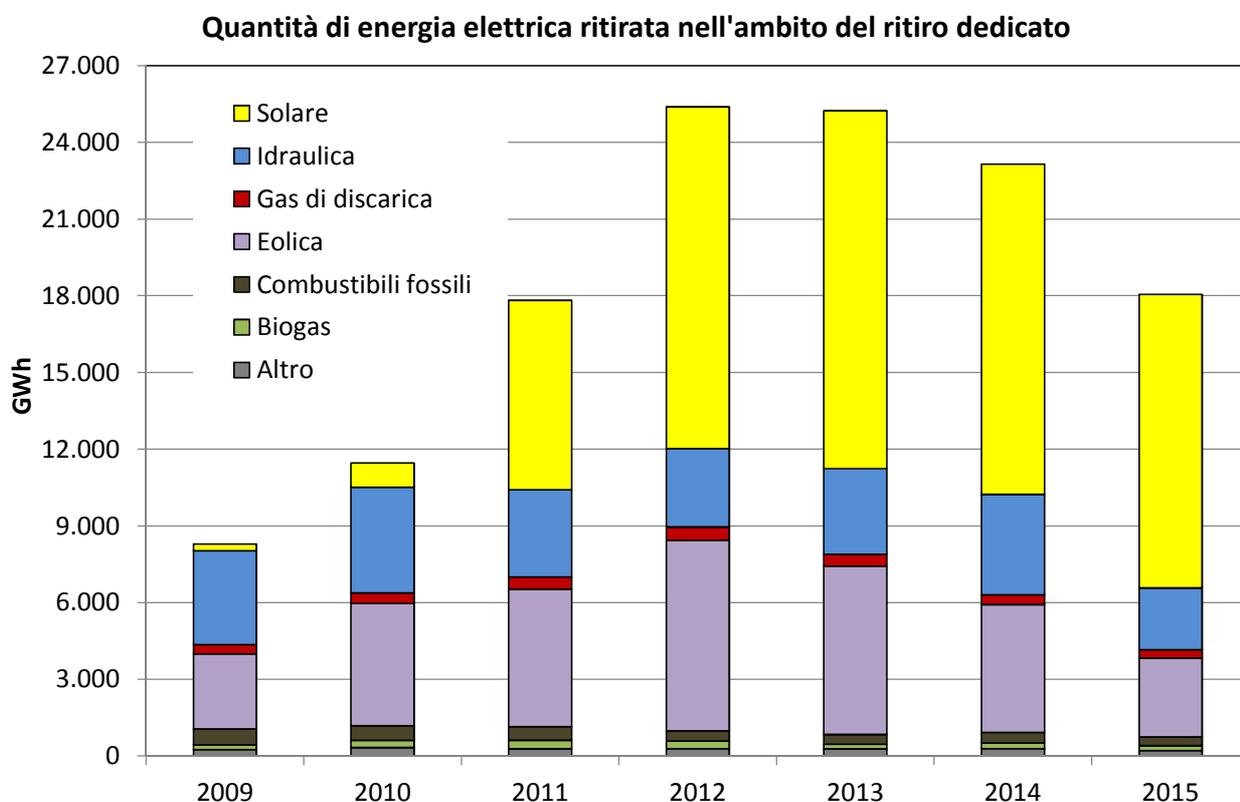
Il ritiro dedicato può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di taglia qualunque. Esso non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediario commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, con regole trasparenti e uniformi su tutto il territorio nazionale. Pertanto il GSE è l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro commerciale dell'energia, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa e al trasporto dell'energia immessa).

Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti (come avviene sul libero mercato), è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul mercato del giorno prima (MGP). Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, qualora siano soddisfatti tutti i requisiti necessari per accedere al ritiro dedicato, e limitatamente ai primi 1,5 GWh immessi su base annua (ai primi 2 GWh nel solo caso degli impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide), sono previsti i prezzi minimi garantiti che rappresentano la remunerazione minima garantita qualunque sia l'andamento del mercato elettrico. Tali prezzi hanno l'obiettivo di garantire la sopravvivenza di piccoli impianti che utilizzano risorse rinnovabili marginali che non potrebbero essere diversamente utilizzate e rappresentano, pertanto, una forma di tutela per tali impianti. Proprio in relazione alla loro finalità sono correlati ai costi variabili medi di esercizio e non anche ai costi di investimento. I prezzi minimi garantiti sono stati ridefiniti a partire dall'anno 2014, completando il loro allineamento ai costi effettivi di esercizio per le diverse fonti.

L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato viene da quest'ultimo collocata sul mercato: la differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A3 ed è attribuibile ai soli prezzi minimi garantiti. Infatti anche i corrispettivi di sbilanciamento vengono interamente allocati ai produttori. Naturalmente, l'impatto dei prezzi minimi garantiti sulla componente tariffaria A3 dipende fortemente dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica.

La figura 29 rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato: da essa emerge una rilevante riduzione soprattutto negli ultimi anni per effetto della fuoriuscita volontaria dal ritiro dedicato di numerosi impianti. Nell'anno 2016 si sta assistendo a un'ulteriore fuoriuscita volontaria, soprattutto in relazione agli impianti eolici di taglia più elevata.

Più in dettaglio, nel 2015 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 18,1 TWh (in riduzione marcata rispetto all'anno precedente), prodotta da 51.119 impianti, per una potenza complessiva di circa 11,6 GW. L'energia elettrica che ha beneficiato dei prezzi minimi garantiti è stata pari a circa 2,2 TWh, prevalentemente prodotta da impianti fotovoltaici e idroelettrici, in lieve diminuzione rispetto all'anno 2014. L'impatto dei prezzi minimi garantiti sulla componente tariffaria A3 nel 2015 è stato pari a circa 36 milioni di euro (contro i 43 milioni di euro nell'anno 2014 e i 324 milioni di euro nell'anno 2013)<sup>22</sup>, prevalentemente attribuibile agli impianti idroelettrici.



- figura 29 <sup>23</sup>-

<sup>22</sup> La rilevante riduzione dell'impatto sulla componente tariffaria A3 dei prezzi minimi garantiti riscontrata tra il 2013 e il 2014, oltre che alla ridefinizione operata dall'Autorità, è attribuibile al decreto legge 145/13 secondo cui, a decorrere dal 1 gennaio 2014, i prezzi minimi garantiti sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l'energia elettrica ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia elettrica prodotta, a eccezione dell'energia elettrica immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW.

<sup>23</sup> La voce "altro" comprende gli impianti alimentati da rifiuti, da gas residuati dai processi di depurazione, da biocombustibili liquidi, da biomasse solide, dalla fonte geotermica nonché gli impianti ibridi.

## Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, istituito dal decreto legislativo 387/03 e dal decreto legislativo 20/07, è stato regolato dall'Autorità inizialmente con la deliberazione 28/06 (con il cosiddetto meccanismo *net metering*) e successivamente con la deliberazione ARG/elt 74/08 (con un meccanismo di compensazione economica) innovata, dall'1 gennaio 2013, dalla deliberazione 570/2012/R/efr<sup>24</sup>. Lo scambio sul posto può essere applicato agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW, nonché agli impianti alimentati da fonti rinnovabili fino a 500 kW se entrati in esercizio dal 2015.

Lo scambio sul posto è uno strumento regolatorio che consente di compensare le partite di energia elettrica immessa in rete in un'ora con quella prelevata dalla rete in un'ora diversa da quella in cui avviene l'immissione. Esso è come se replicasse virtualmente un sistema di accumulo ma, proprio perché virtuale, non consente di ottenere i benefici che un vero sistema di accumulo potrebbe apportare, in termini di utilizzo delle reti elettriche.

Lo scambio sul posto è erogato dal GSE che prende in consegna l'energia elettrica immessa e la colloca sul mercato, riconoscendo all'utente dello scambio il valore dell'energia elettrica immessa (nei limiti del valore dell'energia prelevata: l'eventuale maggior valore viene erogato su richiesta dell'utente oppure è mantenuto come credito) e restituendo le componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata come se l'energia elettrica scambiata non avesse utilizzato la rete elettrica. Tale restituzione, di fatto, comporta la presenza di un incentivo implicito intrinseco. La differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A3 e deriva dalla predetta restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata nonché dai corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

Sulla base dei dati più recenti a oggi disponibili, nell'anno 2015 lo scambio sul posto ha interessato circa 524.600 impianti (per lo più fotovoltaici, 474 cogenerativi e 122 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare), per una potenza complessiva di circa 4,5 GW e una quantità di energia elettrica complessivamente scambiata pari a circa

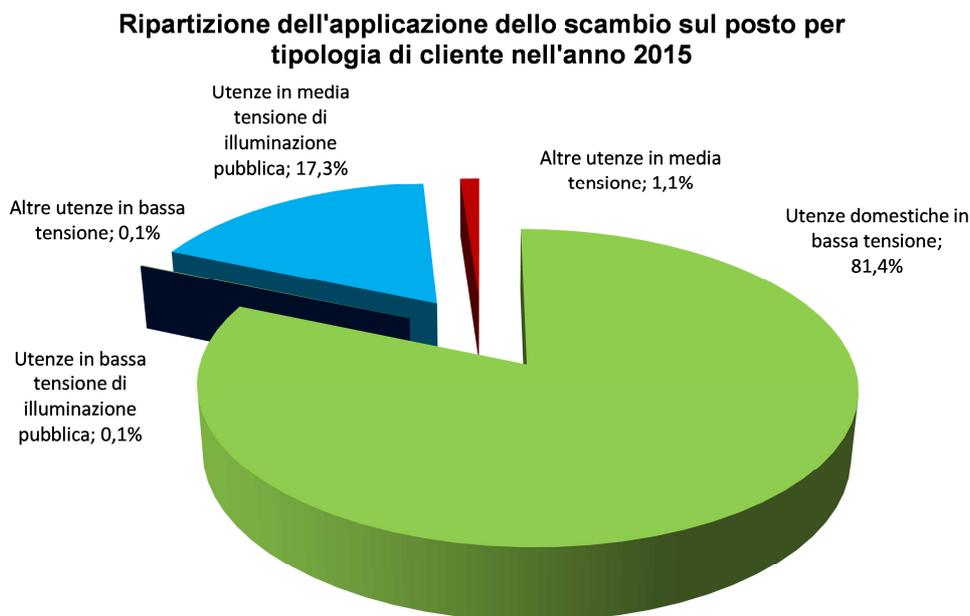
---

<sup>24</sup> In particolare, lo scambio sul posto:

- fino al 2008 si configurava come *net metering*, era erogato dalle imprese distributrici e prevedeva una compensazione fisica tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata. Tale disciplina, molto semplice, non era compatibile con la piena apertura del mercato dell'energia elettrica al dettaglio;
- dal 2009 fino al 2012 prevedeva una compensazione economica (non più fisica) tra il valore dell'energia elettrica immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata oltre che la restituzione delle componenti tariffarie variabili relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata;
- dal 2013, oltre alla compensazione economica tra il valore dell'energia elettrica immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata e la restituzione delle componenti tariffarie variabili relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata, prevede standardizzazioni e l'eliminazione dell'utilizzo dei dati provenienti dalle società di vendita (e, quindi, una notevole riduzione dei flussi informativi necessari). Ciò comporta, ad esempio, l'utilizzo di valori standard (il PUN), in luogo delle bollette effettive, per assegnare un valore economico all'energia elettrica prelevata. Un'altra novità è rappresentata dall'introduzione, per gli impianti di potenza superiore a 20 kW, di un limite massimo per la restituzione delle componenti tariffarie. Tale limite è oggetto di periodica revisione sulla base dei costi effettivi di esercizio e di investimento degli impianti di produzione nonché sulla base dei ricavi derivanti dagli strumenti incentivanti (qualora cumulabili con lo scambio sul posto).

2,1 TWh, in lieve aumento rispetto agli anni precedenti, comportando un onere complessivo in capo agli altri clienti finali, coperto tramite la componente tariffaria A3, di circa 169 milioni di euro.

La figura 30 evidenzia la ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per tipologia di cliente. Da essa emerge che la maggior parte degli impianti che beneficiano dello scambio sul posto sono realizzati presso clienti domestici.



- figura 30. La ripartizione percentuale è riferita al numero degli utenti con scambio sul posto -

Nell'anno 2015 si è verificato, in accordo con le previsioni, un lieve aumento del numero degli impianti che si avvalgono dello scambio sul posto (nel 2014 erano circa 480.800) per effetto del venir meno della possibilità di accedere ai benefici del quinto conto energia (che non era cumulabile con lo scambio sul posto), per effetto dell'innalzamento a 500 kW della soglia per l'ammissione nonché per effetto del decreto legge 91/14, come convertito con modificazioni dalla legge 116/14<sup>25</sup>.

### 3.2 Meccanismi di incentivazione

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione, anche molto differenti tra loro, per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Con-

---

<sup>25</sup> Tale decreto legge ha infatti previsto che, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW rientranti nell'ambito dello scambio sul posto, non si applichino le componenti a copertura degli oneri generali di sistema sull'energia elettrica consumata in sito (si veda il capitolo 4). Inoltre ha previsto l'accesso diretto di tali sistemi ai benefici dei SEU, evitando la procedura di qualifica.

vivono strumenti economici di prezzo (quali il *feed in tariff*<sup>26</sup> e il *feed in premium*<sup>27</sup>) e strumenti economici di quantità (quali i certificati verdi seppur ormai aboliti), oltre a obblighi e imposizioni (quale l'obbligo di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili previsto dal decreto legislativo 28/11 nel caso di costruzione di nuovi edifici o di interventi rilevanti) e oltre a strumenti di altra natura (quali detrazioni fiscali, contributi a fondo perduto assegnati a livello locale ed esoneri di vario tipo). Più in dettaglio, per quanto riguarda gli strumenti economici, convivono:

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) Cip 6/92 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- sistema dei certificati verdi (CV) per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012<sup>28</sup>, con effetti fino al 31 dicembre 2015;
- sistema sostitutivo dei CV, consistente in un *feed in premium* per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012<sup>30</sup>;
- sistema di conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- sistema di conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione): tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. Queste ultime tariffe incentivanti sono attualmente oggetto di revisione e di estensione da parte dei Ministri competenti.

---

<sup>26</sup> *Feed in tariff* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

<sup>27</sup> *Feed in premium* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

<sup>28</sup> A eccezione di quanto previsto dall'articolo 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012 che ha previsto eccezioni in relazione alla data ultima di entrata in esercizio.

Nel seguito vengono riprese e aggiornate le considerazioni già esposte nella relazione 308/2015/I/efr.

### Provvedimento Cip 6/92

Il provvedimento Cip 6/92 è uno strumento incentivante di tipo *feed in tariff*: prevede pertanto che il GSE ritiri, a prezzi più elevati di quelli di mercato, l'energia elettrica ammessa a beneficiarne.

L'onere complessivo derivante dal provvedimento Cip 6/92 è attribuito a tre componenti:

- a) la prima componente deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica Cip 6 secondo le modalità definite dal medesimo provvedimento e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori. Nell'anno 2015 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è pari a circa 600 milioni di euro (tabella 1), per una quantità di energia elettrica pari a 9,1 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per 289 milioni di euro alle fonti rinnovabili (2,2 TWh) e per i restanti 312 milioni di euro alle fonti assimilate (6,9 TWh): tali valori, come prevedibile per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni, sono in diminuzione rispetto al 2014. Il costo netto è posto a carico della componente tariffaria A3 ed è interamente attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip 6/92, maggiori rispetto ai prezzi di mercato. Si noti che gli oneri in capo alla collettività derivanti dal provvedimento Cip 6 sono influenzati dai prezzi di mercato dell'energia elettrica;

**Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2015**

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2015	[Numero]	43	95,6%	2	4,4%	<b>45</b>
Potenza convenzionata al 31 dic. 2015	[MW]	475	34,5%	904	65,5%	<b>1.379</b>
Energia elettrica ritirata	[TWh]	2,20	24,1%	6,91	75,9%	<b>9,10</b>
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	401	37,7%	664	62,3%	<b>1065</b>
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	112	24,1%	352	75,9%	<b>465</b>
<b>Impatto sulla componente tariffaria A3</b>	<b>[Milioni di euro]</b>	<b>289</b>	<b>48,2%</b>	<b>312</b>	<b>51,8%</b>	<b>601</b>

I dati riportati nella presente tabella sono stime. In particolare, potrebbero essere oggetto di ulteriore revisione a seguito della determinazione del valore di conguaglio del costo evitato di combustibile (CEC).

I dati riportati escludono le convenzioni Cip 6 risolte anticipatamente.

- tabella 1 -

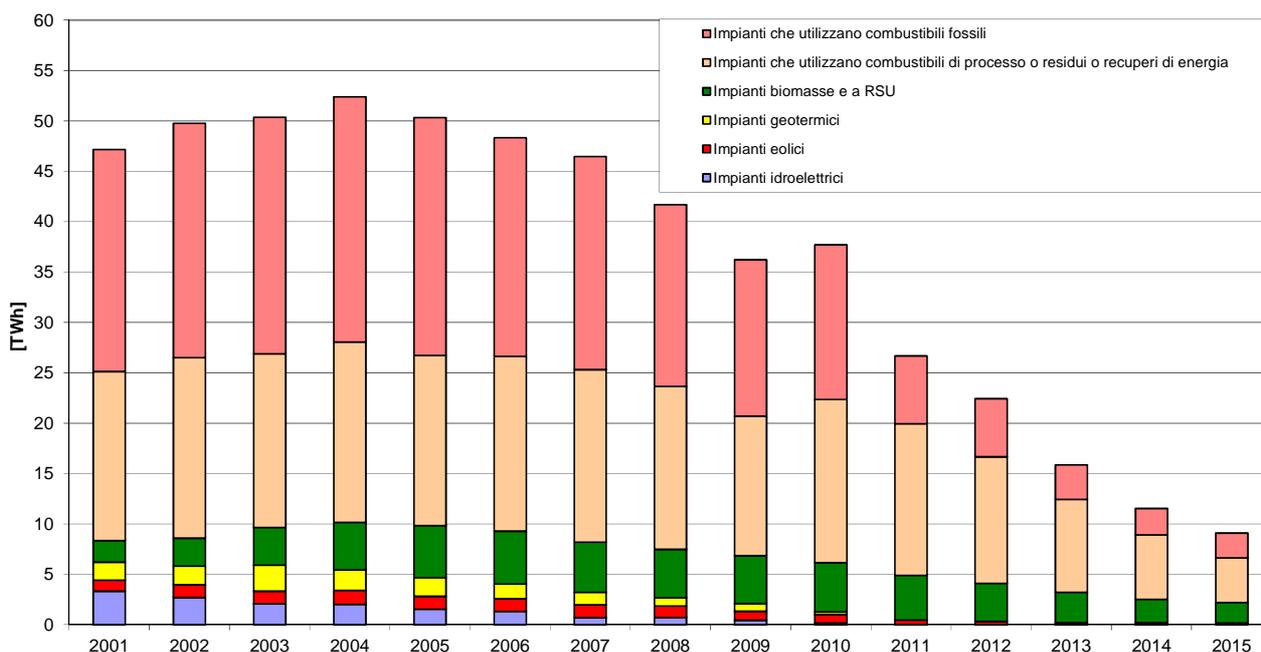
- b) la seconda componente deriva dall'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip 6/92, secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica Cip 6 vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare:

- per i produttori da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento Cip 6/92 e che sono assoggettati all'obbligo di acquisto dei CV (certificati verdi). Gli oneri complessivamente riconosciuti fino a oggi, relativi alle produzioni fino al 2013, sono stati pari a circa 464 milioni di euro; nel 2016 verranno riconosciuti gli oneri relativi alle produzioni dell'anno 2014 (gli ultimi oggetto di riconoscimento per il venir meno del meccanismo dei CV), stimabili in circa 20 milioni di euro;
  - per i produttori che devono acquistare i permessi di emissione, secondo la direttiva 2003/87/CE (oneri pari a circa 100 milioni di euro per l'intero periodo 2005-2007; pari a circa 1,2 miliardi di euro per il periodo 2008-2012, pari a circa 38 milioni di euro per l'anno 2013, circa 37 milioni di euro per l'anno 2014 e stimabili in circa 35 milioni di euro per l'anno 2015). Il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento;
- c) la terza componente deriva dai costi derivanti dalla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6. Tali costi sono tuttora in esaurimento.

Il Cip 6 include tra le fonti rinnovabili anche i termovalorizzatori dei rifiuti che attualmente hanno un'incidenza non trascurabile in termini di energia elettrica ritirata (14,8% del totale) e in termini di impatto in A3 (29,2% del totale).

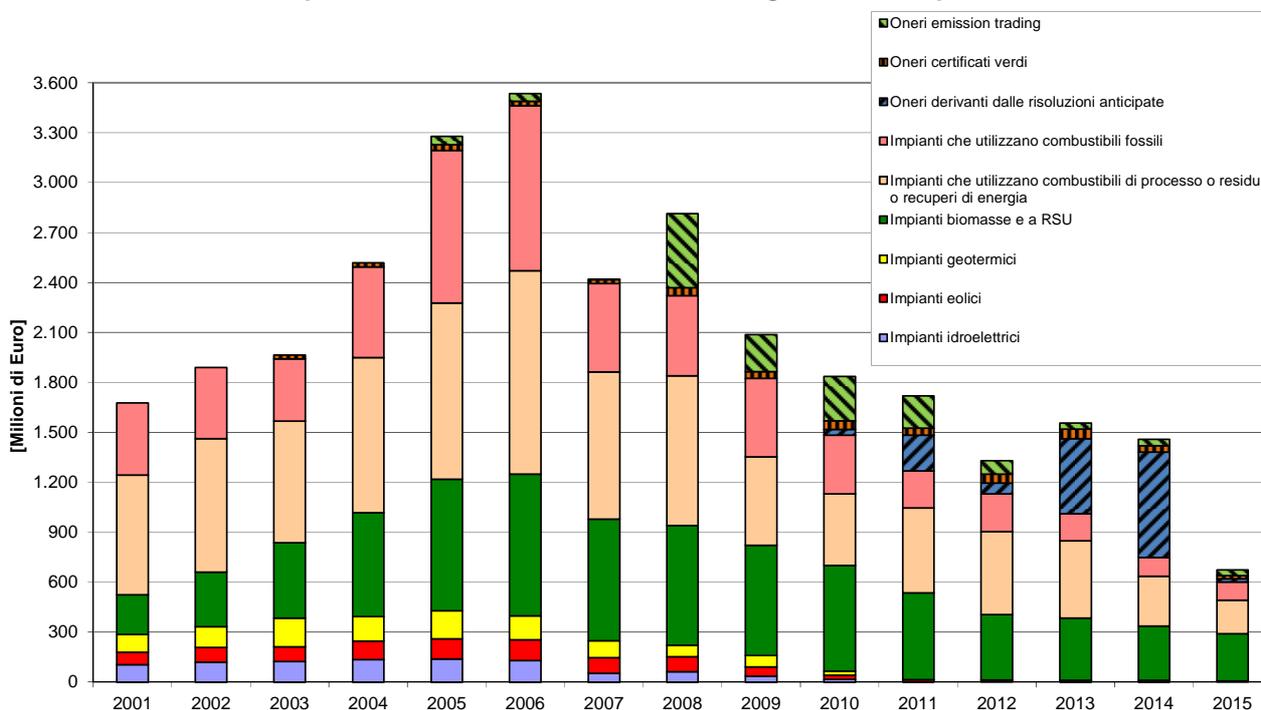
Le figure 31 e 32 evidenziano, rispettivamente, la quantità di energia elettrica e gli oneri annuali del provvedimento Cip 6/92 (intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico), ripartiti per fonte, a partire dal 2001: essi sono oggetto di progressivo esaurimento. Nella figura 32 sono altresì evidenziati (a righe) gli esborsi già sostenuti per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni, nonché i riconoscimenti degli oneri di cui alla precedente lettera b).

### Andamento della produzione di energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del Cip n. 6/92



- figura 31 -

### Impatto in A3 derivante dal ritiro dell'energia elettrica Cip 6



- figura 32. Gli oneri emission trading sono allocati all'anno di produzione; gli oneri certificati verdi sono allocati all'anno d'obbligo. Il grafico esclude gli oneri "una tantum" evidenziati nella tabella 6 -

## *Certificati verdi (CV) e relativi incentivi sostitutivi*

Il meccanismo dei certificati verdi (CV) è stato introdotto dal decreto legislativo 79/99 ai fini della promozione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili sulla base di un meccanismo di mercato.

L'*offerta* è rappresentata dai titoli associati all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio tra l'1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2012 e appositamente qualificati dal GSE (fatte salve le eccezioni concesse dal decreto interministeriale 6 luglio 2012), moltiplicata per un fattore differenziato per fonte nel caso di impianti entrati in esercizio dal 2008. Pertanto, ogni CV corrisponde a 1 MWh equivalente, ma non necessariamente a 1 MWh di energia elettrica effettivamente prodotta. Per effetto della legge 239/04 e del decreto interministeriale 24 ottobre 2005, i CV sono stati transitoriamente estesi anche agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, indipendentemente dalla fonte<sup>29</sup>. I CV possono essere "autoprodotti" o scambiati tra operatori, tramite contrattazioni bilaterali o presso la piattaforma per la negoziazione organizzata e gestita dal GME.

La *domanda* di CV nasce dall'obbligo imposto ai produttori/importatori di energia elettrica (al netto di una franchigia pari a 100 GWh) di immettere in rete una determinata quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Tale quota, inizialmente posta pari al 2%, è stata poi aumentata fino al 7,55% delle produzioni da fonti non rinnovabili e importazioni<sup>30</sup> del 2012, per poi decrescere, in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28/11, e azzerarsi a partire dal 2015 (in particolare, è pari al 5,03% in relazione alle produzioni da fonti non rinnovabili e importazioni del 2013 e infine pari al 2,52% per l'obbligo dell'anno 2015 relativo alle produzioni da fonti non rinnovabili e importazioni del 2014).

Successivamente al 2015, con l'azzeramento della domanda, non troverà più applicazione il meccanismo dei CV come attualmente concepito; i produttori ammessi a beneficiarne a

---

<sup>29</sup> L'articolo 1, comma 71, della legge 239/04, attuato dal decreto interministeriale 24 ottobre 2005, ha esteso il riconoscimento dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Successivamente, l'articolo 14 del decreto legislativo 20/07, modificato dall'articolo 30, comma 12, della legge 99/09 ha confinato il riconoscimento dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento che rispettino almeno uno dei seguenti requisiti:

- siano già entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore della legge 239/04 e la data del 31 dicembre 2006;
- siano stati autorizzati dopo la data di entrata in vigore della legge 239/04 e prima della data del 31 dicembre 2006 ed entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009;
- entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima della data del 31 dicembre 2006.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 4-bis, del decreto legge 78/09, convertito con modificazioni dalla legge 102/09, non sono tenuti al rispetto dei requisiti di cui sopra gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento connessi ad ambienti agricoli. Tale comma è abrogato a decorrere dall'1 gennaio 2013, ai sensi dell'articolo 25, comma 11, lettera b), del decreto legislativo 28/11.

<sup>30</sup> A decorrere dal 2012, ai sensi del decreto legislativo 28/11, tutta l'energia elettrica importata (al netto della franchigia di 100 GWh) è soggetta all'obbligo di acquisto dei CV, senza più esenzione per quella attribuibile, sulla base di garanzie d'origine, alle fonti rinnovabili estere.

decorrere dall'1 gennaio 2016 ricevono un incentivo "sostitutivo" erogato dal GSE e riferito alla produzione netta, fino al termine del rispettivo periodo di diritto.

L'onere complessivo del programma di incentivazione, fino alla fine dell'anno d'obbligo 2015 che si completa nell'anno solare 2016, è pari alla somma di due componenti:

- a) la prima componente deriva dai costi che i produttori e gli importatori soggetti all'obbligo di acquisto dei CV sostengono per l'adempimento all'obbligo. Tali costi vengono coperti dai medesimi tramite i ricavi che derivano dalla vendita dell'energia elettrica. Pertanto la prima componente dell'onere complessivo dei CV è posta indirettamente a carico dei clienti finali nei prezzi dell'energia elettrica. Essa può solo essere stimata ed è pari, per l'anno d'obbligo 2014 (terminato il 31 marzo 2015), a circa 573 milioni di euro. Per l'anno d'obbligo 2015 ci si attende un onere inferiore rispetto a quello stimato per l'anno 2014 poiché la quota d'obbligo 2015, applicata all'energia elettrica prodotta e importata da fonti non rinnovabili nel 2014, è in fase di riduzione fino all'azzeramento. Si evidenzia che i CV non sono solo riferiti a energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ma anche, seppur in minor quantità, a energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento;
- b) la seconda componente deriva dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti previsto dall'articolo 2, comma 149, della legge 244/07 e dall'articolo 15, comma 1, del decreto ministeriale 18 dicembre 2008 (fino alle produzioni relative all'anno 2010), nonché dall'articolo 25, comma 4, del decreto legislativo 28/11 (per le produzioni successive all'anno 2010). Tale componente, posta a carico della componente tariffaria A3, rappresenta la parte preponderante per effetto dell'azzeramento della quota d'obbligo.

Il meccanismo dei CV prevede due prezzi di riferimento:

- 1) il primo è riferito ai CV emessi e venduti dal GSE ed è pari a (180 €/MWh – prezzo di mercato dell'energia elettrica dell'anno precedente). Nel 2015 è pari a 124,90 €/CV;
- 2) il secondo è riferito ai CV invenduti e ritirati dal GSE ed è pari:
  - nel caso di fonti rinnovabili, al 78% del prezzo di cui al punto 1). Nel 2013 è pari a 80,34 €/CV; nel 2014 è pari a 89,28 €/CV e nel 2015 è pari a 97,42 €/CV;
  - nel caso di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, al prezzo medio di mercato registrato nel 2010, pari a 84,34 €/CV.

Entrambi i prezzi di riferimento sono influenzati dal prezzo di mercato dell'energia elettrica e, di conseguenza, anche l'impatto sulla componente tariffaria A3 derivante dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti è influenzato dal predetto prezzo.

Comunque i produttori, fermo restando il periodo di validità dei CV<sup>31</sup>, possono scegliere quando commercializzarli o chiedere il ritiro al GSE: ciò fa sì che il costo in capo alla collettività derivante dai certificati verdi non sia correlato all'anno in cui avviene la produzione di energia elettrica.

Nelle tabelle 2 e 3 sono riportati i dati inerenti l'obbligo di acquisto dei CV dalla loro introduzione a oggi e i relativi costi (stimati per la parte degli oneri indotti sui prezzi dell'energia).

---

<sup>31</sup> I CV hanno infatti una scadenza dopo 3 anni dall'emissione e, quindi, non devono essere necessariamente commercializzati o ritirati in un unico anno d'obbligo.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: quantità

Anno	Energia elettrica soggetta all'obbligo [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema [%]	Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo								
				Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta						Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta	
					Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR		Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta			
				[TWh]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]		
2001	161,6	2	2002	3,23	0,77	23,8%	0,12	3,7%	2,34	72,4%		
2002	180,6	2	2003	3,61	1,28	35,5%	0,21	5,8%	2,05	56,8%		
2003	201,1	2	2004	4,02	2,30	57,2%	0,59	14,7%	1,03	25,6%		
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,69	60,0%	1,52	33,9%	0,14	3,1%		
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,82	63,7%	1,97	32,8%	0,01	0,2%		
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,53	43,3%	3,25	55,7%	0,01	0,2%		
2007	187,0	3,80	2008	7,10	2,63	37,0%	0,15	2,1%	4,29	60,4%		
2008	187,8	4,55	2009	8,50	7,26	85,4%	1,11	13,1%	0,01	0,1%		
2009	153,0	5,30	2010	8,11	7,28	89,8%	0,73	9,0%	0,01	0,1%		
2010	147,8	6,05	2011	8,94	6,97	77,9%	1,87	20,9%	0,01	0,1%		
2011	171,1	6,80	2012	11,63	8,34	71,7%	1,82	15,6%	0,55	4,7%		
2012	161,0	7,55	2013	12,16	9,81	80,7%	2,03	16,7%	0,03	0,2%		
2013	126,7	5,03	2014	6,37	5,66	88,9%	0,56	8,8%	0,00	0,0%		
2014	130,0	2,52	2015	3,28								

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Note: La presente tabella non evidenzia i soggetti inadempienti all'obbligo, nei confronti dei quali sono in corso le istruttorie formali o sono state erogate sanzioni.  
Pertanto, per alcuni anni, la somma delle offerte è minore della domanda complessiva di certificati verdi.  
I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

- tabella 2 -

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: oneri

Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo						Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi							
	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta					Oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica			Oneri sostenuti direttamente dai clienti tramite la componente tariffaria A3 (per anno di competenza) (*) [Milioni di euro]	Totale (*)			
		Certificati verdi negoziati	Certificati verdi autoprodotti	Certificati verdi nella titolarità del GSE	Totale	di cui a beneficio dei produttori	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3	Totale	di cui attribuibili a fonti rinnovabili		di cui attribuibili agli impianti di cogen. a gas abbinati al telerisc.			
	[TWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	
2002	3,23	0,77	80,0	0,12	29,5	2,34	84,18	262	65	197	-	262	262	-
2003	3,61	1,28	78,3	0,21	29,3	2,05	82,40	275	106	169	0	275	275	-
2004	4,02	2,30	92,5	0,59	29,7	1,03	97,39	331	231	100	0	331	331	-
2005	4,48	2,69	106,9	1,52	51,6	0,14	108,92	381	366	15	0	381	381	-
2006	6,00	3,82	120,6	1,97	35,9	0,01	125,28	533	532	1	0	533	533	n.d.
2007	5,84	2,53	85,4	3,25	38,1	0,01	125,13	341	340	1	0	341	341	n.d.
2008	7,10	2,63	84,6	0,15	22,3	4,29	88,66	606	226	380	15	621	600	21
2009	8,50	7,26	86,9	1,11	48,4	0,01	112,82	686	685	1	647	1.333	1.243	90
2010	8,11	7,28	83,7	0,73	52,1	0,01	113,10	649	648	1	929	1.578	1.514	64
2011	8,94	6,97	80,6	1,87	44,0	0,01	105,28	645	644	1	1.352	1.997	1.889	108
2012	11,63	8,34	79,6	1,82	42,2	0,55	103,00	797	740	57	1.392	2.189	2.010	179
2013	12,16	9,81	86,7	2,03	48,8	0,03	114,46	953	950	3	1.409	2.362	2.196	166
2014	6,37	5,66	94,3	0,56	70,5	0,00	124,90	573	573	0	3.218	3.791	3.645	146
2015 (**)	3,28						128,31	300			3.850	4.150	3.997	153

I valori annuali dei certificati verdi negoziati è stato stimato pari al 95% del valore massimo per il medesimo anno fino al 2004. A partire dal 2005, tali valori sono stati assunti pari ai prezzi medi di negoziazione presso la sede del GME.

I valori annuali dei certificati verdi autoprodotti sono stati stimati pari al prezzo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, tenendo conto della ripartizione percentuale delle diverse tipologie di impianti IAFR.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE sono pari al valore massimo per il medesimo anno. Per l'anno 2008 è stato considerato un valore pari al prezzo di vendita dell'anno 2009 dei certificati verdi nella titolarità del GSE poiché tali certificati sono stati tutti venduti in sessioni speciali organizzate dal GSE nel mese di aprile 2009. Lo stesso criterio è stato adottato per gli anni successivi.

(\*) Gli oneri sostenuti direttamente tramite la componente tariffaria A3 derivano dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei certificati verdi invenduti. L'onere associato a un dato anno d'obbligo si manifesta nell'anno successivo poiché il GSE ritira i certificati verdi invenduti al termine dell'anno d'obbligo (cioè dopo il 31 marzo dell'anno solare successivo). Ciò è evidenziato dai colori utilizzati nella tabella.

(\*\*) Dati stimati. L'obbligo dell'anno 2015 termina il 31 marzo 2016 e le relative verifiche del GSE terminano il 30 giugno 2016.

- tabella 3 -

In relazione all'anno 2014:

- gli oneri sostenuti indirettamente dai clienti finali (stimati in 573 milioni di euro) sono attribuibili per il 89,2% alle fonti rinnovabili (pari a circa 511 milioni di euro) e per il restante 10,8% agli impianti di teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (pari a circa 62 milioni di euro)<sup>32</sup>. L'anno 2015 è l'ultimo in relazione al quale possono essere stimati gli oneri sostenuti indirettamente dai clienti finali (circa 300 milioni di euro);
- gli oneri sostenuti direttamente dai clienti finali tramite la componente A3 (stimati in circa 3.218 milioni di euro) sono attribuibili per circa 3.134 milioni di euro alle fonti rinnovabili e per i restanti 146 milioni di euro agli impianti di teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili<sup>33</sup>. Per l'anno 2015 i CV invenduti hanno comportato un onere di 3.850 milioni di euro mentre dovrebbero comportare, per il 2016, un onere prossimo a 2 miliardi di euro.

Pertanto, gli oneri complessivamente attribuibili alle fonti rinnovabili per l'anno 2014 sono pari a circa 3,8 miliardi di euro.

La quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata con i CV è stata pari a circa 30,6 TWh nell'anno 2015 (figura 33); a essa occorre aggiungere la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e incentivata con i CV, pari a circa 1,3 TWh nell'anno 2015. A partire dal 2015 ha iniziato a ridursi la quantità di energia elettrica ammessa a beneficiare dei CV anche perché hanno iniziato a terminare i periodi incentivanti dei primi impianti incentivati mentre non sono più possibili nuove ammissioni al meccanismo.

Con riferimento alla produzione incentivata nell'anno 2015 (inclusa quella attribuibile agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento) sono stati emessi certificati verdi per circa 33,2 TWh equivalenti<sup>34</sup>. Tale dato risente dell'effetto del cosiddetto "spalma incentivi" volontario di cui al decreto legge 145/13<sup>35</sup> che comporta, a partire dal 2015, una

---

<sup>32</sup> La ripartizione tra fonti rinnovabili e fonti non rinnovabili è stata effettuata su base convenzionale ed è pari, in termini percentuali, alla ripartizione del numero dei CV complessivamente negoziati ai fini dell'adempimento all'obbligo dell'anno 2013 tra CV associati a impianti alimentati da fonti rinnovabili e CV associati a impianti di teleriscaldamento. Lo stesso criterio è stato adottato, nella tabella 3, anche per gli anni precedenti.

<sup>33</sup> Tale ripartizione non è stimata e deriva dai dati a consuntivo trasmessi dal GSE.

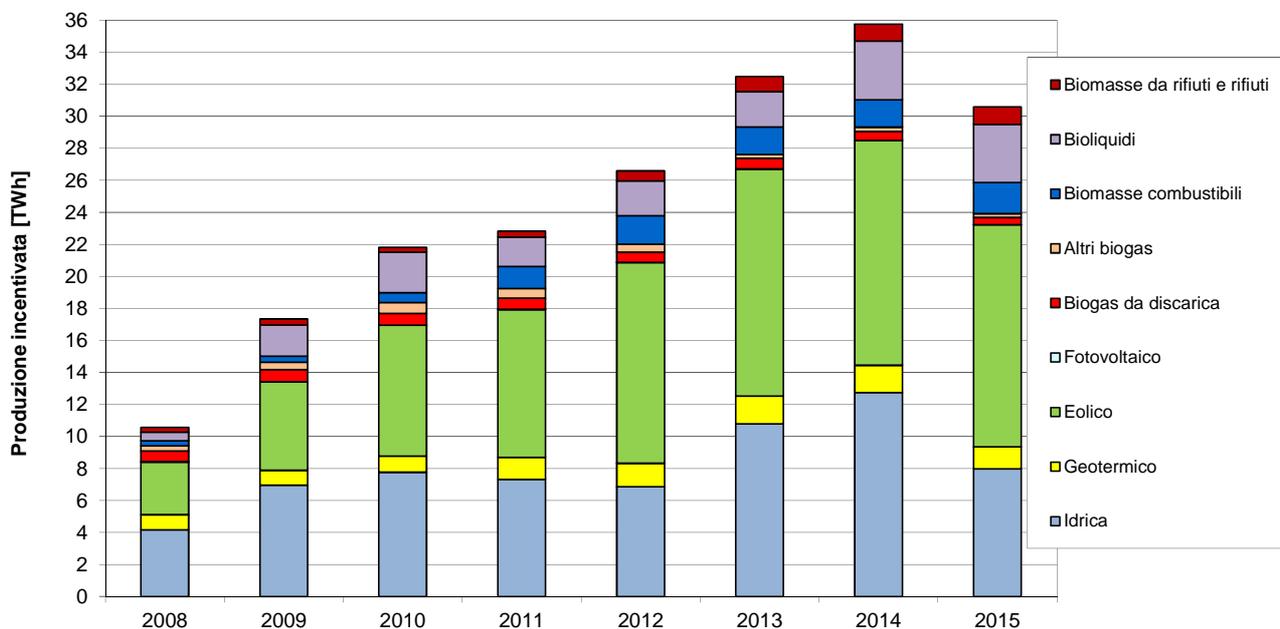
<sup>34</sup> La differenza tra la quantità di energia elettrica prodotta e incentivata con i CV e i CV emessi è attribuibile ai coefficienti moltiplicativi che sono stati introdotti con la legge 244/07 al fine di remunerare maggiormente le fonti rinnovabili più costose.

<sup>35</sup> Il decreto legge 145/13 prevede che i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto la forma di certificati verdi, tariffe onnicomprensive ovvero tariffe premio possono, per i medesimi impianti, in misura alternativa:

- continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per il periodo di dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso a ulteriori strumenti incentivanti, incluso ritiro dedicato e scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica;

riduzione degli oneri in capo alla collettività a fronte dell'allungamento di 7 anni del periodo incentivante. Sulla base dei dati disponibili, risulta che, in assenza di tale disposizione normativa, i CV emessi sarebbero stati pari a circa 33,7 TWh.

**Andamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivata con i certificati verdi dal 2008 ad oggi**



- figura 33. I dati degli anni precedenti al 2015 sono stati rivisti e aggiornati, rispetto ai dati pubblicati gli anni scorsi, sulla base dei dati resi disponibili dal GSE -

Come già anticipato, a partire dall'anno 2016, all'energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiare del meccanismo dei CV verrà riconosciuto un incentivo sostitutivo equivalente, fino al termine dei rispettivi periodi incentivanti. Tale incentivo sostitutivo è un *feed in premium* erogato dal GSE e interamente posto a valere sul conto alimentato dalla componente tariffaria A3. Fatte salve le deroghe previste, il valore unitario dell'incentivo sostitutivo è calcolato sulla base della medesima formula già utilizzata ai fini del calcolo del prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei CV inventurati (cioè è pari al 78% della differenza tra 180 €/MWh e il prezzo di mercato dell'energia elettrica dell'anno precedente), e si applica all'energia elettrica ammessa a beneficiarne moltiplicata per i coefficienti differenziati per fonte (compresi tra 0,8 e 1,8) già applicati ai fini delle emissioni dei CV.

Si noti che il valore unitario dell'incentivo, al netto del richiamato coefficiente differenziato per fonte, è correlato all'andamento dei prezzi medi di mercato e, per l'anno 2016, è pari a 100,08 €/MWh.

- optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, volta a valorizzare l'intera vita utile dell'impianto. In tal caso il produttore accede a un incentivo ridotto di una percentuale specifica per ciascuna tipologia di impianto, da applicarsi per un periodo rinnovato di incentivazione pari al periodo residuo dell'incentivazione spettante incrementato di 7 anni.

Le modalità di rimodulazione sono state stabilite con il decreto ministeriale 6 novembre 2014.

Gli oneri associati agli incentivi sostitutivi dei CV sono attesi in riduzione, a partire dai circa 3,2 miliardi di euro (di cui quasi 3,1 afferenti alle fonti rinnovabili) associati ai 32 TWh (di cui poco meno di 31 TWh afferenti alle fonti rinnovabili e poco più di 1 TWh afferente agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento) oggetto di incentivazione nell'anno di competenza 2016.

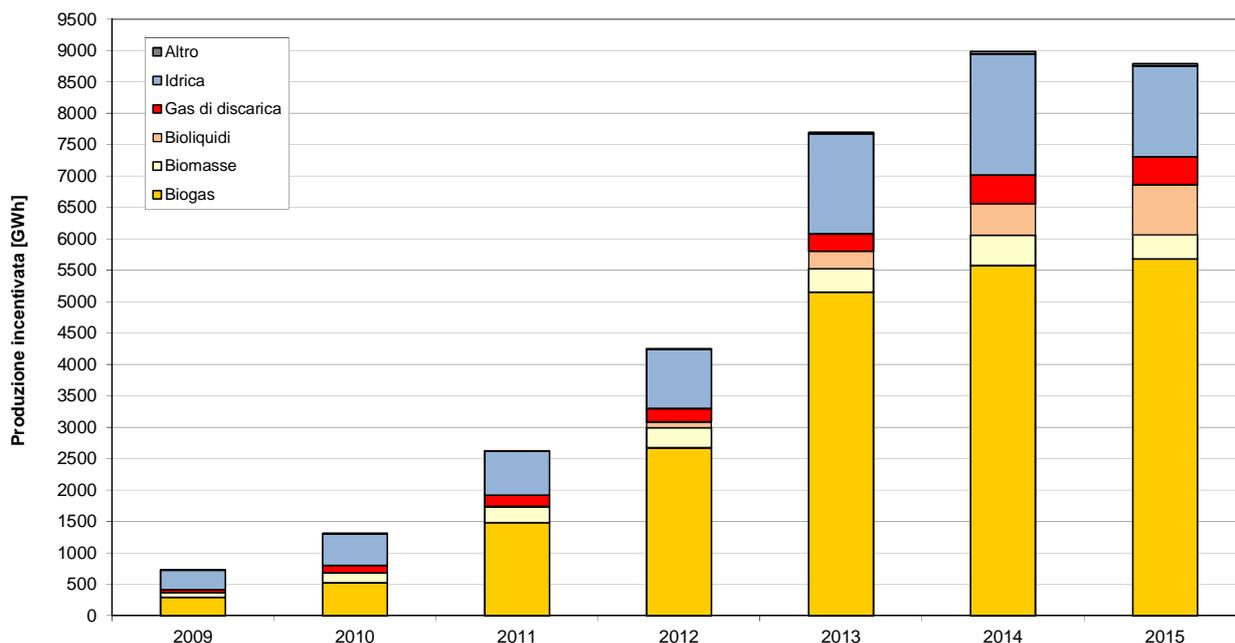
### *Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07*

La tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07 è uno strumento incentivante di tipo *feed in tariff*: prevede pertanto il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa a beneficiarne a prezzi più elevati di quelli di mercato.

L'onere complessivo derivante dalle tariffe fisse onnicomprensive deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità e i prezzi definiti dalla legge 244/07 e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza è posta a carico della componente tariffaria A3; tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

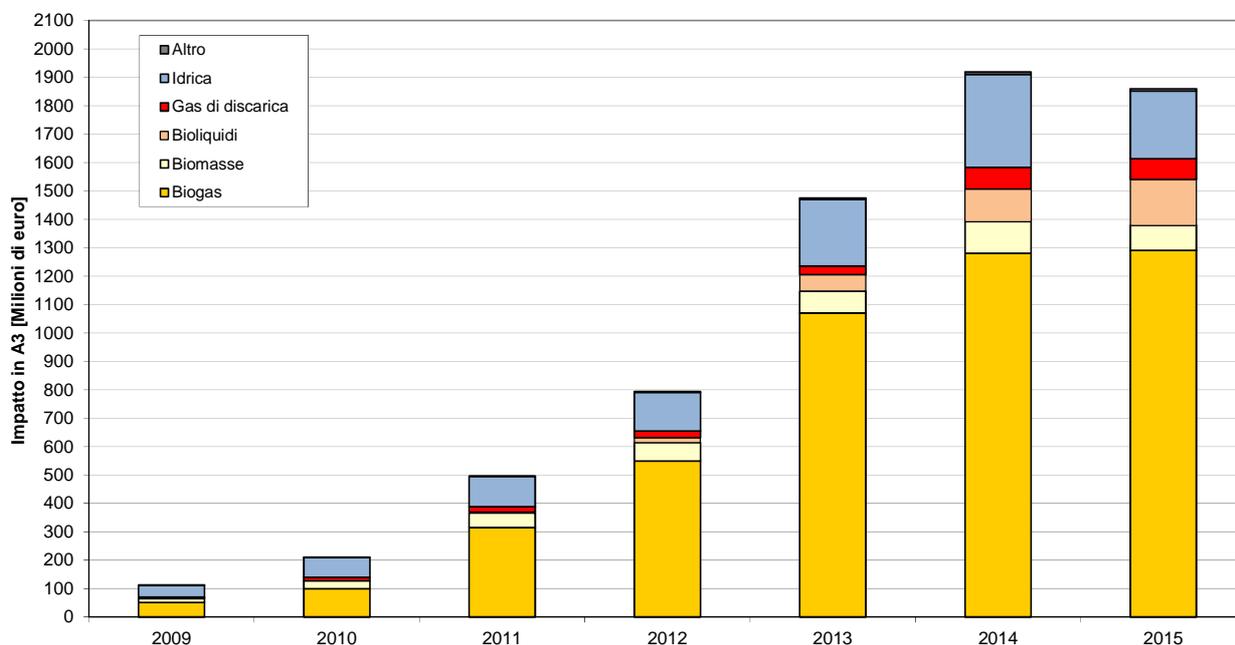
La [figura 34](#) rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva. In particolare, nell'anno 2015 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 1.859 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 8,8 TWh prodotta da 2.875 impianti per una potenza complessiva di circa 1.660 MW. Per l'anno 2016 e seguenti, al pari di quanto avvenuto nel 2015, si attende una stabilizzazione poiché non è più possibile accedere alle tariffe fisse onnicomprensive di cui alla legge 244/07. La [figura 35](#) rappresenta l'evoluzione dell'impatto in A3 dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07 e per lo più attribuibile agli impianti alimentati da biogas.

**Evoluzione dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla legge n. 244/07) per fonte dal 2009 ad oggi**



- figura 34 <sup>36</sup>-

**Impatto in A3 dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla legge n. 244/07) per fonte dal 2009 ad oggi**



- figura 35 <sup>36</sup>-

<sup>36</sup> La voce "altro" comprende gli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione e da fonte eolica.

## *Incentivi per gli impianti fotovoltaici*

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è stata introdotta con il decreto interministeriale 28 luglio 2005, come modificato e integrato dal decreto interministeriale 6 febbraio 2006 (I conto energia); successivamente è stata rinnovata dal decreto interministeriale 19 febbraio 2007 (II conto energia), dal decreto interministeriale 6 agosto 2010 (III conto energia), dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 (IV conto energia) e più recentemente dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 (V conto energia). Ai sensi di quest'ultimo, gli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici non trovano più applicazione, in ogni caso, decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno, come comunicata dall'Autorità sulla base degli elementi forniti dal GSE. Il predetto trentesimo giorno solare è il 6 luglio 2013, come già evidenziato nella deliberazione 250/2013/R/efr.

Fino al IV conto energia, l'incentivo era un premio riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, indipendentemente dal suo utilizzo, e addizionale ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia immessa in rete o dallo scambio sul posto<sup>37</sup>.

Con il V conto energia:

- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 1 MW hanno diritto a una tariffa onnicomprensiva (*feed in tariff*) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, nonché a un premio (*feed in premium*) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;
- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 1 MW hanno diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante e il prezzo zonale orario, nonché a un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito (*feed in premium*),

ferme restando le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento. I valori unitari previsti per le tariffe incentivanti decrescono all'aumentare della potenza e sono più elevati nel caso di impianti realizzati su edifici.

L'onere complessivo derivante dagli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici è posto a carico della componente tariffaria A3 e deriva:

- nel caso in cui l'incentivo sia una tariffa fissa onnicomprensiva, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. L'onere complessivo tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica ma non anche dei corrispettivi di sbilanciamento che vengono allocati ai produttori. Pertanto, tale onere viene influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica e aumenta al diminuire dei medesimi prezzi;
- nel caso in cui l'incentivo sia un premio riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, dal valore del premio stesso. Tale premio, per come viene definito, non viene influen-

---

<sup>37</sup> Con l'unica eccezione degli impianti ammessi a beneficiare del IV conto energia ed entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012, per i quali l'incentivo ha la forma di una tariffa fissa onnicomprensiva in relazione all'energia elettrica immessa e di un premio per l'energia elettrica consumata in sito.

zato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica in relazione ai primi quattro conti energia, mentre è influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica in relazione al quinto conto energia (ad eccezione del premio sul consumo in sito).

L'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, nel 2015 (dati di preconsuntivo), è stato pari a poco più di 6,2 miliardi di euro, relativi a una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 21,7 TWh (550.576 impianti per una potenza pari a 17,7 GW). Tale impatto è in stabilizzazione poiché non vengono più assegnati incentivi di questa tipologia per gli impianti fotovoltaici di nuova realizzazione<sup>38</sup> e tiene conto dell'effetto del cosiddetto "spalma incentivi" previsto dal decreto legge 91/14 in diverse accezioni nel caso di impianti di potenza superiore a 200 kW<sup>39</sup>. Tale rimodulazione trova applicazione per circa 13.000 impianti (circa 10,5 GW), comportando un risparmio di circa 400 milioni di euro annui (di cui meno della metà comportano un effettivo risparmio, non venendo recuperati tramite un allungamento del periodo incentivante).

La [figura 36](#) evidenzia l'evoluzione della quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata; da essa si notano i fortissimi incrementi registrati nell'anno 2011 soprattutto in relazione al II conto energia<sup>40</sup> e nel 2012 in relazione al IV conto energia. La [figura 37](#) evidenzia l'evoluzione dell'impatto in A3 derivante da impianti fotovoltaici.

In relazione all'anno 2015, 99.543 impianti di potenza totale pari a circa 1,4 GW hanno beneficiato delle *feed in tariff* per circa 1,1 TWh di energia elettrica comportando un impatto sulla componente A3 di circa 158 milioni di euro; 451.033 impianti di potenza totale pari a circa 16,3 GW hanno invece beneficiato del *feed in premium* per 19,98 TWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A3 di circa 6.018 milioni di euro. In aggiunta a quanto sopra riportato, nel 2015 è stato erogato il premio sul consumo in sito (che, come sopra ricordato, spetta ove non è già presente un incentivo sull'intera quantità di

---

<sup>38</sup> Tuttavia si evidenzia che tali impianti, almeno quelli con potenza inferiore a 20 kW, per effetto del decreto interministeriale 20 luglio 2004 (non modificato su questo aspetto dai successivi decreti) potrebbero ancora beneficiare dei titoli di efficienza energetica.

<sup>39</sup> L'articolo 26, comma 3, del decreto legge 91/14 prevede che, a decorrere dal 1° gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 200 kW è rimodulata, a scelta dell'operatore, sulla base di una delle opzioni di seguito indicate:

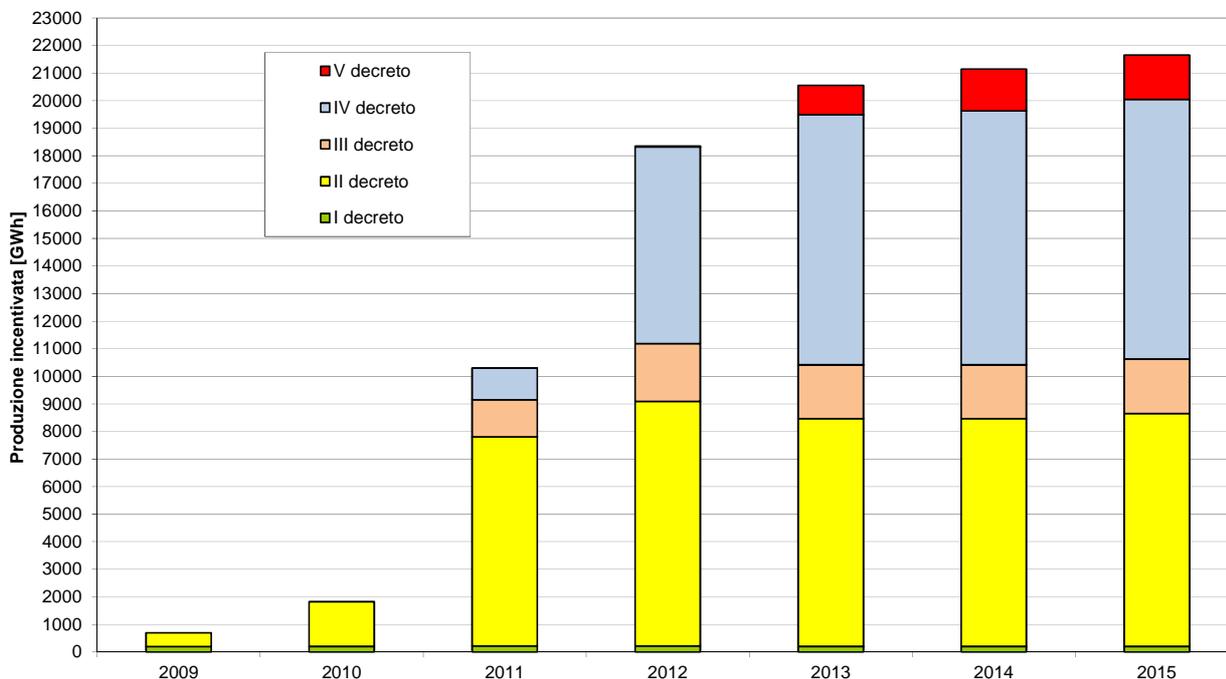
- l'opzione a) prevede che la tariffa sia erogata per un periodo di 24 anni, decorrente dall'entrata in esercizio degli impianti, e sia ricalcolata di conseguenza secondo una percentuale di riduzione dipendente dal periodo residuo di incentivazione;
- l'opzione b) stabilisce che, fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa è rimodulata prevedendo un primo periodo di fruizione di un incentivo ridotto rispetto all'attuale e un secondo periodo di fruizione di un incentivo incrementato in ugual misura. Le percentuali di rimodulazione sono state stabilite con il decreto ministeriale 17 ottobre 2014;
- l'opzione c) prevede che, fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa sia ridotta di una quota percentuale dipendente dalla potenza nominale dell'impianto.

In caso di mancata comunicazione, trova applicazione l'opzione c).

<sup>40</sup> Ciò è anche effetto della legge 129/10, secondo cui il II conto energia (che prevede un elevato livello dell'incentivo), inizialmente previsto per impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2010, può essere ottenuto anche nel caso di impianti che "abbiano concluso, entro il 31 dicembre 2010, l'installazione dell'impianto fotovoltaico, abbiano comunicato all'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione, al gestore di rete e al GSE, entro la medesima data, la fine lavori ed entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011".

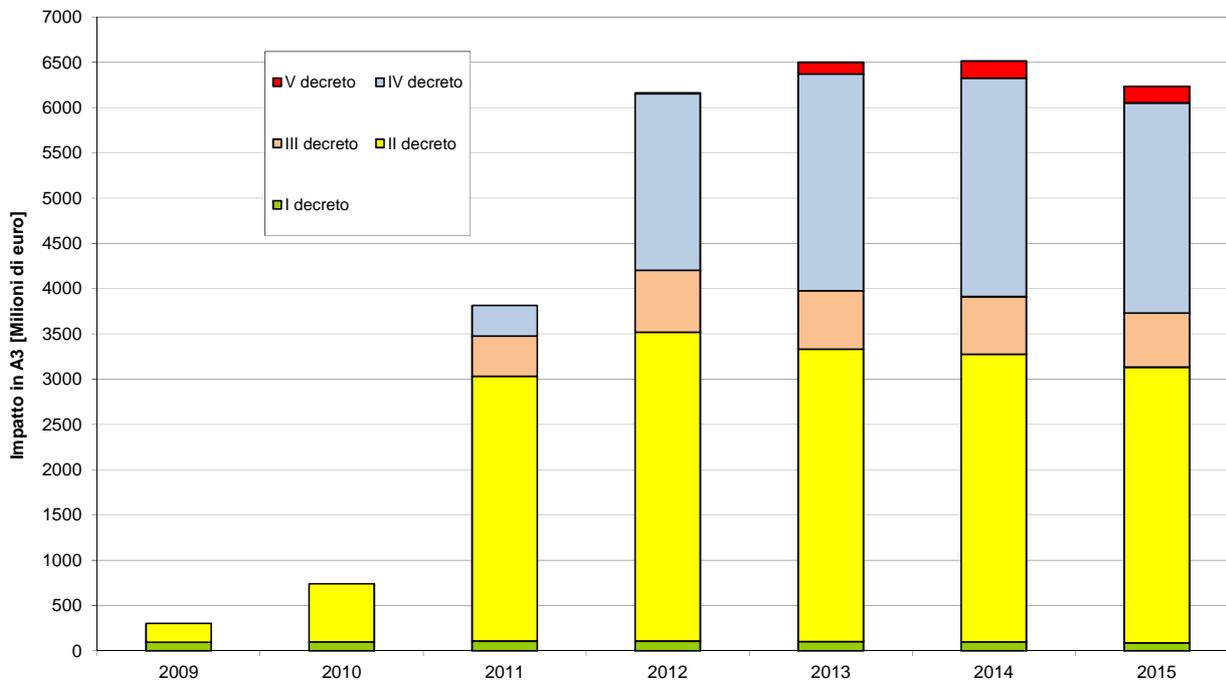
energia elettrica prodotta) in relazione a poco meno di 0,6 TWh, comportando un impatto sulla componente A3 di circa 57 milioni di euro.

### Quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata



- figura 36 -

### Impatto in A3 derivante dagli incentivi al fotovoltaico



- figura 37 -

## *Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 per gli impianti diversi dai fotovoltaici*

Il decreto interministeriale 6 luglio 2012 prevede che:

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale fino a 1 MW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva (differenziata per fonte e per taglia, comprensiva di eventuali premi spettanti) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (*feed in tariff*);
- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale superiore a 1 MW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante (differenziata per fonte e per taglia, tenendo conto degli esiti delle procedure d'asta ove applicabili e comprensiva di eventuali premi spettanti) e il prezzo zonale orario (*feed in premium*),

e che rimangano ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva). Non è previsto nessun premio sul consumo in sito.

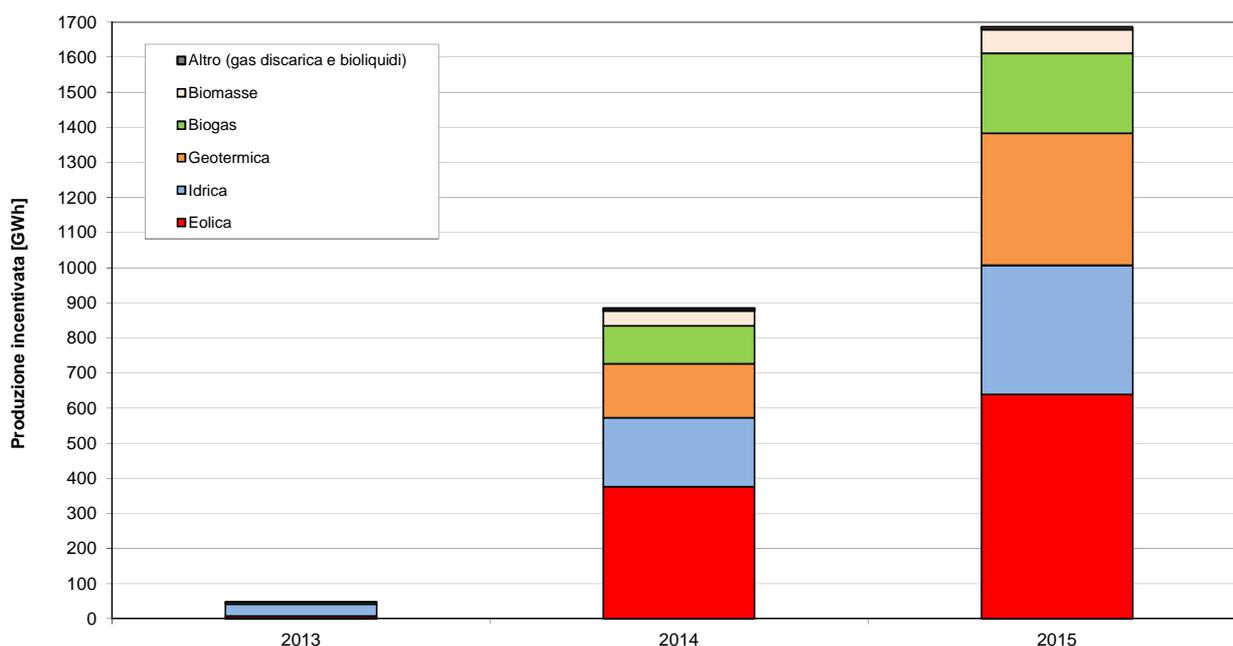
L'onere complessivo derivante dalle tariffe incentivanti è posto a carico della componente tariffaria A3 e deriva:

- nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. L'onere complessivo tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica ma non anche dei corrispettivi di sbilanciamento che vengono allocati ai produttori;
- nel caso degli altri impianti, dall'incentivo erogato dal GSE. Anche tale incentivo (e quindi l'impatto in A3), per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e aumenta al diminuire dei medesimi prezzi.

Sulla base dei dati di pre-consuntivo per l'anno 2015, si stima che gli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 abbiano comportato un costo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 159 milioni di euro. Tale costo è atteso in aumento per gli anni successivi.

Le [figure 38 e 39](#) evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto in A3 dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 6 luglio 2012, suddivisi per fonte, dal 2013 al 2015. Per quanto riguarda la quantità di energia elettrica incentivata, il totale è aumentato da 48 GWh nel 2013 sino a circa 1.686 GWh nel 2015, principalmente per effetto di impianti eolici (639 GWh). Per quanto concerne l'impatto in A3, il totale è aumentato da un valore complessivo di 3,5 milioni di euro nel 2013 sino a 159 milioni di euro nel 2015: in questo caso i maggiori contributi sono rappresentati dalle fonti eolica (53 milioni di euro) e idrica (46 milioni di euro).

**Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012 per fonte dal 2013 ad oggi**



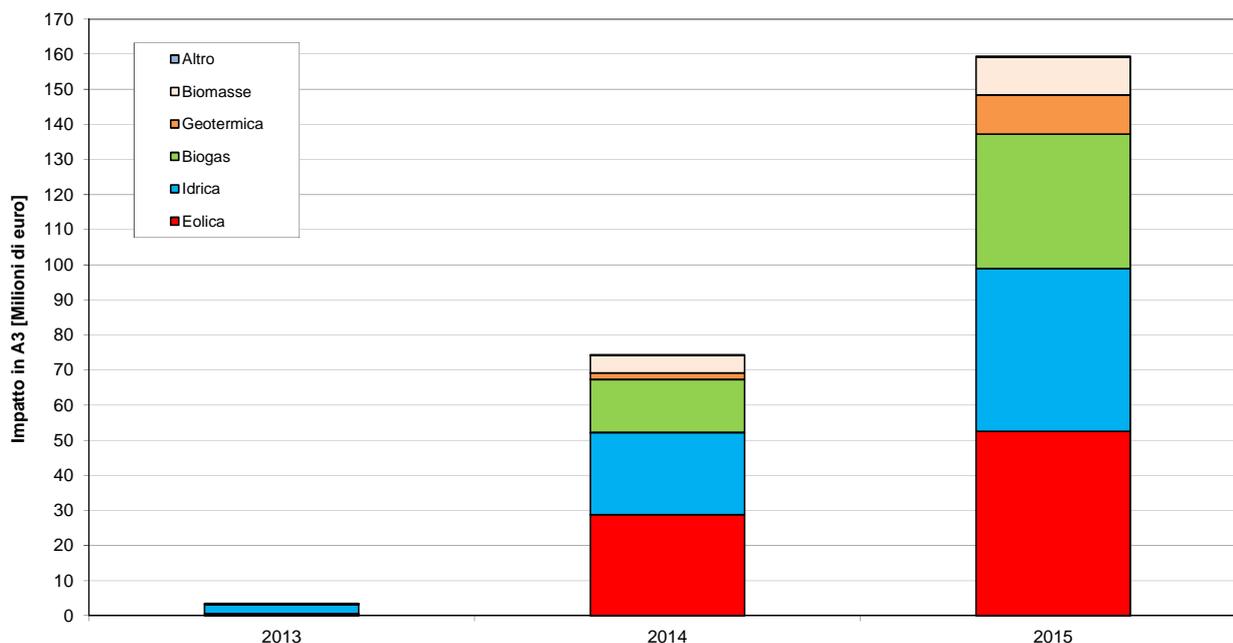
- figura 38 <sup>41</sup> -

In relazione all'anno 2015, 1.572 impianti hanno beneficiato delle *feed in tariff* per circa 641 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A3 di circa 103 milioni di euro; 31 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* per 1.045 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A3 di circa 56 milioni di euro.

Con riferimento ai soli nuovi impianti entrati in esercizio nell'anno 2015, sulla base dei dati attualmente disponibili e afferenti alle convenzioni già completate dal GSE, sono stati installati 661 impianti, per una potenza complessiva di circa 164 MW. Di questi, 655 impianti (per una potenza installata di 65 MW) beneficiano delle *feed in tariff*; i 6 nuovi impianti restanti (per una potenza installata vicina a 99 MW) invece beneficiano del *feed in premium*. Tra i nuovi impianti che hanno beneficiato delle *feed in tariff*, la maggiore rilevanza in termini di numero e di potenza è attribuibile a impianti eolici (465 impianti per una potenza di 35 MW). I nuovi impianti che beneficiano del *feed in premium* sono eolici e geotermoelettrici.

<sup>41</sup> La voce "altro" comprende gli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione e da biocombustibili liquidi.

**Impatto in A3 dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012 per fonte dal 2013 ad oggi**



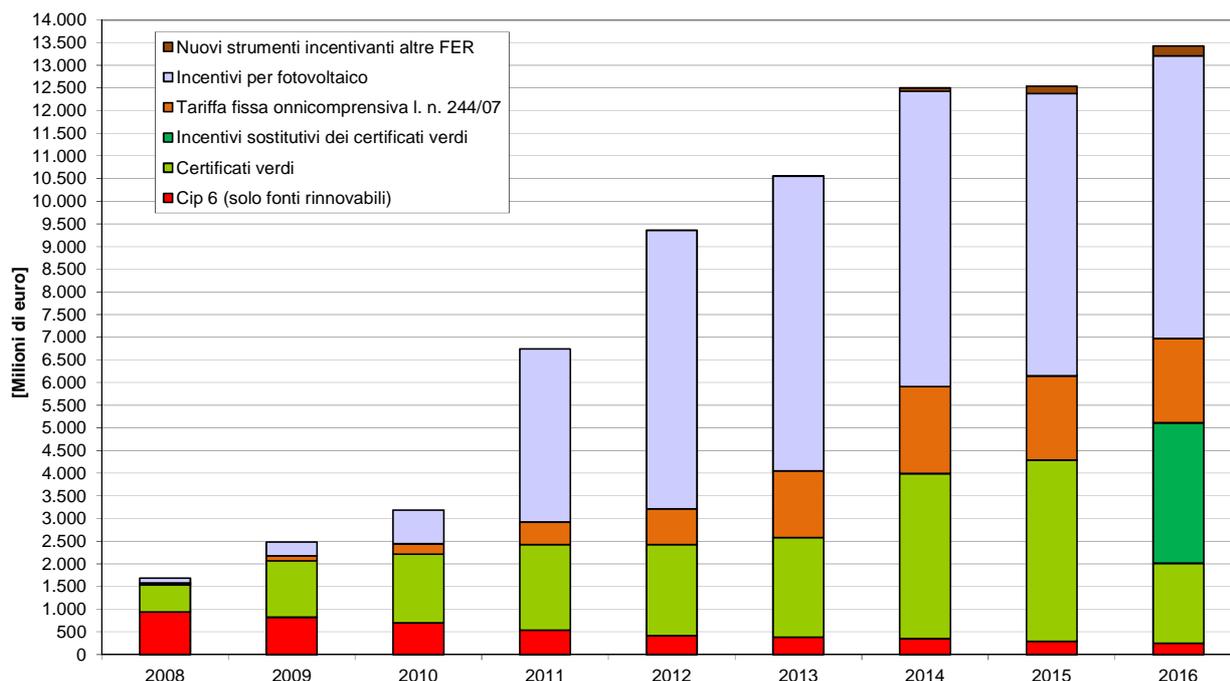
- figura 39 <sup>41</sup> -

***Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati***

La [figura 40](#) evidenzia gli oneri, fino a oggi sostenuti, derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili. Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

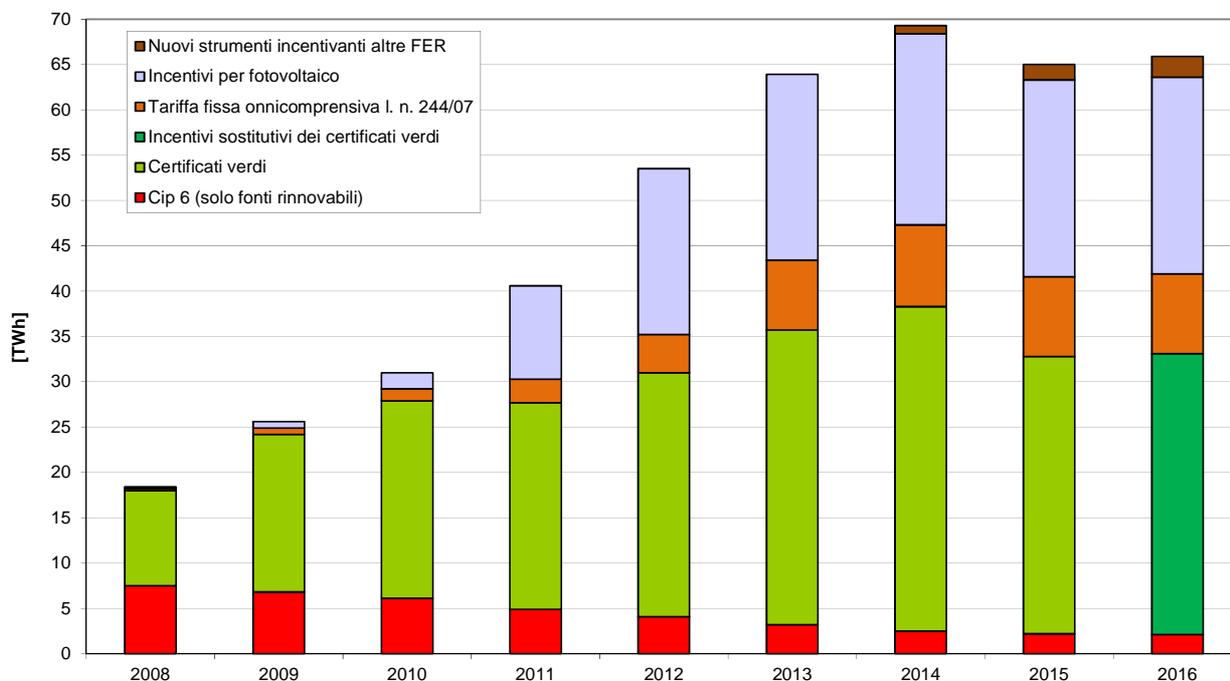
Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che, nel 2015, ha raggiunto i 65 TWh, come evidenziato nelle [figure 41 e 42](#) e, nel 2016, dovrebbe rimanere circa costante.

### Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili



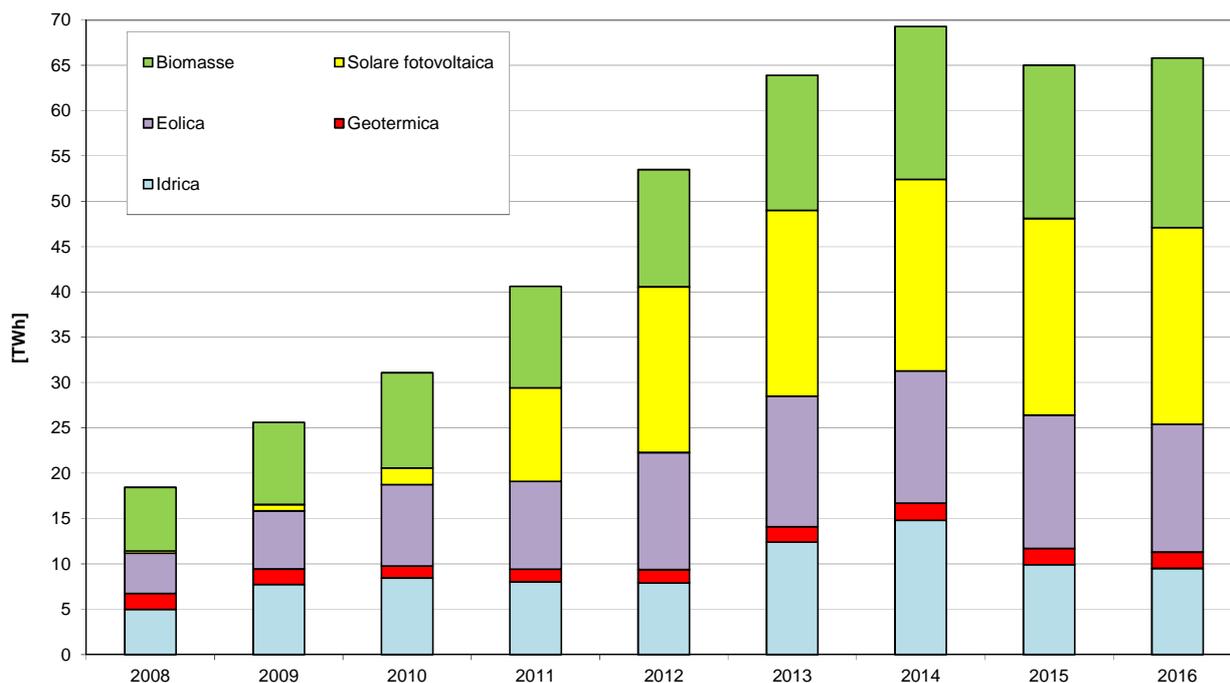
- figura 40: i dati relativi all'anno 2015 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2016 rappresentano la miglior stima a oggi possibile -

### Quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata distinta per tipologia di strumento incentivante



- figura 41: si noti che, in relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno. Ciò perché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni. I dati relativi all'anno 2015 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2016 rappresentano la miglior stima a oggi possibile -

Quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata, distinta per fonte



- figura 42 -

### 3.3 Impatto in A3 degli strumenti di sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A3, con l'unica eccezione dei costi associati ai certificati verdi negoziati che, pertanto, non sono oggetto di ritiro da parte del GSE. Complessivamente, per l'anno 2015, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili si stima che, a consuntivo, siano pari a circa 12,5 miliardi di euro (come emerge dalla figura 39), di cui circa 12,3 coperti tramite la componente A3. Si stima che per l'anno 2016, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 13,5 miliardi di euro, interamente coperti tramite la componente A3.

La componente tariffaria A3 consente anche l'erogazione dei servizi di ritiro dedicato e scambio sul posto, nonché l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento Cip 6/92) e per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (qualora i CV a essi associati siano ritirati dal GSE). Ad esempio, per l'anno 2015, gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate (in cui vengono versati gli introiti derivanti dalla componente tariffaria A3) sono pari a circa 13 miliardi di euro<sup>42</sup>. Si noti che quanto appena riportato non è necessariamente pari al gettito della

<sup>42</sup> Ciò poiché ai circa 12,3 miliardi imputabili alle fonti rinnovabili, di cui si è detto sopra, occorre aggiungere circa 0,5 miliardi riferiti alle fonti non rinnovabili (compresivi degli oneri da versare una tantum per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip 6) e circa 0,2 miliardi derivanti dal ritiro dedicato e scambio sul posto.

componente A3 per il medesimo anno, poiché in alcune circostanze particolari è possibile che la raccolta sia lievemente disallineata rispetto alle reali necessità.

Le tabelle 4, 5 e 6 evidenziano nel dettaglio quanto fino a ora presentato<sup>43</sup>.

	2011	2012	2013	2014	2015 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2015
	Milioni di euro					
<b>Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3</b>						
energia elettrica da impianti Cip 6 (fonti rinnovabili)	534	415	384	336	289	<i>in riduzione</i>
certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE	1.352	1.255	1.263	3.134	3.747	<i>in riduzione</i>
fotovoltaico	3.816	6.141	6.499	6.513	6.233	<i>stabile</i>
tariffa fissa onnicomprensiva	498	793	1.475	1.918	1.859	<i>stabile</i>
incentivi di cui al DM 6 luglio 2012	-	-	3	74	159	<i>in aumento</i>
<b>Totale (a)</b>	<b>6.200</b>	<b>8.604</b>	<b>9.624</b>	<b>11.975</b>	<b>12.287</b>	
<b>Oneri associati agli strumenti incentivanti NON a carico del conto alimentato dalla A3 (dati stimati)</b>						
costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione imputabile alle fonti rinnovabili (b)	537	755	933	511	250	<i>in azzeramento</i>
costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione non imputabile alle fonti rinnovabili	108	42	20	62	50	<i>in azzeramento</i>
<b>Totale costi per le incentivazioni delle fonti rinnovabili (c = a + b)</b>	<b>6.737</b>	<b>9.359</b>	<b>10.557</b>	<b>12.486</b>	<b>12.537</b>	

– tabella 4. Si noti che questa tabella non riporta gli oneri associati ai certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE afferenti agli impianti di cogenerazione asserviti al teleriscaldamento (essi sono indicati nella tabella 6) –

	2011	2012	2013	2014	2015 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2015
	Milioni di euro					
<b>Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3</b>						
<b>Totale tratto dalla tabella 4 (a)</b>	<b>6.200</b>	<b>8.604</b>	<b>9.624</b>	<b>11.975</b>	<b>12.287</b>	
<b>Ulteriori oneri associati alle fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3 (1)</b>						
ritiro dedicato	142	84	371	63	36	<i>stabile</i>
scambio sul posto	29	98	162	134	170	<i>in lieve aumento</i>
<b>Totale (d)</b>	<b>171</b>	<b>182</b>	<b>533</b>	<b>197</b>	<b>206</b>	
<b>Totale oneri a carico del conto A3 derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali per le fonti rinnovabili (e = a + d)</b>	<b>6.371</b>	<b>8.786</b>	<b>10.157</b>	<b>12.172</b>	<b>12.493</b>	

(1) Gli oneri per il ritiro dedicato e lo scambio sul posto, per semplicità, sono interamente attribuiti alle fonti rinnovabili. Ciò poiché gli oneri attribuibili alle altre fonti sono trascurabili. La presente tabella non contempla i costi a copertura delle attività del GSE.

– tabella 5 –

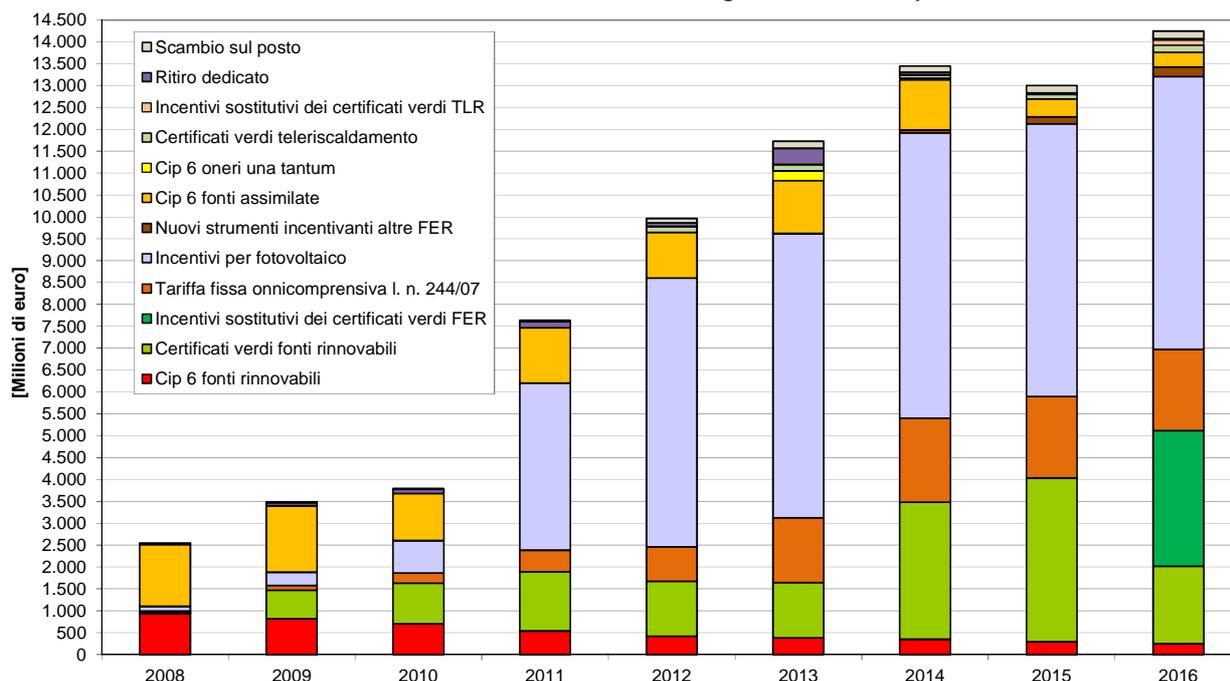
<sup>43</sup> I dati puntuali relativi agli anni precedenti il 2015 possono presentare lievi differenze rispetto agli analoghi pubblicati lo scorso anno, per effetto di rettifiche intervenute anche a seguito di verifiche ispettive.

	2011	2012	2013	2014	2015 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2015
	Milioni di euro					
<b>Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti assimilate a carico del conto alimentato dalla A3</b>						
energia elettrica da impianti Cip 6 (fonti assimilate)	713	740	628	413	312	
riconoscimento oneri CO <sub>2</sub>	267	194	80	38	37	<i>in riduzione</i>
riconoscimento oneri acquisto certificati verdi	50	42	55	57	38	<i>in riduzione</i>
oneri anticipati derivanti dalla risoluzione Cip 6/92	216	64	450	648	18	<i>voce una tantum</i>
<b>Totale (f)</b>	<b>1.246</b>	<b>1.040</b>	<b>1.213</b>	<b>1.156</b>	<b>405</b>	
<b>Oneri associati agli strumenti incentivanti per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento a carico del conto alimentato dalla A3</b>						
certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (g)	-	137	146	84	103	<i>in riduzione</i>
<b>Totale oneri a carico del conto A3 derivanti da strumenti incentivanti per le fonti non rinnovabili (h = f + g)</b>	<b>1.246</b>	<b>1.177</b>	<b>1.359</b>	<b>1.240</b>	<b>508</b>	
<b>Altri oneri una tantum</b>						
conguagli Cip 6 per effetto di contenziosi e deroghe (2) (i)	-	-	218	32	-	<i>voce una tantum</i>
(2) Sono conguagli derivanti dall'esito del contenzioso relativo al CEC dell'anno 2008 e dall'applicazione delle deroghe consentite dal D.M. 20 novembre 2012 in relazione ai rendimenti da utilizzare ai fini del calcolo del CEC.						
<b>Totale oneri a carico del conto A3 derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali (m = e + h + i)</b>	<b>7.617</b>	<b>9.963</b>	<b>11.734</b>	<b>13.444</b>	<b>13.001</b>	

– tabella 6. La tabella non considera i costi a copertura delle attività svolte dal GSE. Gli oneri emission trading (per l'acquisto di quote CO<sub>2</sub>) sono allocati all'anno successivo a quello a cui è riferita la produzione, mentre gli oneri per l'acquisto dei certificati verdi sono allocati all'anno successivo a quello d'obbligo (l'allocazione è riferita quindi all'anno in cui usualmente viene approvata la deliberazione di riconoscimento degli oneri). Ciò comporta un'allocazione differente rispetto a quella operata nella figura 32. Gli "Altri oneri una tantum" sono stati mantenuti separati, senza ripartizione tra fonti rinnovabili e assimilate, poiché derivano da contenziosi o deroghe –

Infine, la figura 43 evidenzia l'andamento negli ultimi anni dell'impatto in A3 derivante dagli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate e dai regimi commerciali speciali.

**Impatto in A3 derivante dagli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate e dai regimi commerciali speciali**



– figura 43. Con il termine “Cip 6 oneri una tantum” si intendono i conguagli effettuati una tantum nel 2013 e nel 2014 per effetto dei contenziosi relativi al CEC dell’anno 2008 e delle deroghe concesse dal decreto ministeriale 20 novembre 2012 nell’ambito della più generale revisione dei rendimenti di riferimento utilizzati ai fini del calcolo del CEC –

Dalle figure 40 e 43 emerge un aumento del costo degli strumenti incentivanti tra il 2016 e il 2015. In relazione agli anni successivi ci si attende una riduzione dell’impatto in A3 derivante dagli strumenti incentivanti. Infatti:

- gli oneri associati al provvedimento Cip 6, interamente coperti tramite la componente tariffaria A3, sono in continuo calo per effetto del progressivo termine delle convenzioni siglate e per l’esaurimento del pagamento degli oneri connessi alla risoluzione anticipata. Le convenzioni Cip 6 residue dovrebbero concludersi a gennaio 2021;
- gli oneri derivanti dai CV ritirati dal GSE sono in esaurimento;
- le tariffe incentivanti che hanno preso il posto dei CV a decorrere dal 2016 saranno in continuo calo per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto e anche per effetto del cosiddetto “spalma incentivanti” volontario di cui al decreto legge 145/13;
- gli oneri associati al meccanismo delle tariffe fisse onnicomprensive di cui alla legge 244/07 sono attesi stazionari. I primi impianti ammessi a beneficiare di tali strumenti termineranno il periodo incentivante nel 2023;
- gli oneri associati agli impianti fotovoltaici, a partire dal 2015, sono attesi stazionari. I primi impianti ammessi a beneficiare di tali strumenti termineranno il periodo incentivante nel 2025;
- gli oneri associati al meccanismo delle nuove tariffe incentivanti (di cui al decreto interministeriale 6 luglio 2012 e di cui all’emanando decreto) sono in crescita. Tuttavia essi verranno assegnati agli impianti di nuova realizzazione finché il costo indicativo

cumulato<sup>44</sup> di tutte le tipologie di incentivo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con esclusione di quelli fotovoltaici, non superi i 5,8 miliardi di euro annui.

Complessivamente, gli oneri posti a carico del conto A3, dopo il picco dell'anno di competenza 2016<sup>45</sup>, dovrebbero stabilizzarsi intorno ai 12,5 miliardi di euro l'anno (ormai quasi tutti imputabili alle fonti rinnovabili) per gli anni immediatamente successivi.

Occorre però osservare che tali considerazioni sono indicative poiché, come già evidenziato, alcuni strumenti incentivanti comportano un onere in capo alla collettività che dipende anche dai prezzi di mercato dell'energia elettrica, oltre che dalla quantità di energia elettrica effettivamente prodotta.

---

<sup>44</sup> I suddetti costi indicativi cumulati sono calcolati dal GSE in modo convenzionale e rappresentano una stima dell'onere annuo potenziale già impegnato per effetto dell'ammissione degli impianti ai diversi strumenti incentivanti, seppur non ancora interamente sostenuto: non coincidono con i costi effettivamente sostenuti (né con quelli da sostenere) poiché tali costi variano anche in funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica o dei certificati verdi, oltre che del valore della tariffa incentivante assegnato agli impianti aventi diritto.

<sup>45</sup> Si noti che il picco dell'anno di competenza 2016 non corrisponde a un analogo picco "per cassa" poiché gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi vengono erogati con le medesime tempistiche applicate per il ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti (cioè su base trimestrale entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento nei casi in cui sono disponibili dati mensili di produzione).

#### 4. QUESTIONI AFFERENTI AI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO E ALLE RETI ELETTRICHE PRIVATE

Sono tuttora molto attuali le questioni relative alle configurazioni di rete private e ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo da due punti di vista:

- 1) la realizzabilità in un contesto, quale quello italiano, in cui le attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sono assegnate su concessione sul territorio nazionale. Al riguardo:
  - a) nell'ambito dei Sistemi Semplici di produzione e Consumo (SSPC)<sup>46</sup>, il legislatore ha individuato i Sistemi di Autoproduzione (SAP), i Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU), i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU (SEESEU)<sup>47</sup> e i Sistemi in Scambio sul Posto (SSP)<sup>48</sup>. Tra di essi gli unici sistemi che possono essere realizzati ex novo sono unicamente gli Altri SAP diversi dalle cooperative e dai consorzi storici (ASAP), i SEU e i SSP;
  - b) nell'ambito delle reti elettriche<sup>49</sup>, oltre alle reti pubbliche gestite da un concessionario, il legislatore ha individuato i SDC di cui alla direttiva 2009/72/CE, a loro volta suddivisibili in Reti Interne d'Utenza (RIU) e Altri SDC (ASDC). In merito alla nuova realizzabilità di SDC, il che comunque esclude le RIU, si ravvisa attualmente l'incompletezza del quadro normativo (si veda, al riguardo, la Segnalazione al Governo e al Parlamento 348/2014/I/eel).

La tabella 7 riporta una sintesi delle diverse tipologie di sistemi ammissibili nel sistema elettrico nazionale;

- 2) l'allocazione degli oneri generali di sistema in un contesto in cui l'entità assoluta degli stessi continua a essere rilevante; mentre le tariffe di trasmissione e di distribuzione possono essere definite secondo una logica *cost reflective* (essendo correlabili all'effettivo utilizzo delle reti elettriche), l'allocazione degli oneri generali di sistema diviene tanto più complessa nei limiti in cui debba tenere conto sia di obiettivi di politica energetica sia dell'esigenza di non alterare ingiustificatamente la competizione tra impianti/tecnologie di generazione nonché tra consumatori industriali operanti con

---

<sup>46</sup> I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Sono sistemi elettrici che possono essere ricondotti ad una configurazione semplice in cui vi sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale.

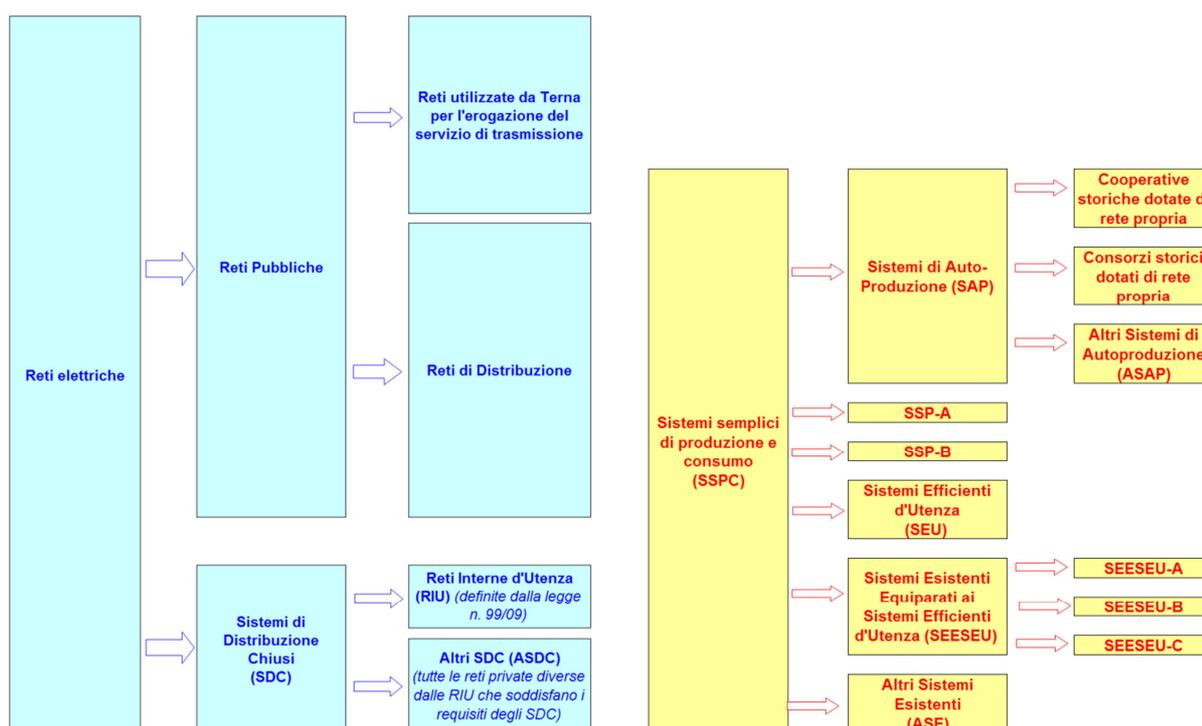
<sup>47</sup> I SEESEU, a loro volta, possono essere ripartiti in tre diverse categorie. Si veda, al riguardo, la deliberazione 578/2013/R/eel e i comunicati ad essa riferiti.

<sup>48</sup> I SSP, a loro volta, possono essere di tipo A, se riferiti a impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, e di tipo B in tutti gli altri casi.

<sup>49</sup> Le reti elettriche sono definite come sistemi elettrici a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non possono essere ricondotti ad uno schema semplificato in cui vi sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Tali sistemi sono pertanto riconducibili ad uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica.

diversi assetti produttivi. La tabella 8 riassume le modalità applicative delle componenti tariffarie nei diversi casi.

L’Autorità ha dato attuazione al vigente quadro normativo con le deliberazioni 578/2013/R/eel e 539/2015/R/eel e i relativi Allegati A (rispettivamente Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – TISSPC e Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi – TISDC), razionalizzando il quadro definitorio in materia di reti elettriche pubbliche e private e in materia di sistemi semplici di produzione e consumo e definendo come vengono erogati i servizi di connessione, trasmissione, distribuzione e misura nei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e nei Sistemi di Distribuzione Chiusi, ivi inclusa l’applicazione delle relative componenti tariffarie.



- tabella 7. Le diverse tipologie di reti (pubbliche e private) e di sistemi di autoapprovvigionamento energetico realizzabili nel sistema elettrico italiano -

Tipologie di sistemi	Componenti a copertura degli Oneri generali di sistema	Corrispettivo di trasmissione e di distribuzione	Corrispettivo di dispacciamento
SSP-A	Pagamento della parte fissa in relazione al punto di connessione con la rete pubblica e della parte variabile per l'energia elettrica prelevata da rete pubblica	Pagamento della parte fissa in relazione al punto di connessione con la rete pubblica e della parte variabile per l'energia elettrica prelevata da rete pubblica	Pagamento della parte variabile per l'energia elettrica prelevata da rete pubblica
SEU SSP-B SEESEU	Pagamento della parte fissa in relazione al punto di connessione con la rete pubblica e della parte variabile per l'energia elettrica prelevata da rete pubblica + pagamento del 5% della parte variabile delle componenti tariffarie A (ad eccezione della AE) e MCT per l'energia elettrica consumata e non prelevata da rete pubblica	Pagamento della parte fissa in relazione al punto di connessione con la rete pubblica e della parte variabile per l'energia elettrica prelevata da rete pubblica	Pagamento della parte variabile per l'energia elettrica prelevata da rete pubblica
ASAP ASE	Pagamento della parte fissa in relazione al punto di connessione con la rete pubblica e della parte variabile per l'energia elettrica complessivamente consumata.	Pagamento della parte fissa in relazione al punto di connessione con la rete pubblica e della parte variabile per l'energia elettrica prelevata da rete pubblica	Pagamento della parte variabile per l'energia elettrica prelevata da rete pubblica
RIU	Pagamento della parte fissa in relazione al punto di connessione con la rete pubblica e della parte variabile per l'energia elettrica prelevata da rete pubblica + pagamento del 5% della parte variabile delle componenti tariffarie A (ad eccezione della AE) e MCT per l'energia elettrica consumata e non prelevata da rete pubblica	Pagamento della parte fissa in relazione al punto di connessione con la rete pubblica e della parte variabile per l'energia elettrica prelevata da rete pubblica + eventuali altri oneri a copertura dei costi della rete privata	Pagamento della parte variabile per l'energia elettrica prelevata dalla rete privata
ASDC	Pagamento della parte fissa in relazione ai punti di connessione con la rete privata e della parte variabile per l'energia elettrica prelevata dalla rete privata	Pagamento della parte fissa in relazione al punto di connessione con la rete pubblica e della parte variabile per l'energia elettrica prelevata da rete pubblica + eventuali altri oneri a copertura dei costi della rete privata	Pagamento della parte variabile per l'energia elettrica prelevata dalla rete privata

- tabella 8.<sup>50</sup> Beneficiari tariffari associati alle diverse tipologie di SSPC e di SDC. In tabella, con il nome "parte fissa" si intendono sia le componenti espresse in €/punto sia quelle espresse in €/kW; con il nome "parte variabile" si intendono le componenti espresse in €/kWh -

Al fine di usufruire delle richiamate deroghe tariffarie, è necessario richiedere e ottenere la qualifica di SEU, SEESEU o RIU (ASAP, ASE e ASDC non presentano esoneri tariffari). La qualifica non deve essere richiesta nel solo caso di sistemi in scambio sul posto (SSP-A e SSP-B) per i quali è sufficiente l'ammissione a tale regime commerciale speciale (si veda il paragrafo 3.1).

Le qualifiche di SEU o di SEESEU vengono rilasciate dal GSE a cui è stato assegnato tale ruolo con il TISSPC. Sulla base dei dati resi disponibili dal medesimo, al 31 maggio 2016, risultano pervenute richieste di qualifica per 22.015 sistemi (di cui 21.065 SEU) per una potenza di generazione complessiva pari a circa 7,3 GW. Tra di essi, 20.865 sistemi sono caratterizzati dalla presenza di impianti fotovoltaici e, a seguire, 530 sistemi sono caratterizzati dalla presenza di impianti di cogenerazione ad alto rendimento. In relazione

<sup>50</sup> In fase di prima attuazione, la deliberazione 609/2014/R/eel, in luogo dell'applicazione del 5% della parte variabile delle componenti tariffarie A e MCT per l'energia elettrica consumata e non prelevata da rete pubblica, ha previsto (dando con ciò attuazione all'articolo 24, comma 6, del decreto legge 91/14):

- nel caso di SEU e SEESEU connessi in bassa tensione, l'applicazione di un corrispettivo fisso definito annualmente dall'Autorità (36 €/anno);
- nel caso di SEU e SEESEU connessi in media tensione, l'applicazione di un corrispettivo fisso calcolato, per ogni sistema, secondo un'apposita formula che tiene conto della potenza nominale dell'impianto di produzione, nonché di parametri medi per fonte relativi all'incidenza del consumo in sito e al numero di ore equivalenti di funzionamento.

alla numerosità, il 70% delle richieste afferisce a sistemi di potenza inferiore a 20 kW (quasi tutti caratterizzati dalla presenza di impianti fotovoltaici); in relazione alla potenza, il 41% afferisce ai 40 sistemi di potenza superiore a 20 MW e il 35,5% afferisce ai 745 sistemi di potenza compresa tra 1 e 20 MW.

Alla data del 31 maggio 2016 risultano rilasciate 3.703 qualifiche (di cui il 97,7% riferite a SEU) mentre 11 richieste sono state negate e 3.650 procedure sono in corso di completamento.

Le RIU sono già state censite dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive integrazioni (per un totale di 74 reti). A seguito dell'approvazione del TISDC è in corso un'attività di razionalizzazione e di aggiornamento dei registri delle RIU, a cura dell'Autorità. Appare probabile una significativa riduzione del numero delle RIU a seguito di tale attività poiché molte di esse sono riconducibili a SEU o SEESEU, soprattutto dopo che la legge 221/15 ha allargato i SEESEU-A ai gruppi societari.

## 5. LA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO

La cogenerazione ad alto rendimento è stata definita dalla direttiva 2004/8/CE, successivamente sostituita dalla direttiva 2012/27/UE. L'obiettivo della direttiva è quello di accrescere l'efficienza energetica creando un quadro per lo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento, basata sulla domanda di calore utile<sup>51</sup> e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali.

La cogenerazione ad alto rendimento è un sottoinsieme della più generale produzione combinata di energia elettrica e calore, per la quale si rimanda al capitolo 1. Al tempo stesso, la cogenerazione ad alto rendimento può anche essere un sottoinsieme di un'unica unità di produzione combinata di energia elettrica e calore, per effetto della gradualità insita nei criteri di cui alla direttiva medesima. La quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento è tanto più prossima alla produzione totale di energia elettrica dei medesimi impianti quanto più essi hanno una condizione di funzionamento prossima al massimo recupero di calore utile: quest'ultima condizione di funzionamento è quella a cui fa propendere la normativa europea perché a essa corrisponde il massimo risparmio relativo di energia primaria.

La figura 45 mostra, con riferimento all'anno 2014, le quantità di energia elettrica, energia elettrica qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento ed energia termica prodotte, suddivise per tecnologia: si nota in particolare il forte divario, per quanto riguarda i cicli combinati, tra energia elettrica complessivamente prodotta ed energia elettrica qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento il che è indice del loro esercizio anche in assetto diverso.

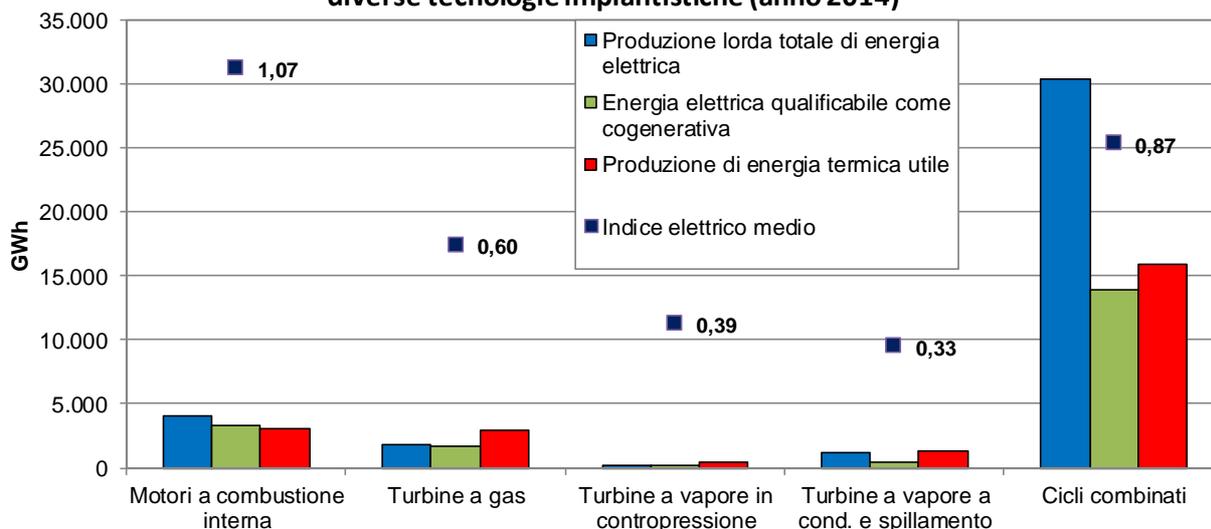
Si nota inoltre che il valore dell'indice elettrico (qui inteso come il rapporto tra la quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa e la produzione di energia termica utile) non è uniforme, ma assume valori maggiori per cicli combinati e motori a combustione interna, che rappresentano le due tecnologie di maggior rilievo.

I dati riportati nella figura 45 non riguardano l'intera produzione di energia elettrica e termica imputabile alla cogenerazione ad alto rendimento. Infatti la qualifica viene rilasciata (se ne ricorrono i requisiti) solo se richiesta al GSE al fine di ottenere benefici (quali la possibilità di costituire un SEU o la priorità di dispacciamento) o incentivi (quali i certificati bianchi).

---

<sup>51</sup> Il "calore utile", secondo la direttiva 2004/8/CE, è il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, cioè una domanda non superiore al fabbisogno di calore e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia diversi dalla cogenerazione.

**Produzione di energia classificabile come cogenerativa (2004/8/CE) dalle diverse tecnologie impiantistiche (anno 2014)**

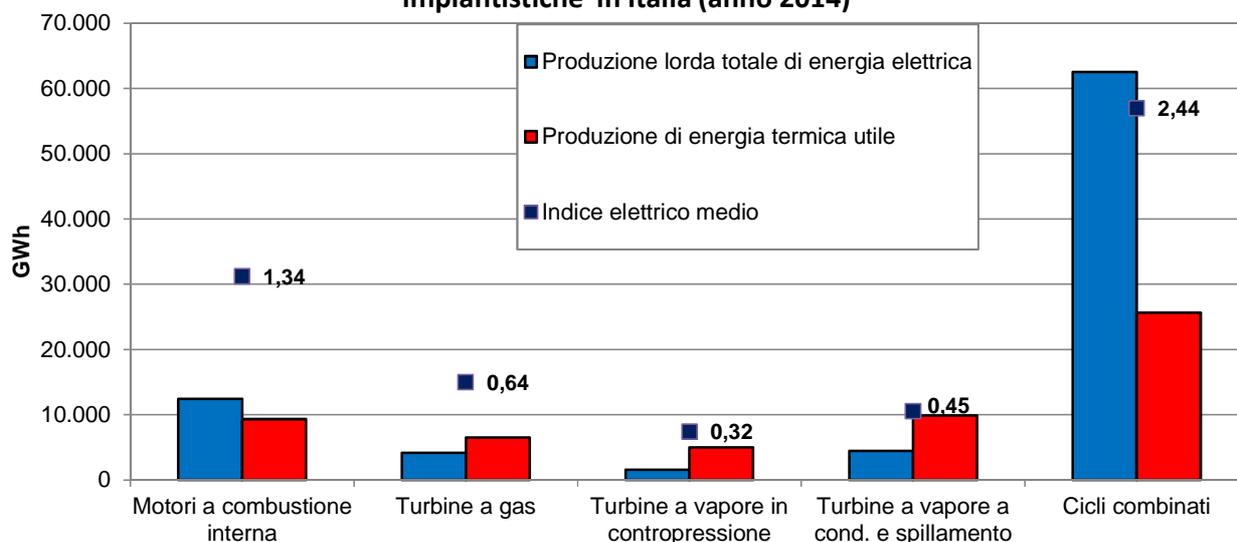


- figura 45 -

Dalla figura 45 emerge che, per quanto riguarda la produzione di energia classificata come cogenerativa ad alto rendimento (per la quale le richieste di qualifica sono state presentate al GSE e hanno avuto esito positivo), nel 2014 sono stati prodotti 21,2 TWh di energia elettrica e 27,2 TWh di calore utile. Riferendosi ai dati complessivi della produzione combinata di energia elettrica e calore su scala nazionale, nel 2014 sono stati prodotti 85,2 TWh di energia elettrica e 56,2 TWh di calore utile.

Risulta infine interessante confrontare i valori degli indici elettrici per le diverse tipologie impiantistiche per l'anno 2014 con quelli relativi alla complessiva produzione combinata di energia elettrica e calore nazionale, riportati in figura 46: si nota in particolare una notevole differenza per quanto riguarda i cicli combinati, dovuta al fatto che tali impianti sono spesso sbilanciati sulla produzione elettrica (ottenibile con elevati rendimenti).

**Produzione combinata di energia elettrica e calore dalle diverse tecnologie impiantistiche in Italia (anno 2014)**



- figura 46 -

Per effetto del decreto ministeriale 5 settembre 2011, la cogenerazione ad alto rendimento per 5 anni di esercizio beneficia dei certificati bianchi sulla base del risparmio ottenuto rispetto a impianti separati (cioè che producono solo energia elettrica e solo energia termica) scelti come riferimento. A differenza delle altre tipologie di interventi, nel caso della cogenerazione ad alto rendimento i certificati bianchi, in alternativa alla negoziazione, possono essere ritirati dal GSE al prezzo, costante, riconosciuto ai gestori di rete soggetti all'obbligo valevole per l'anno di entrata in esercizio dell'impianto (pari per l'anno 2011 a 93,68 €/TEE; per l'anno 2012 a 86,98 €/TEE; per l'anno 2013 a 110,27 €/TEE; per l'anno 2014 a 105,83 €/TEE e per l'anno 2015 a 114,83 €/TEE).

I risparmi conseguiti con la cogenerazione ad alto rendimento sono ora assestati intorno a 9 TWh annui (circa pari a 0,77 Mtep). Una piccola parte dei TEE associati al predetto risparmio<sup>52</sup> è stata oggetto di ritiro da parte del GSE, in alternativa al mercato (circa 78.000 afferenti alla produzione del 2013 e 75.185 afferenti alla produzione del 2014).

I costi sostenuti dal GSE per il ritiro diretto dei TEE afferenti alla cogenerazione ad alto rendimento sono stati pari a circa 36 milioni di euro in relazione a produzioni degli anni 2008-2011, 15 milioni di euro per le produzioni del 2012, 7 milioni di euro per le produzioni del 2013 e quasi 8 milioni di euro per le produzioni del 2014. Essi sono posti a valere sul "Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale" (componente RE e RE<sub>T</sub>) delle bollette gas.

---

<sup>52</sup> Il numero dei TEE emessi è superiore rispetto ai risparmi poiché il decreto ministeriale 5 settembre 2011 ha introdotto, nel calcolo, un coefficiente moltiplicativo progressivo che consente agli impianti di taglia inferiore di beneficiare di un maggior numero di TEE (quindi di incentivi complessivi più elevati) a parità di risparmio conseguito.