

RELAZIONE

464/2017/I/EFR

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

ANNO 2016

Relazione sullo stato dei servizi

22 giugno 2017

Premessa

La presente relazione rappresenta un aggiornamento della relazione pubblicata nel 2016 in merito allo “Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento” (339/2016/I/efr) e riferita a dati 2015.

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. I dati allo scopo utilizzati sono per lo più afferenti all’anno 2015, essendo i dati consolidati più recenti al momento disponibili.

Successivamente essa descrive il recente sviluppo del sistema elettrico fino all’anno 2016, 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, ivi inclusi i preconsuntivi riferiti al 2016, 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 alla presentazione sintetica delle principali innovazioni normative in merito alle configurazioni private (Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e Sistemi di Distribuzione Chiusi).

Infine sono riportati e discussi alcuni dati di dettaglio relativi alla cogenerazione ad alto rendimento e riferiti all’anno 2015 essendo i dati più recenti al momento disponibili.

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).

INDICE

SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE	4
1. QUADRO GENERALE	8
<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>	15
2. IL RECENTE SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO	17
2.1 L'accesso alle reti elettriche	17
<i>Connessioni</i>	17
<i>Il problema della saturazione virtuale delle reti</i>	23
<i>Il tema delle inversioni di flusso</i>	24
<i>Il tema delle perdite di rete</i>	26
<i>Lo sviluppo delle infrastrutture di rete</i>	27
2.2 L'evoluzione dei mercati e del dispacciamento	28
<i>Il profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima</i>	28
<i>Il caso degli impianti programmabili di elevata taglia</i>	30
<i>La copertura del carico</i>	31
<i>Gli interventi in relazione alla prestazione di servizi di rete obbligatori</i>	33
<i>La revisione della regolazione del dispacciamento</i>	35
3. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE: REGIMI COMMERCIALI SPECIALI, INCENTIVI E IMPATTO IN A3	41
3.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica	41
<i>Ritiro dedicato</i>	41
<i>Scambio sul posto</i>	43
3.2 Meccanismi di incentivazione	44
<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 e 23 giugno 2016 per gli impianti diversi dai fotovoltaici</i>	59
<i>Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati</i>	61
3.3 Impatto in A3 degli strumenti di sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate	63
4. QUESTIONI AFFERENTI AI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO E ALLE RETI ELETTRICHE PRIVATE	67
5. LA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO	70

SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE

Nel 2015 la produzione lorda di energia elettrica è lievemente cresciuta rispetto all'anno precedente (da 280 TWh a 283 TWh), pur continuando ad assumere valori notevolmente inferiori al massimo di 319 TWh raggiunto nel 2008 e ai 303 TWh nel 2004. Al tempo stesso i consumi finali di energia elettrica, pur aumentati nel 2015 rispetto al 2014 (da 291 TWh a 297 TWh), sono inferiori rispetto a quelli degli anni precedenti (319 TWh negli anni 2007 e 2008) a causa della riduzione dei consumi in ambito industriale (da 155 TWh nell'anno 2007 sino a 122 TWh negli anni 2014 e 2015). Si sta anche assistendo a una decrescita della potenza installata, proseguita anche nel 2015 rispetto all'anno precedente, derivante dalla dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche di elevata taglia, non pienamente compensata dalla nuova installazione di impianti prevalentemente alimentati da fonti rinnovabili (riduzione, nel 2015 rispetto al 2014, di quasi 6,4 GW di impianti termoelettrici tradizionali a fronte di un aumento di circa 0,9 GW da fonti rinnovabili).

Per effetto delle nuove installazioni da fonti rinnovabili e del generale calo nella produzione lorda totale e nei consumi finali di energia elettrica, l'incidenza delle fonti rinnovabili sulla produzione lorda e sui consumi finali di energia elettrica è rilevante. Più in dettaglio:

- le fonti rinnovabili incidono nel 2015 per circa 109 TWh, pari al 38,5% del totale nazionale, a fronte del 18% circa nel 2004. Tale produzione ha subito una significativa riduzione nel 2015 rispetto al 2014 (- 12 TWh) per effetto della scarsa idraulicità; un'ulteriore riduzione è stata registrata nell'anno 2016 per lo stesso motivo. In termini di potenza efficiente lorda, incidono nel 2015 per circa 51 GW, pari al 43% del totale nazionale, a fronte del 24% nel 2004;
- è rilevante l'incidenza delle fonti aleatorie e in particolare del solare e dell'eolico (più del 23% del totale installato nel 2015 a fronte di poco più dell'1% nel 2004; più del 13% del totale prodotto nel 2015 a fronte di poco meno dell'1% nel 2004).

Al tempo stesso le fonti rinnovabili sono utilizzate per lo più tramite impianti di piccola e media taglia connessi alle reti di distribuzione (generazione distribuita). Nel 2015 gli impianti di potenza fino a 10 MVA, non solo alimentati dalle fonti rinnovabili, rappresentavano oltre il 21% della potenza installata: circa 16 punti percentuali in più rispetto al 2004. Il loro peso in termini di produzione è passato dal 4,7% del 2004 al 18,1% del 2015.

Per quanto riguarda le connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche di media e bassa tensione, nel 2016 rispetto all'anno precedente è stato riscontrato un lieve aumento sia dal punto di vista numerico (+ 1.713 richieste di connessione) sia in termini di potenza richiesta in immissione (+ 297 MW); in relazione alle connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche di alta e altissima tensione, nel 2016 rispetto all'anno prece-

dente è stato riscontrato un aumento dal punto di vista numerico (+ 8 richieste di connessione) e in termini di potenza richiesta in immissione (+ 479 MW). Su base pluriennale, 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 2016 si sono avute circa 51.900 richieste per una potenza inferiore a 1,7 GW; sulle reti di alta tensione, nel 2011 si erano registrate 430 richieste per una potenza di 15,9 GW mentre nel 2016 solo 102 richieste per una potenza di 2,7 GW. In modo analogo, si è registrata una riduzione, sia in termine di numero che di potenza, dei preventivi accettati.

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. La potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi è attualmente pari a 65,1 GW (di cui 57,2 GW afferenti alla rete di trasmissione nazionale e 7,9 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. 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.

Nell'anno 2015, si è assistito ad un aumento del rendimento medio degli impianti termoelettrici rispetto ai valori del 2014, in contrasto con quanto avvenuto negli anni precedenti: tale aumento è imputabile a un maggiore utilizzo dei cicli combinati, a fronte della scarsità della risorsa idrica per il funzionamento degli impianti idroelettrici. I cicli combinati presentano un rendimento medio del 52% nel 2015, a fronte del 50% del 2014 e del 55% nel 2004, mentre il rendimento medio degli impianti termoelettrici diversi dai cogenerativi è pari al 39% nel 2015, a fronte del 38% del 2014 e del 41% nel 2004.

È ormai stabilizzata o in lieve crescita 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 parecchie ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è addirittura superiore rispetto al carico totale (ormai stabilmente 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

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 (14 TWh nel 2016 a fronte di 18 TWh nel 2015 e 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 (562.600 nel 2016 a fronte dei 522.500 dell'anno precedente).

Complessivamente, per l'anno 2016, si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili, a consuntivo, siano pari a circa 13,6 miliardi di euro, interamente coperti tramite la componente A3 per effetto del venir meno del meccanismo dei certificati verdi, per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 66 TWh. Per l'anno 2016, 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 14,4 miliardi di euro: infatti ai richiamati 13,6 miliardi di euro occorre aggiungere circa 0,6 miliardi riferiti alle fonti non rinnovabili e circa 0,2 miliardi derivanti da ritiro dedicato e scambio sul posto. Nell'anno 2016 l'impatto delle fonti rinnovabili sulla componente tariffaria A3 ha raggiunto il suo livello massimo, anche a causa della sovrapposizione tra il ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi rimasti invenduti a fine meccanismo e l'erogazione degli incentivi sostitutivi.

Si stima che, per l'anno 2017, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano in riduzione e pari a circa 12,1 miliardi di euro, interamente coperti tramite la componente A3, e che gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate si attestino a circa 12,6 miliardi di euro. Tale riduzione è imputabile sia al venir meno della sovrapposizione di cui sopra sia al progressivo termine del periodo di diritto all'incentivo per alcuni impianti.

Un ulteriore tema affrontato nella presente Relazione è quello afferente ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e ai Sistemi di Distribuzione Chiusi per i quali vengono riassunte le più recenti innovazioni normative.

Infine viene riportato un approfondimento in merito alla 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 2015 sono stati prodotti 16,9 TWh di energia elettrica e 22,1 TWh di calore utile, a fronte dei 95,9 TWh di energia elettrica e 59,2 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 8,5 TWh annui (circa pari a 0,74 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 sia per il 2014 che per il 2015, a valere sul fondo alimentato dalle componenti RE e RE_T delle bollette gas.

1. QUADRO GENERALE

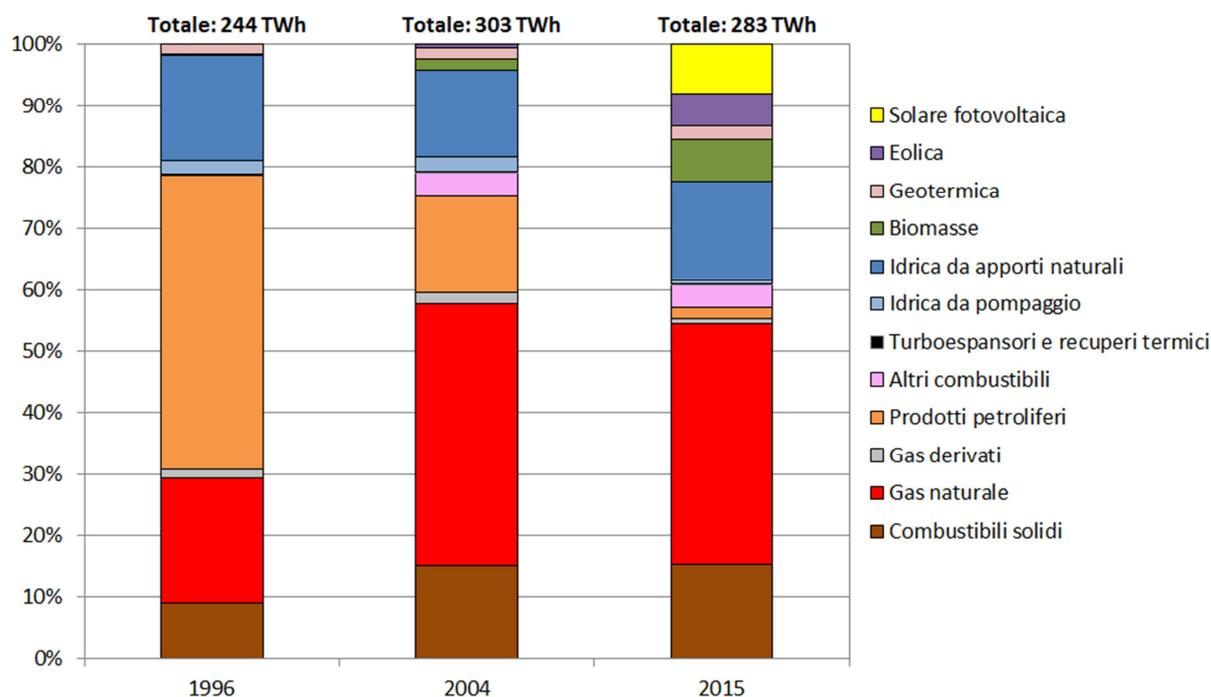
La variazione del mix produttivo di energia elettrica

Anche nel 2015 e nel 2016 è proseguita la variazione del mix produttivo in Italia (figura 1) per effetto della diffusione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili¹ (in particolare quelle aleatorie), a fronte della complessiva riduzione della produzione lorda di energia elettrica dal valore massimo di 319 TWh raggiunto nel 2008 sino ai 280 TWh nel 2014 con lieve crescita negli anni più recenti (+3 TWh nel 2015 rispetto all'anno precedente e ulteriore lieve crescita nel 2016). 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 291 TWh nell'anno 2014; l'anno 2015 ha fatto registrare + 6 TWh di consumi rispetto all'anno precedente, mentre nel 2016 i consumi appaiono nuovamente ridotti fino al livello del 2014. In ambito industriale, i consumi si sono progressivamente ridotti dal valore massimo di 155 TWh nell'anno 2007 sino a 122 TWh nell'anno 2015. In ambito terziario si è, per contro, rilevato un aumento (da 90 TWh nell'anno 2007 a 109 TWh nell'anno 2015 imputabile per lo più agli elevati consumi nel settore terziario nel mese di luglio), mentre gli altri settori si sono mantenuti circa costanti. L'incidenza delle fonti rinnovabili sulla produzione lorda e sui consumi finali di energia elettrica risulta ancora più marcata per effetto del calo nei consumi finali di energia elettrica.

Ritornando al cambiamento del mix produttivo nazionale, 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.

¹ 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



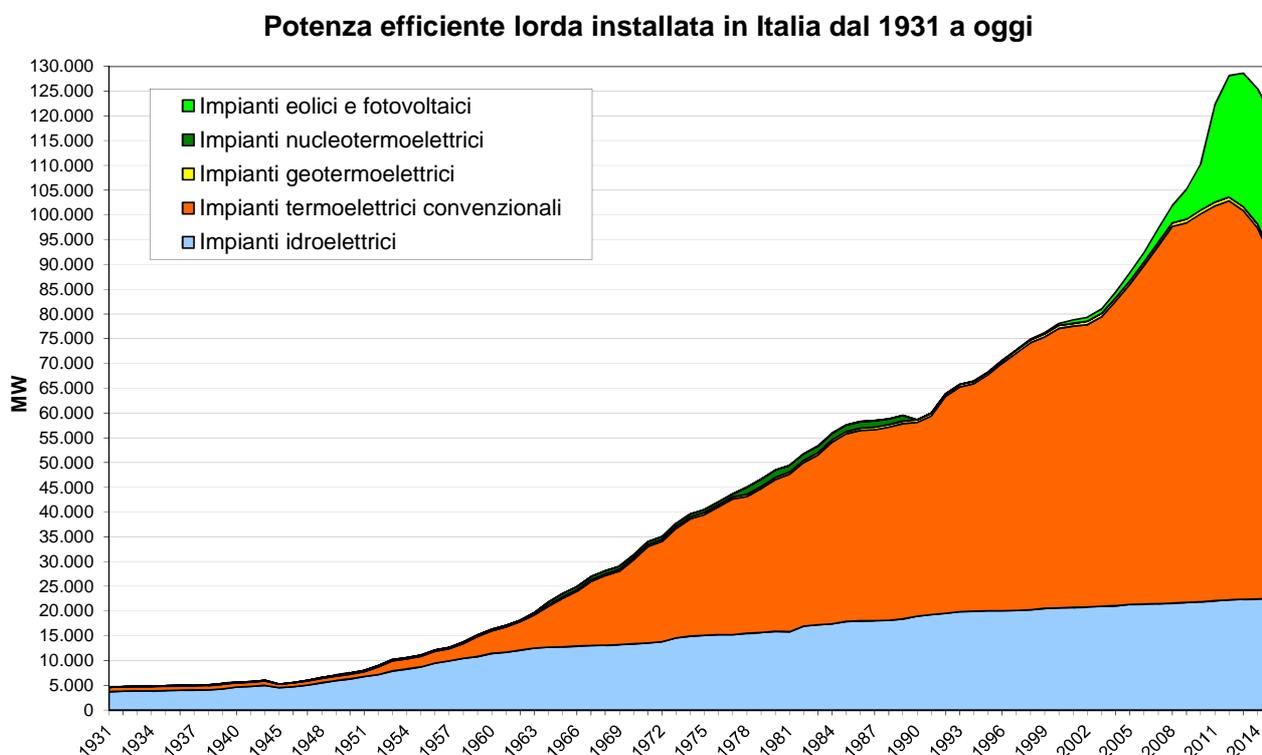
- figura 1 -

Successivamente, tra il 2004 e il 2015, 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 sino al valore massimo di 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. Nel 2015 si è assistito a una lieve diminuzione, imputabile alla scarsa idraulicità: l’incidenza sul totale della produzione lorda di energia elettrica è stata pari al 38,5% (il 33,1% sul consumo interno lordo). Anche il 2016 ha fatto registrare un’ulteriore riduzione fino a circa 106 TWh nuovamente imputabile alla scarsa idraulicità.

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 prevalentemente da fonti aleatorie, quali solare ed eolico, e sono di taglia più ridotta.

Prosegue anche la decrescita della potenza installata (figura 2) derivante dalla dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche di elevata taglia, non pienamen-

te compensata dalla nuova installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili (emerge una riduzione di 6,4 GW di impianti termoelettrici tradizionali a fronte di un aumento di circa 0,9 GW da fonti rinnovabili).



- figura 2 -

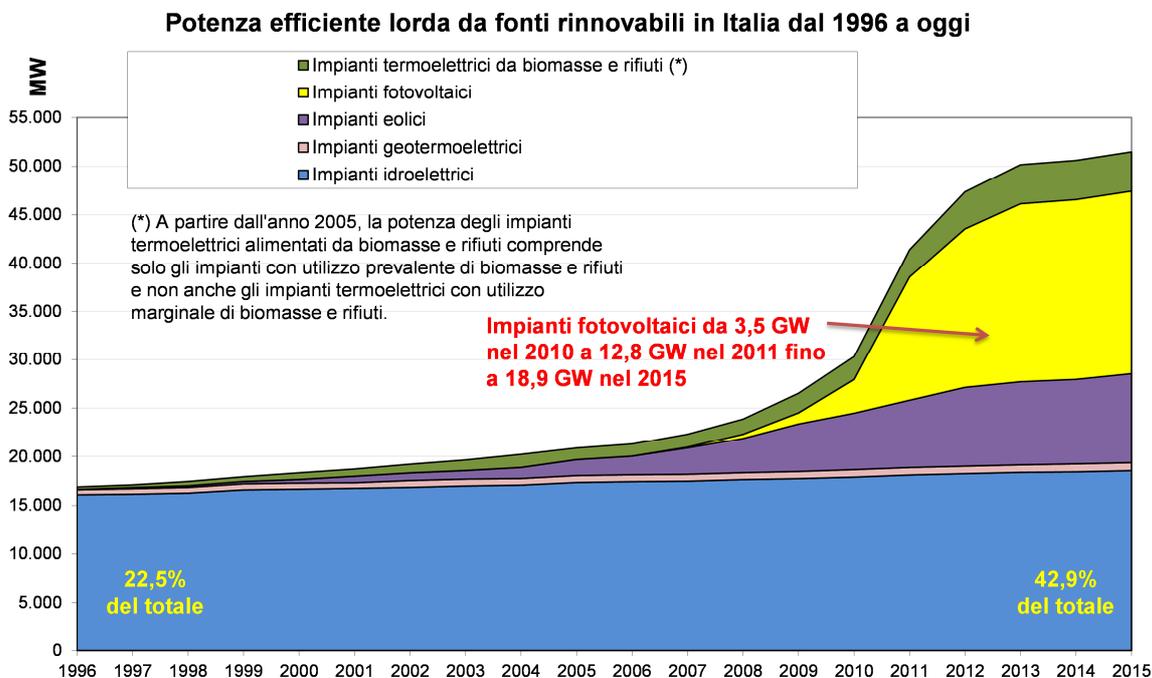
A fronte di una potenza complessivamente installata nel 2015 pari a circa 120 GW, la punta di domanda da soddisfare è stata pari a 60,5 GW nel 2015 e a 53,6 GW nel 2016, mentre la richiesta minima in rete è rimasta pressoché invariata passando da 18,6 GW nel 2015 a 18,7 GW nel 2016.

La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica

Con riferimento ai dati dell'anno 2015, la produzione lorda di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è stata pari a circa 109 TWh (di cui quasi 38 TWh attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), in ulteriore decrescita nel 2016, a fronte di un totale nazionale pari a circa 283 TWh. La potenza efficiente lorda relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è pari a circa 51 GW (di cui circa 28 GW attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), a fronte di una potenza totale nazionale pari a circa 120 GW.

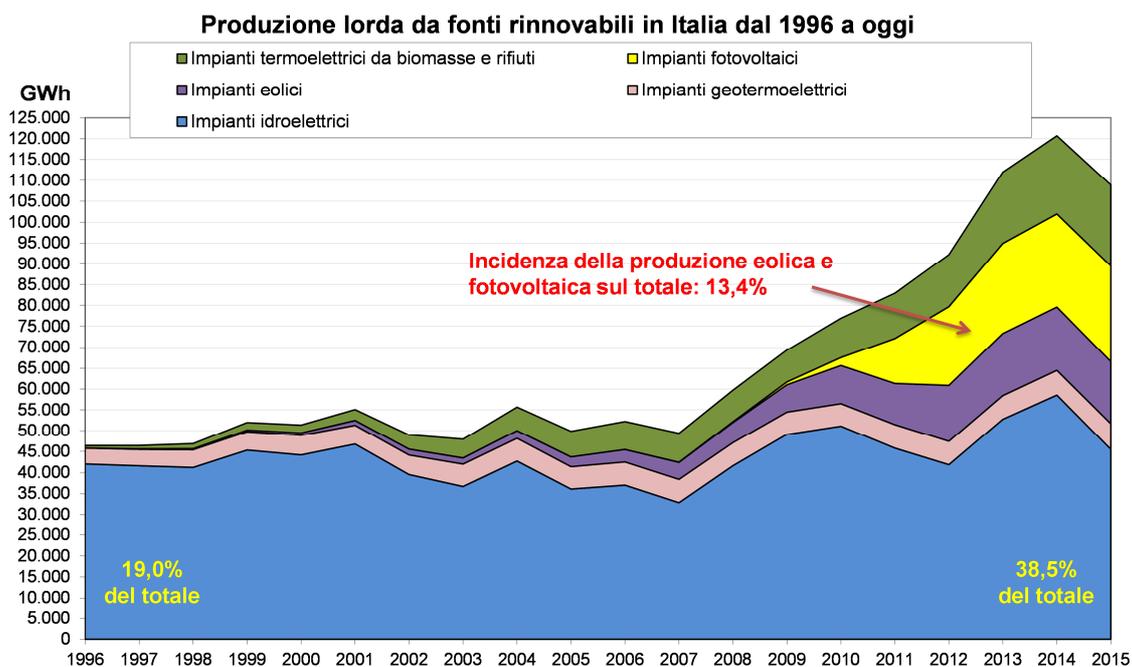
L'evoluzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto fotovoltaici, è stata estremamente rapida negli ultimi anni, come si nota dalle [figure 3 e 4](#), e

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.



(*) I rifiuti sono limitati alla parte biodegradabile.

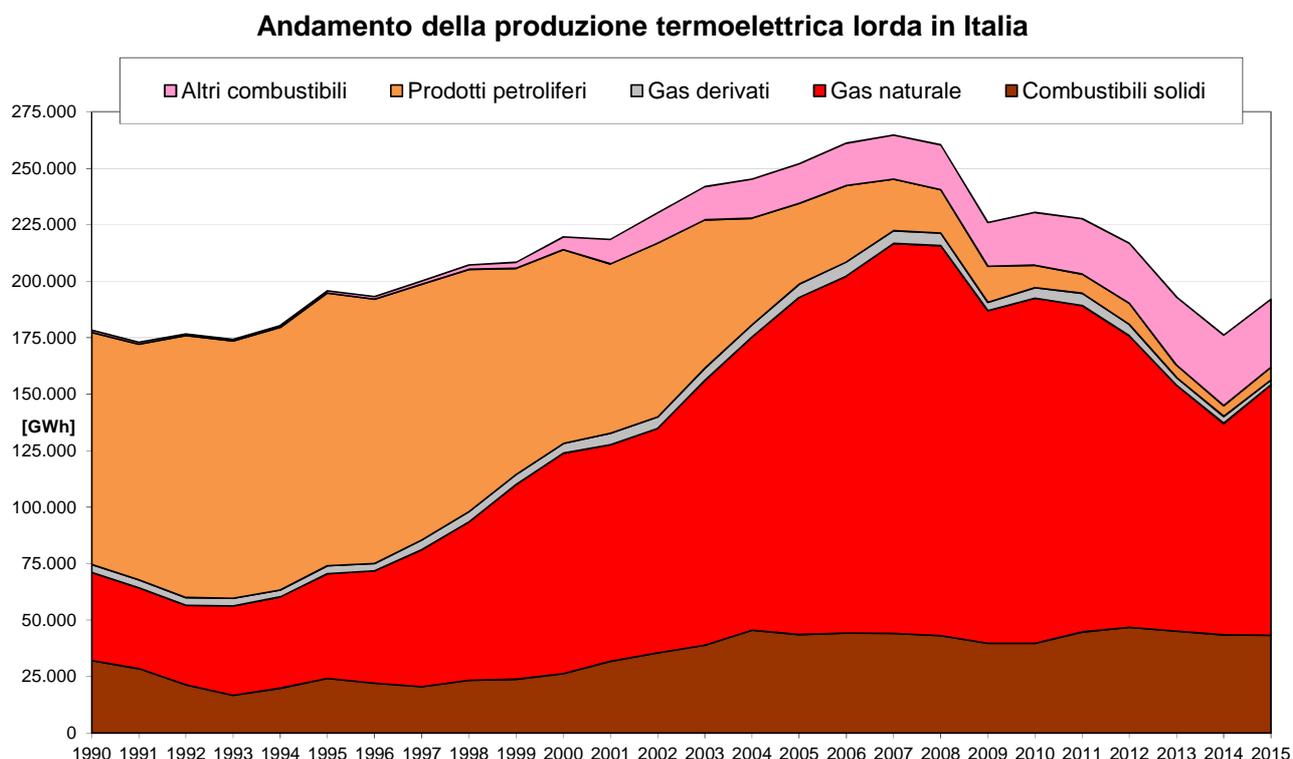
- figura 3 -



- 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. Si nota, nell'anno 2015, un incremento della produzione termoelettrica (+ 16 TWh), in particolare da impianti a ciclo combinato alimentati da gas naturale, volta a compensare la ridotta produzione da impianti idroelettrici per effetto della scarsa idraulicità. Un ulteriore incremento è stato riscontrato anche nel 2016 (presumibilmente + 5 TWh rispetto all'anno precedente).

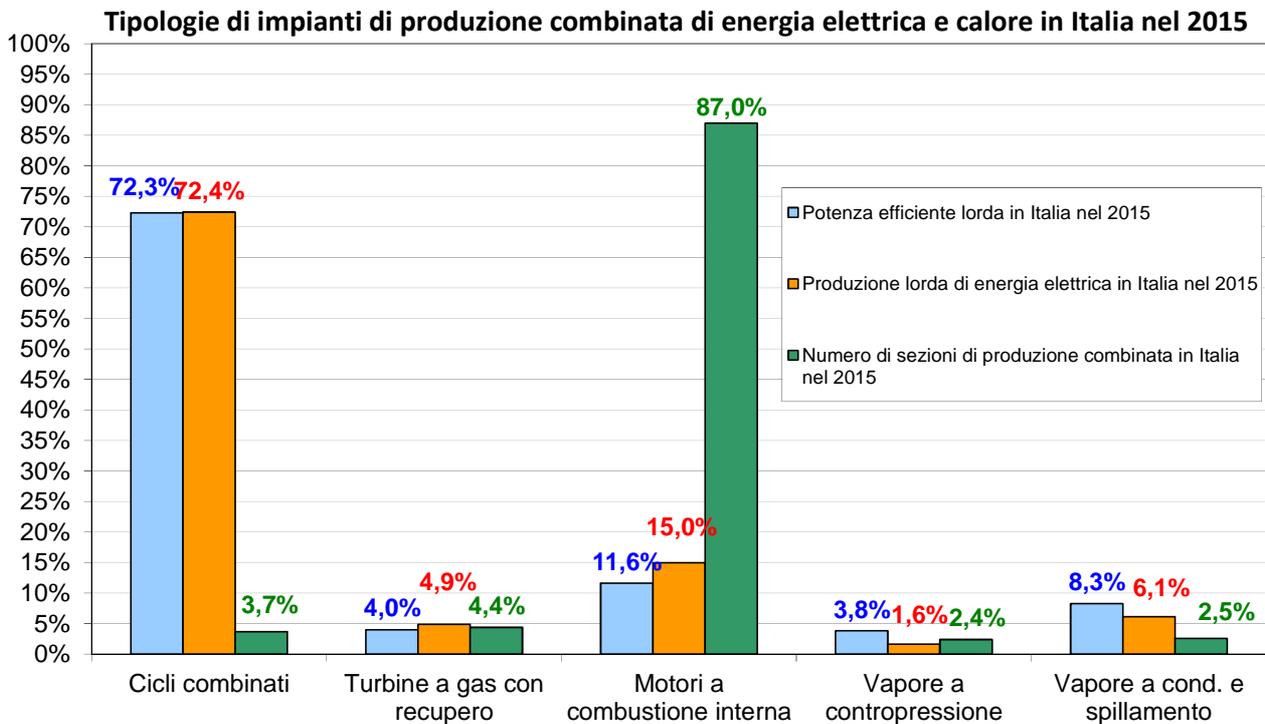


- figura 5. La voce "altri combustibili" include anche le biomasse -

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 2015, è risultata pari a 95,9 TWh, derivante da 4.363 sezioni per una poten-

za efficiente lorda di circa 26,6 GW. Mentre in termini di sezioni (figura 6) il maggior contributo è dato da motori a combustione interna (87,0% del totale), in termini di potenza efficiente lorda e di produzione, il ruolo predominante è svolto dai cicli combinati (72,3% e 72,4% dei rispettivi totali).

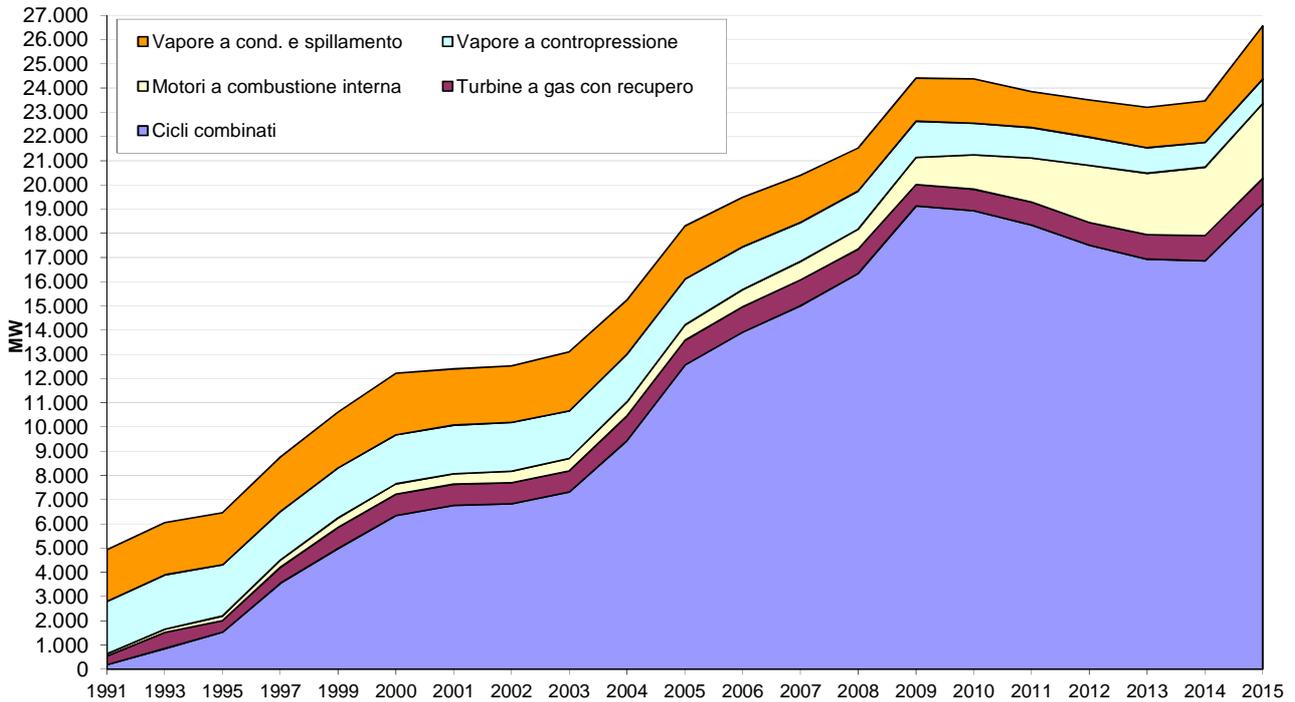


- figura 6 -

Rispetto agli anni passati si nota, nel caso degli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, un aumento della potenza efficiente lorda, in contrasto con la complessiva riduzione verificatasi tra il 2009 e il 2014 (figura 7). La figura 7 mostra anche l'aumento dell'incidenza, negli ultimi anni, dei motori a combustione interna: gli impianti che sfruttano tale tecnologia nascono per soddisfare le domande locali di calore e sono quindi intrinsecamente appropriati per la cogenerazione.

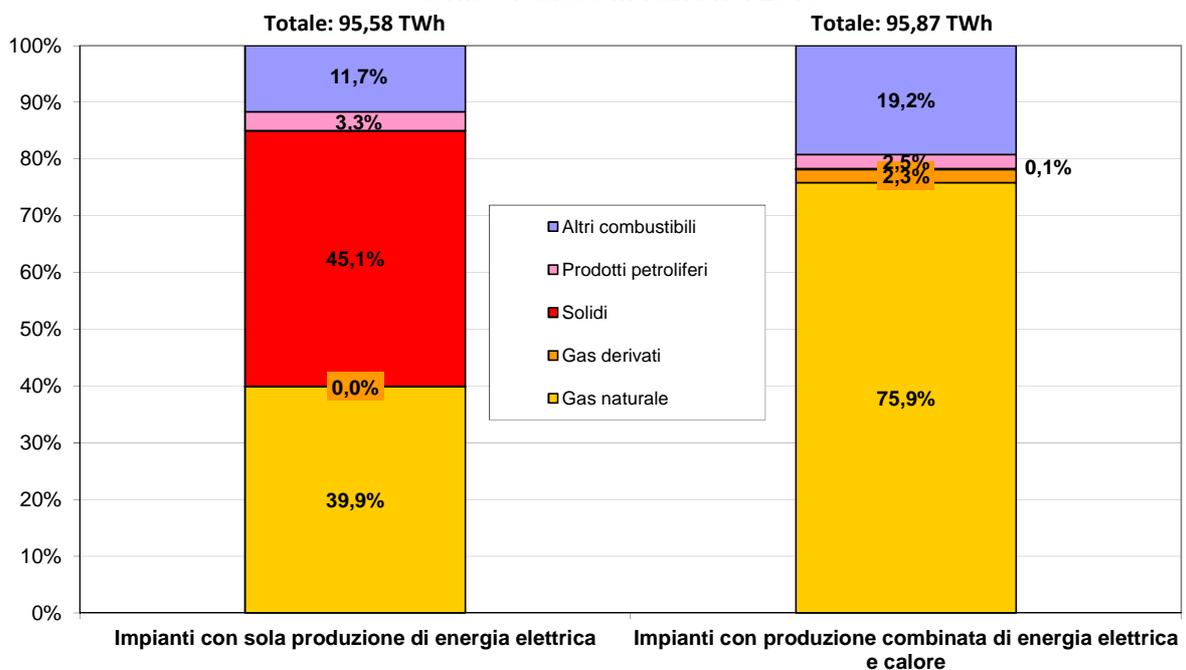
La figura 8 evidenzia il diverso utilizzo di combustibili tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore. Da essa risulta che, nel caso di impianti unicamente destinati alla produzione di energia elettrica 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.

Impianti di produzione combinata di energia elettrica e termica: evoluzione della potenza installata dal 1991 a oggi



- figura 7 -

Incidenza percentuale dei combustibili utilizzati per la generazione termoelettrica in Italia nel 2015



- figura 8 -

La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita

Con riferimento ai dati dell'anno 2015 relativi alla definizione di generazione distribuita (GD) introdotta dalla direttiva 2009/72/CE², la produzione lorda è stata pari a circa 62,8 TWh (di cui circa 25,9 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in generazione distribuita contribuiscono per circa 26,6 GW (di cui 20,6 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 30,3 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 e-distribuzione a seguito della cessione delle reti di alta e altissima tensione a Terna).

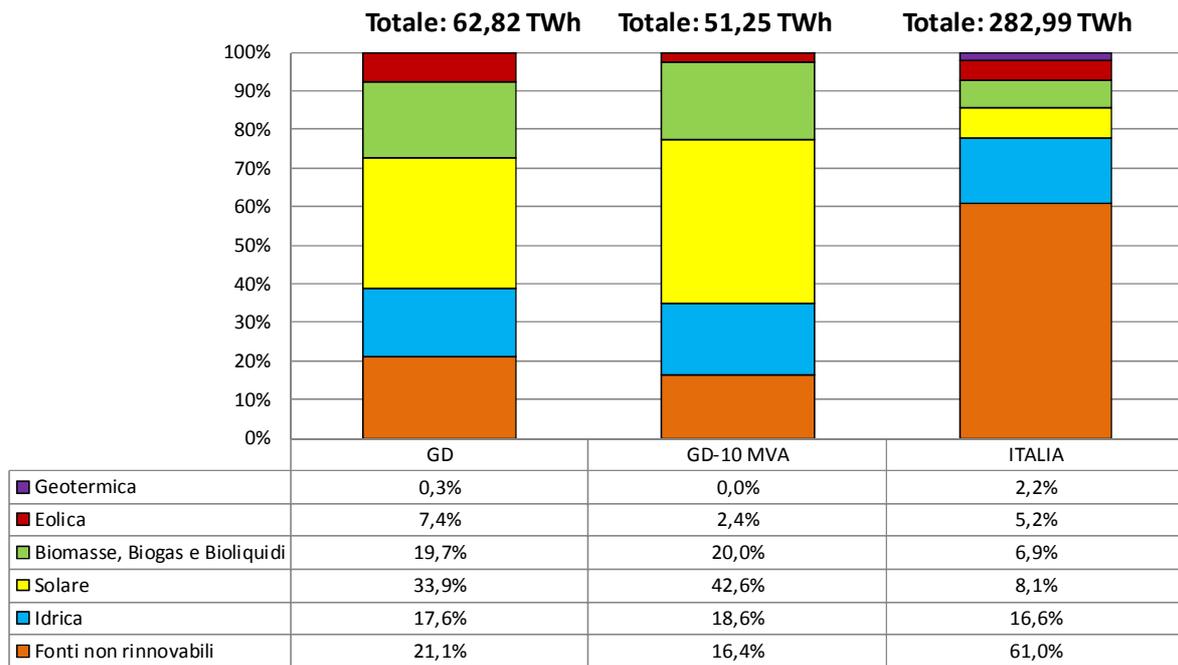
Con riferimento ai dati dell'anno 2015 relativi alla definizione di generazione distribuita in precedenza definita e utilizzata dall'Autorità³ (GD-10 MVA), la produzione lorda è stata pari a circa 51,3 TWh (di cui circa 23,1 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili contribuiscono per circa 23,7 GW (di cui circa 18,9 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 25,9 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 2015, Allegato A alla deliberazione 278/2017/I/eel.

² 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.

³ 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.



- figura 9 -

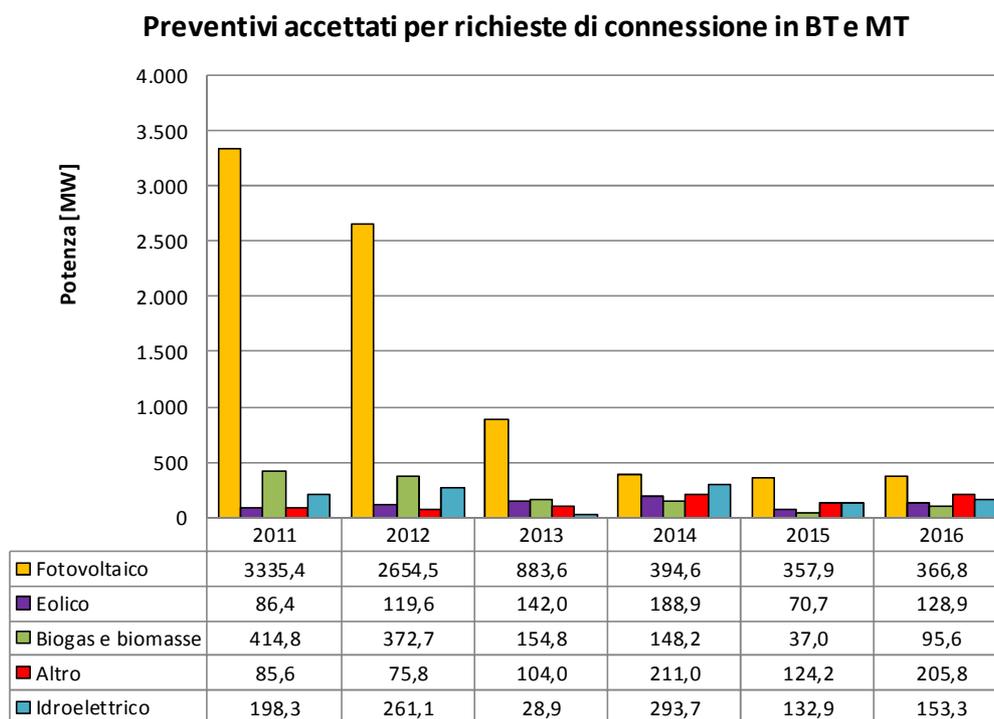
2. IL RECENTE SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO

2.1 L'accesso alle reti elettriche

Connessioni

In questi ultimi anni si sta assistendo a una complessiva riduzione delle 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 termini di numero che di potenza (nel 2016 si sono avute circa 51.900 richieste per una potenza di meno di 1,7 GW, dati non più confrontabili con quelli molto maggiori riscontrati nel 2011)⁴, soprattutto a seguito delle riduzioni degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici e del successivo azzeramento. Nell'anno 2016, rispetto all'anno precedente, è stato riscontrato un lieve aumento sia dal punto di vista numerico (+ 1.713 richieste di connessione) sia in termini di potenza richiesta in immissione (+ 297 MW).

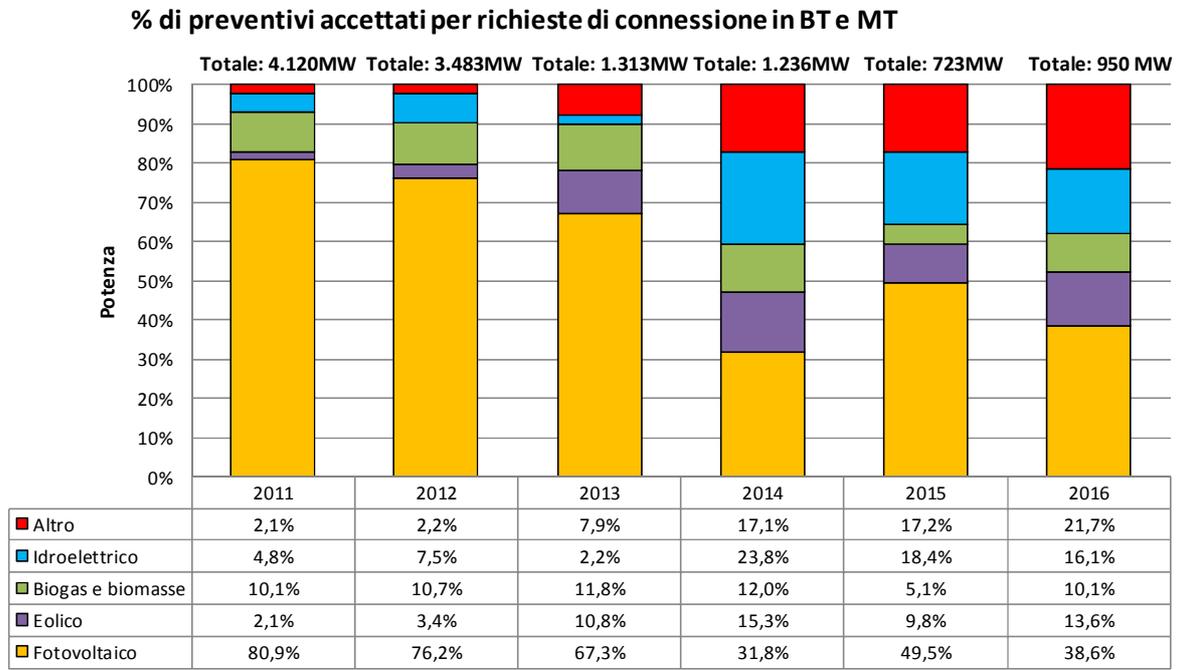
In modo analogo, si è assistito a una complessiva riduzione anche dei preventivi accettati, in termini sia di numero che di potenza (con riferimento alle richieste di connessione effettuate nel 2016, sono stati accettati 42.900 preventivi per una potenza di 0,9 GW (figura 10)).



- 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 -

⁴ I dati sono riferiti alle attività che sono state svolte negli anni dal 2011 al 2016 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

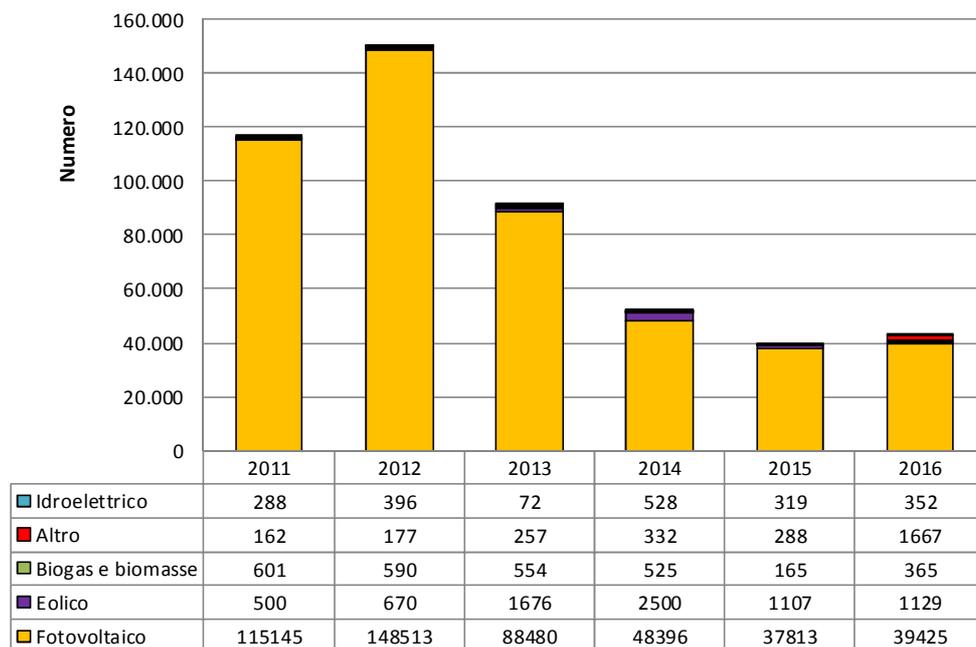
La figura 11 mostra il trend della potenza associata ai preventivi accettati, in termini percentuali.



- 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

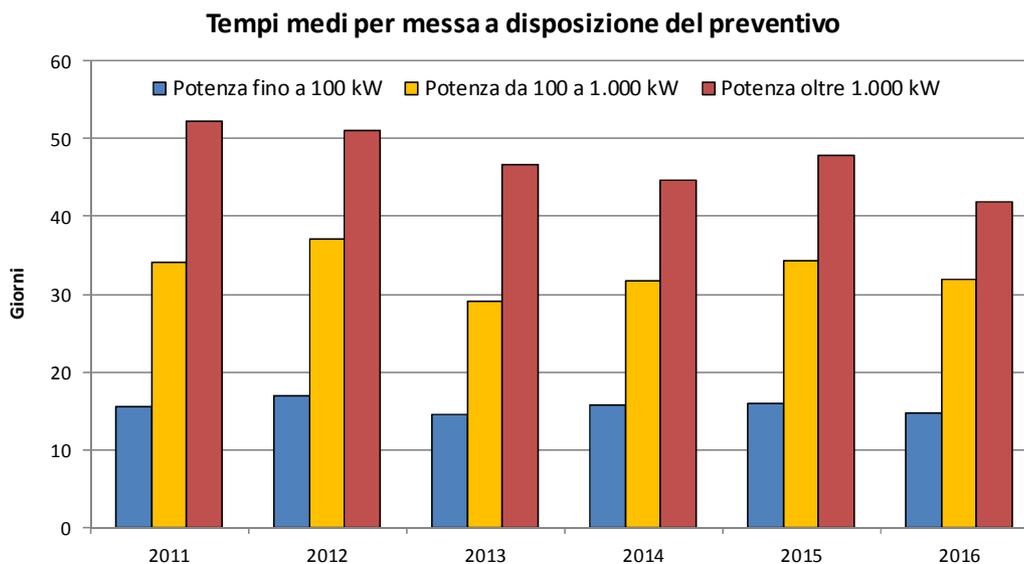


- figura 12. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

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 2016:

- per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, i tempi medi si sono mantenuti circa costanti, intorno ai 16 giorni lavorativi⁵;
- 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 42 giorni lavorativi.

⁵ 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.



- 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:

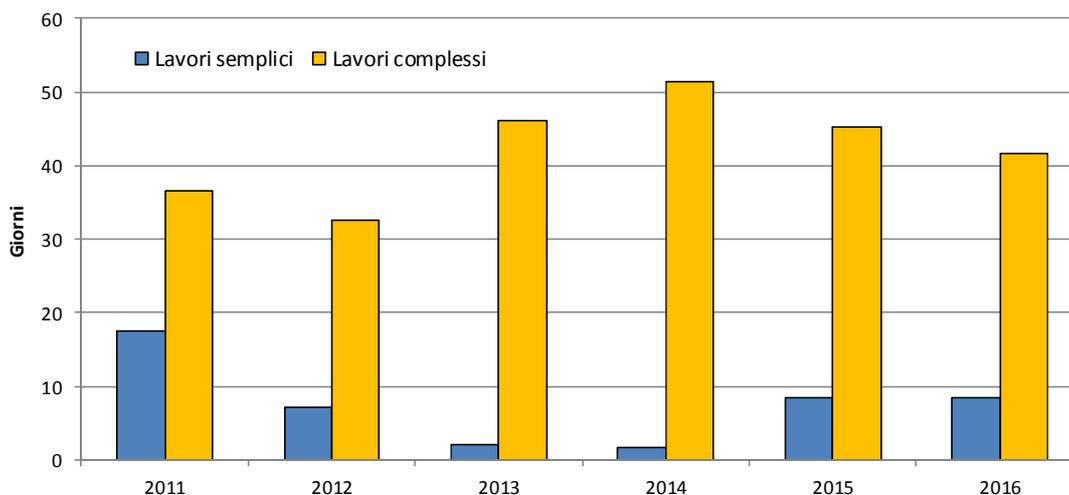
- 8 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici⁶;
- 42 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi⁷.

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.

⁶ 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.

⁷ 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.

Tempi medi di realizzazione della connessione



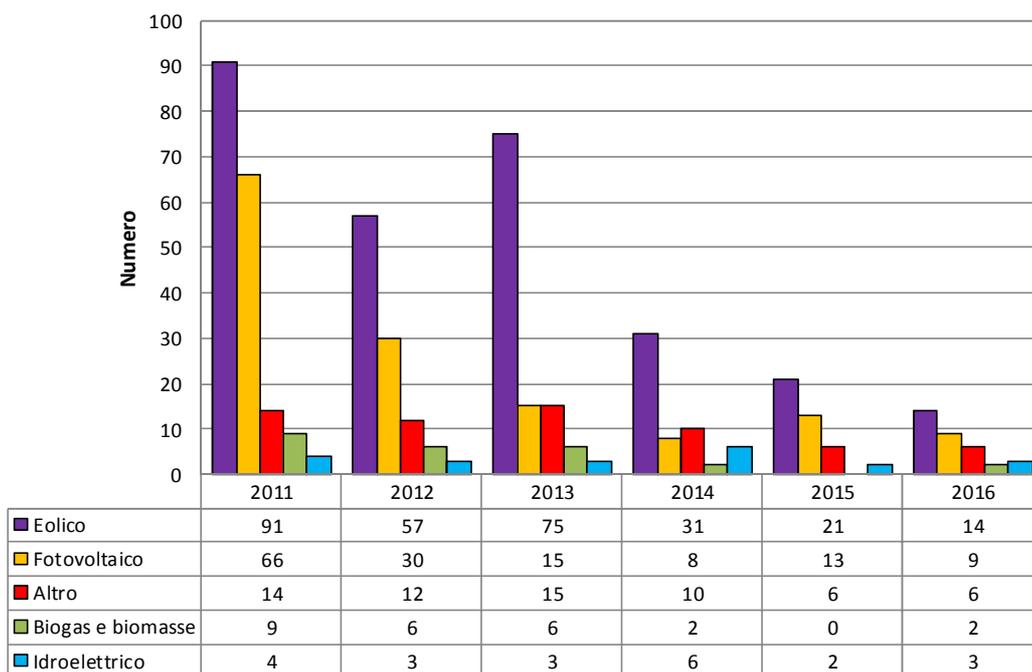
- figura 14. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono state effettuate le connessioni -

Nell'anno di competenza 2016 solo l'1,8% delle richieste ha riscontrato ritardi nella fase di definizione dei preventivi, per i quali sono stati erogati indennizzi complessivamente pari a 137.000 euro. A essi si aggiungono gli indennizzi legati ai ritardi nella realizzazione dei lavori di connessione (circa 2.000 euro) e ai ritardi nell'attivazione della connessione (circa 71.000 euro), per un totale complessivo di 210.000 euro di indennizzi erogati nel 2016.

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 2016 solo 102 richieste per una potenza di 2,7 GW. In modo analogo, si è registrata una riduzione dei preventivi accettati, da 184 per una potenza di 5,5 GW nel 2011 sino a 34 per una potenza di 0,6 GW nel 2016.

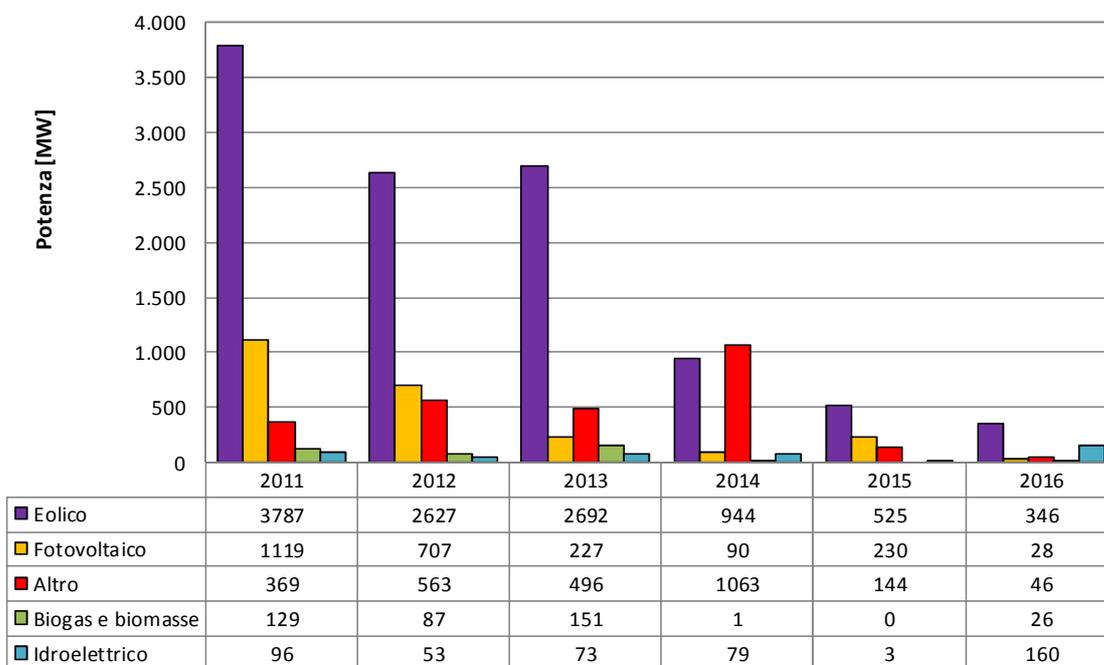
La [figura 15](#) e la [figura 16](#) evidenziano, con riferimento ai preventivi accettati, una distribuzione ben diversa rispetto alle connessioni per impianti in bassa e media tensione. In questo caso il ruolo dominante è rivestito dagli impianti eolici, nonostante il calo rispetto agli anni precedenti sia in termini di numero che di potenza. Si rileva 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 (si tratta 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

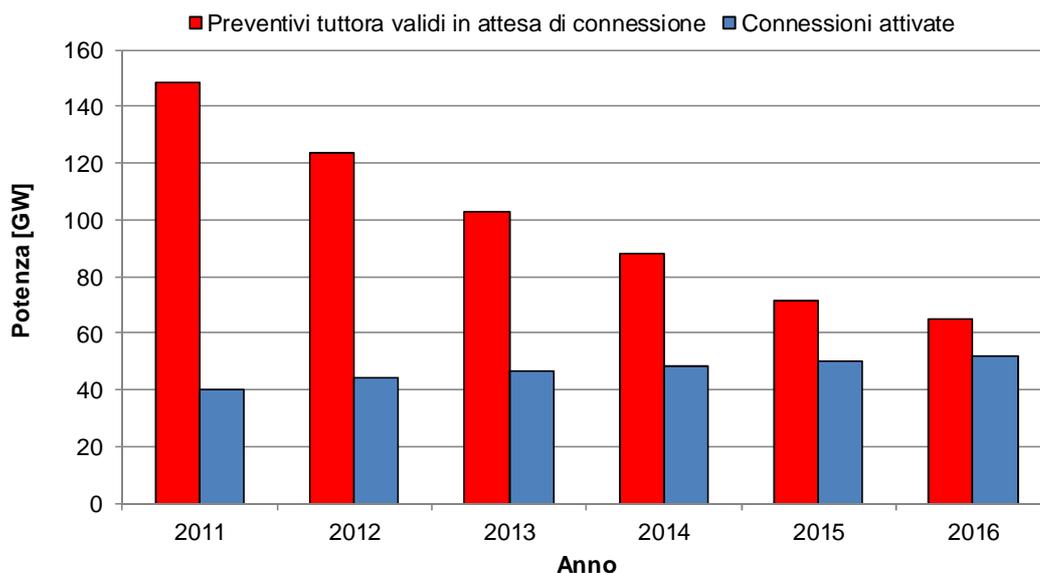
Appare sempre più attenuato, rispetto al passato, il problema della saturazione virtuale delle reti (cioè della prenotazione della capacità di rete non seguita dalla concreta realizzazione di impianti di produzione) particolarmente diffuso in alcune aree del centro-sud.

Tale risultato positivo è conseguenza degli interventi dell'Autorità ma anche della riduzione degli incentivi. Ciò è anche testimoniato dalla riduzione delle aree critiche⁸ 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 65,1 GW di cui 57,2 GW afferenti alla rete di trasmissione nazionale e 7,9 GW alle reti di distribuzione) e il progressivo aumento della potenza associata alle connessioni attivate.

⁸ 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 -

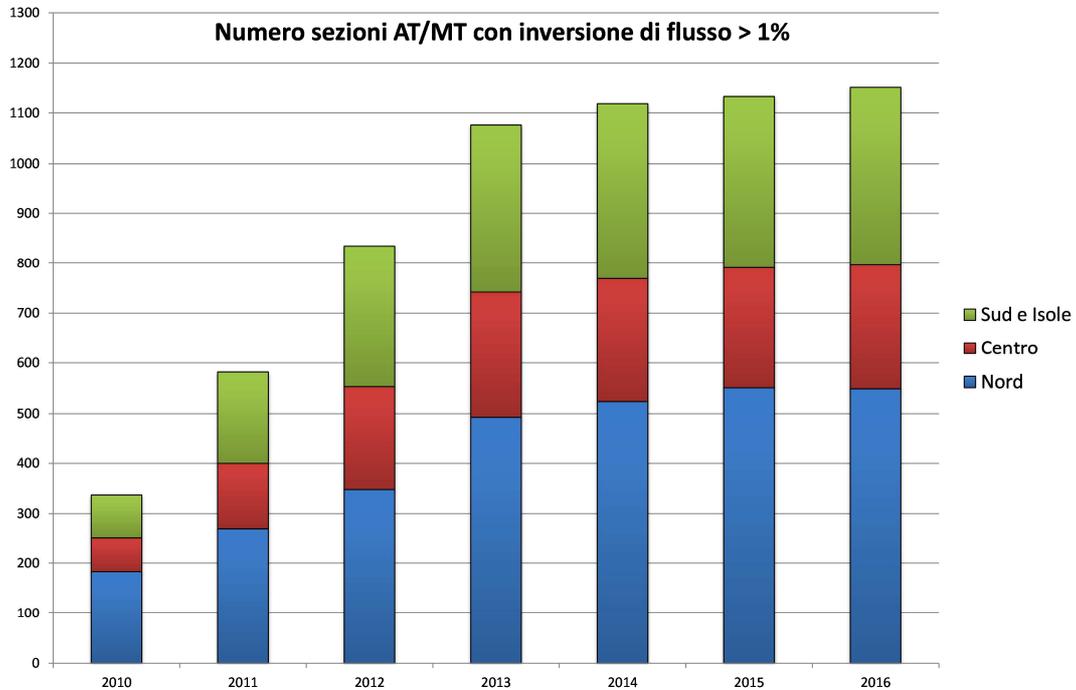
Nonostante la progressiva riduzione della potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi pur in assenza del completamento del procedimento autorizzativo, è necessario continuare l'azione di monitoraggio nonché le azioni volte a evitare che i preventivi accettati di connessione vengano 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

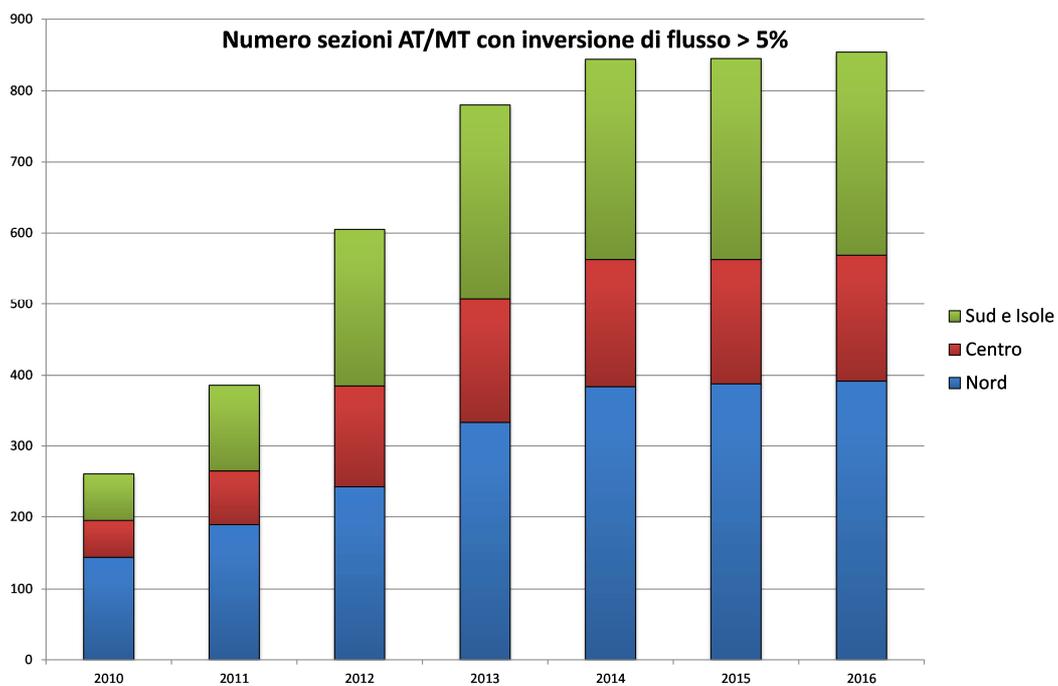
La diffusione della generazione distribuita aumenta la probabilità che l'energia elettrica prodotta in modo diffuso non venga autoconsumata in sito, soprattutto nel caso in cui tali nuovi impianti vengono realizzati per sfruttare le fonti rinnovabili diffuse in zone caratterizzate da totale (o quasi) 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 2016, per oltre il 28% delle circa 4.000 sezioni AT/MT delle cabine primarie si sono verificate inversioni di flusso per almeno l'1% delle ore. Per il 74% di queste ulti-

me, 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 2016, da cui si nota una sostanziale stabilizzazione negli ultimi anni.



- 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 tensione⁹.

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. 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-

⁹ 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 elettrica¹⁰. 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

Proseguono anche gli interventi sulle reti elettriche, in termini di realizzazione di nuove reti elettriche e di adeguamento delle infrastrutture esistenti¹¹.

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 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.

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 altresì definito, per il periodo 2016-2019, le disposizioni 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.

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.

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

¹¹ 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 180 GWh nel 2015 (pari all'1,3% dell'energia elettrica complessivamente prodotta nel 2015 dagli impianti eolici in Italia).

2.2 L'evoluzione dei mercati e del dispacciamento

Il profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima

Nelle relazioni precedenti 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.

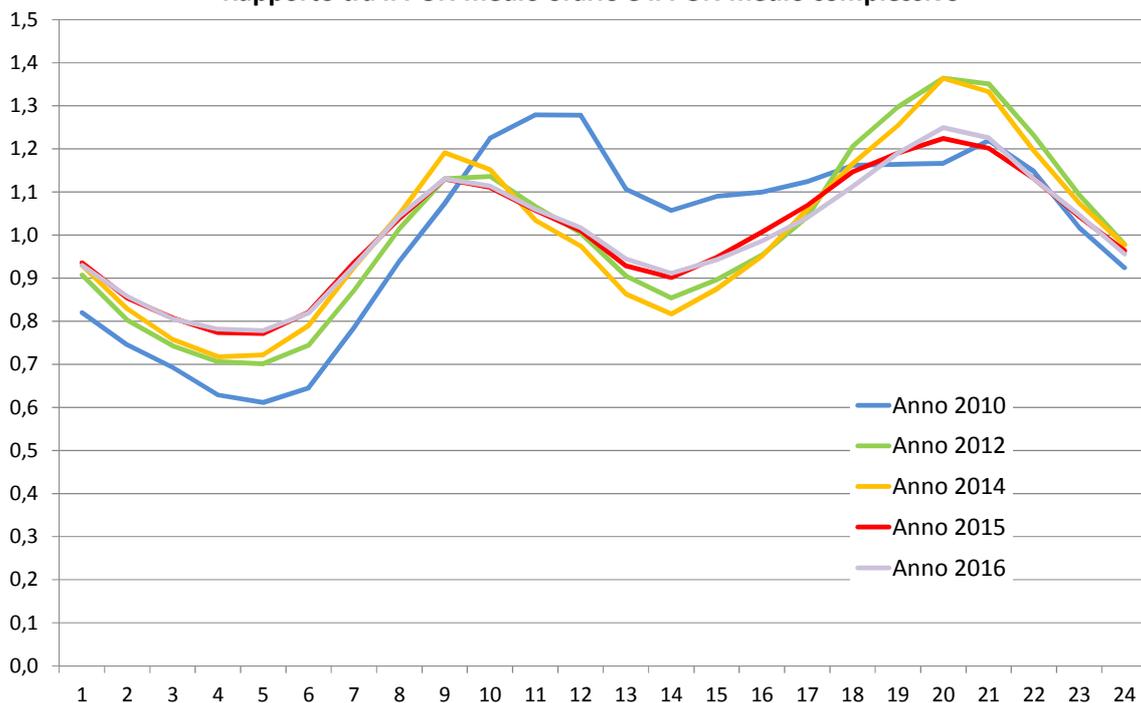
In particolare, mentre storicamente i prezzi più alti si formavano nelle ore diurne, in corrispondenza della massima richiesta di energia elettrica in rete, attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. 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 stabilizzato. 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 annuo¹².

Sebbene si siano attenuate le differenze di prezzo medio tra le diverse ore del giorno, 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.

La [figura 21](#) evidenzia l'andamento del PUN per alcuni anni recenti. Confrontando tale figura con la precedente, si nota che, nel 2016, pur a fronte di significative riduzioni del PUN medio orario rispetto agli anni precedenti, il profilo di prezzo è rimasto pressoché costante.

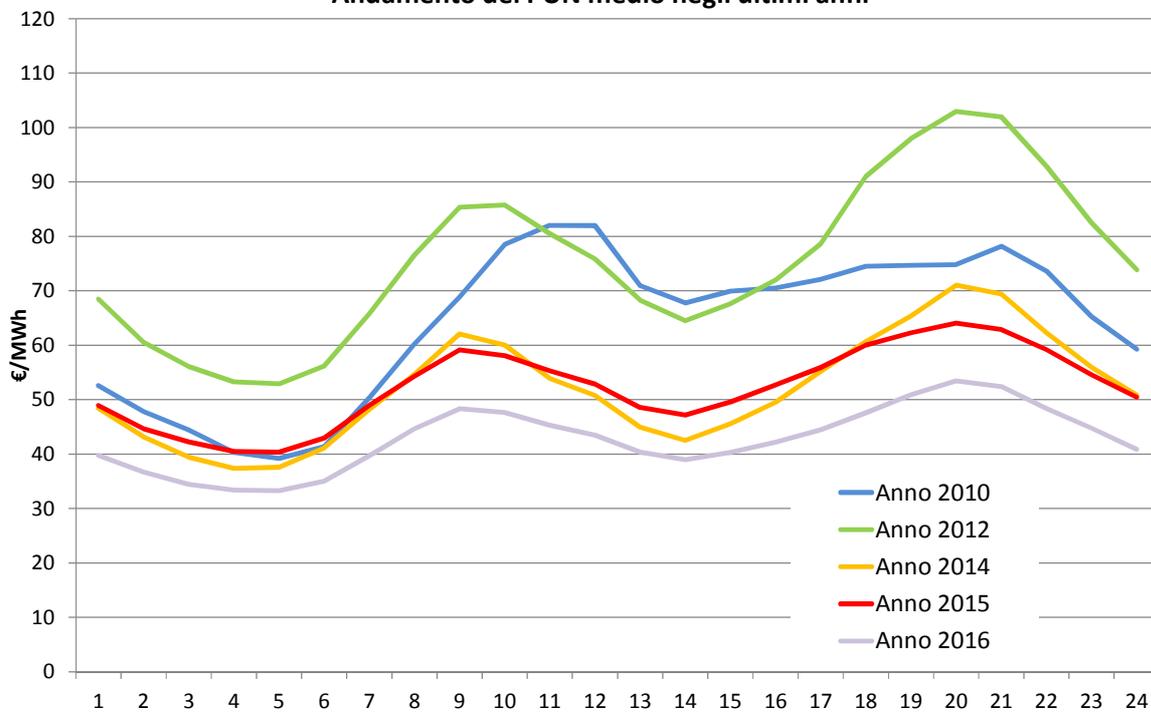
¹² Il PUN medio annuo è risultato pari a 64,12 €/MWh nel 2010, 72,23 €/MWh nel 2011, 75,47 €/MWh nel 2012, 62,99 €/MWh nel 2013, a 52,08 €/MWh nel 2014, a 52,31 €/MWh nel 2015 e a 42,76 €/MWh nel 2016.

Rapporto tra il PUN medio orario e il PUN medio complessivo



- figura 20 -

Andamento del PUN medio negli ultimi anni

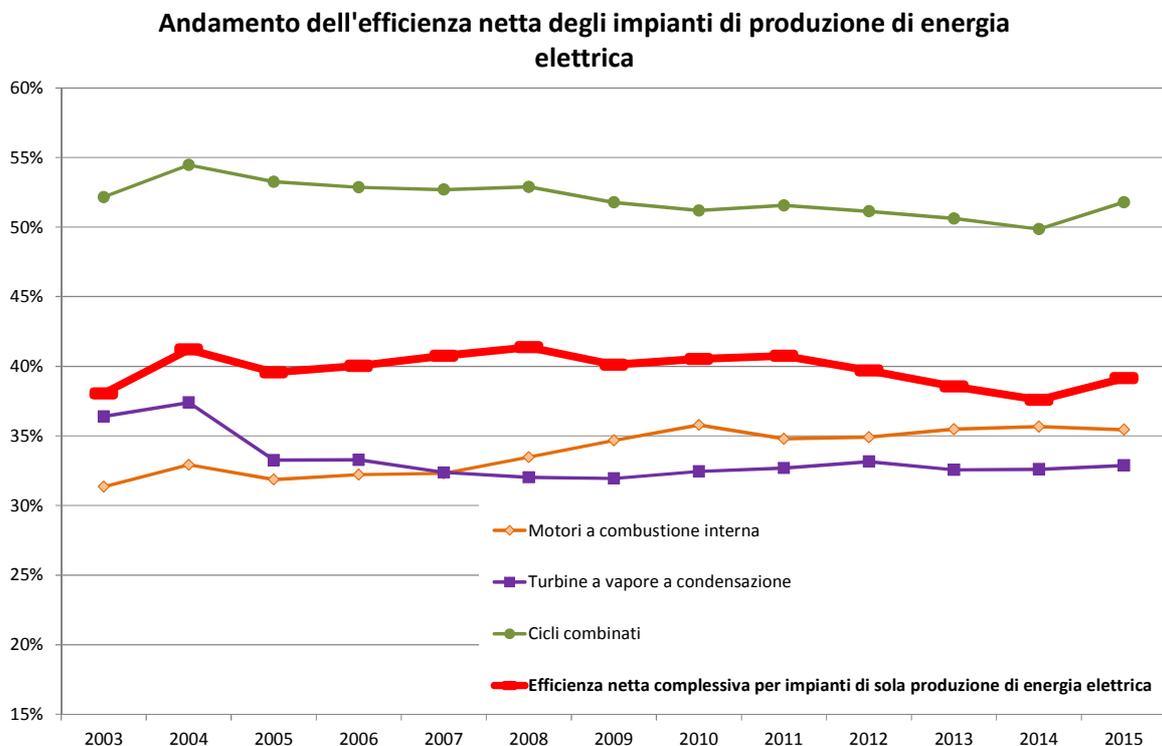


- figura 21 -

Il caso degli impianti programmabili di elevata taglia

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), a parità di impianti chiamati a funzionare a carico parziale e con continue accensioni e spegnimenti (o variazioni di carico), si è assistito sino al 2014, ad una progressiva diminuzione dei 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). Nell'anno 2015, a causa della ridotta produzione idroelettrica (determinata dalla scarsa disponibilità della risorsa) e dell'aumento eccezionale dei consumi nei mesi estivi, si è assistito ad un incremento nell'utilizzo dei cicli combinati e degli impianti termoelettrici in generale, con conseguente aumento della loro efficienza media. Nel caso dei motori a combustione interna, l'efficienza media si è ormai stabilizzata da alcuni anni al valore di circa 35%, 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.

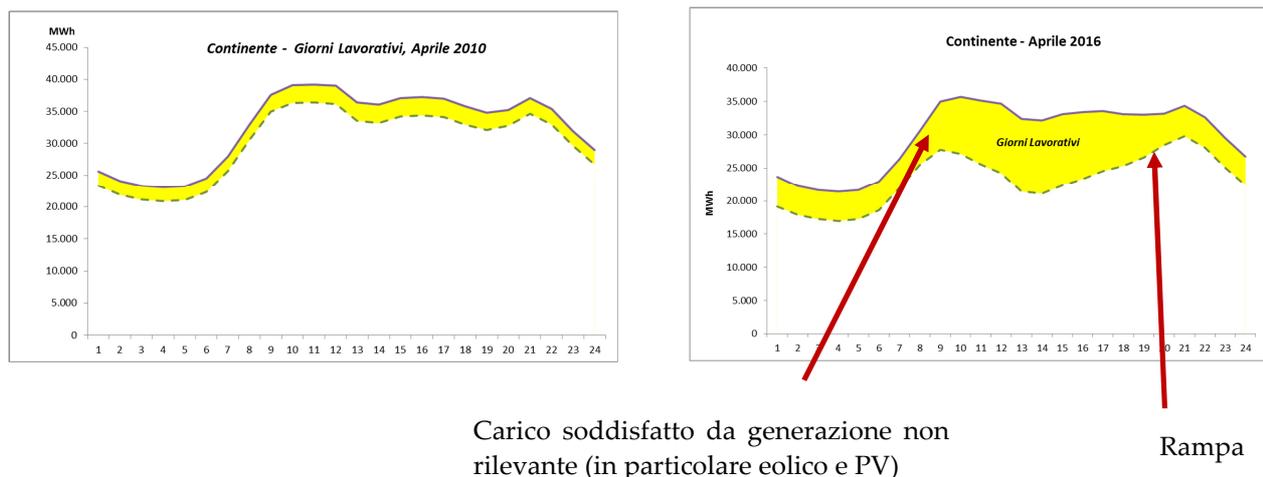


– figura 22 –

La copertura del carico

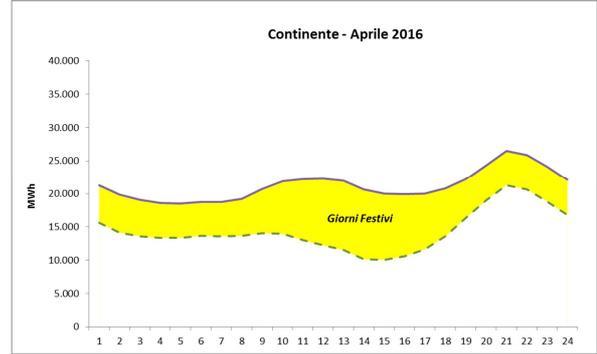
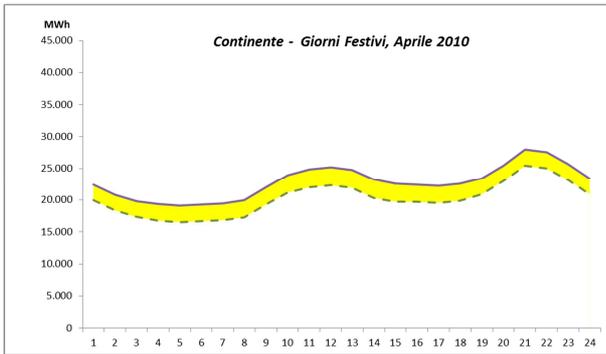
Tra il 2010 e il 2013 si è assistito a un rapido aumento della porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti aleatorie (in particolare impianti eolici e fotovoltaici) a cui ha fatto seguito una sostanziale stabilizzazione negli ultimi anni, come evidenziato dalle figure 23 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.

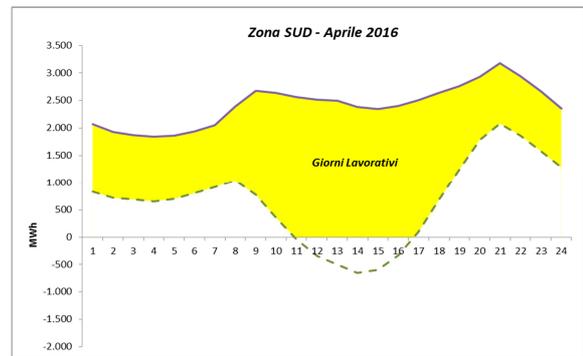
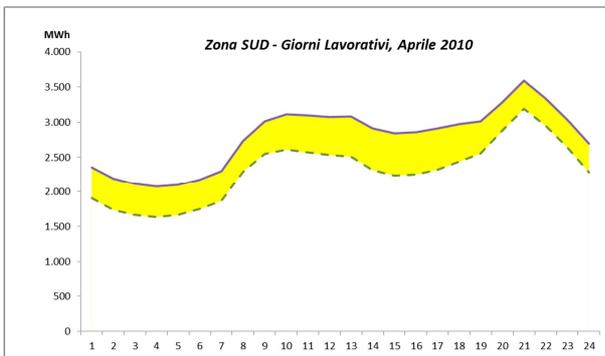


- figura 23¹³ -

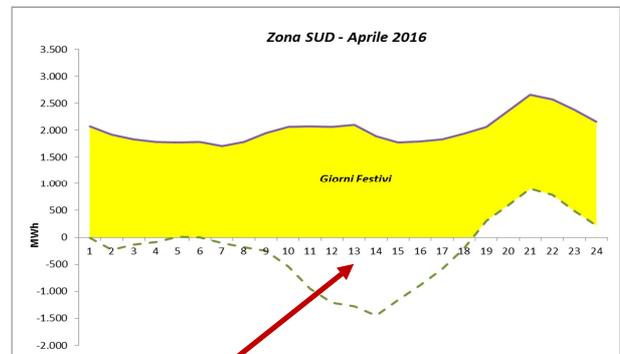
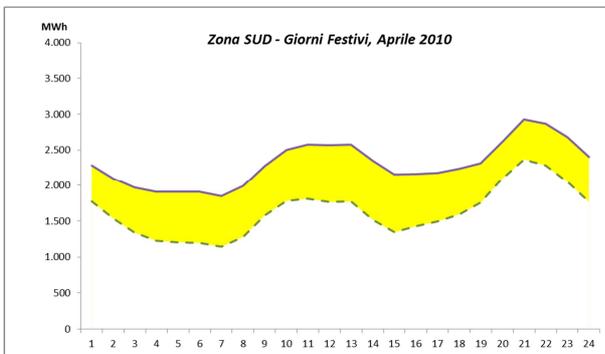
¹³ Essa rappresenta, per le 24 ore, la curva dei prelievi medi orari mensili e la curva ottenibile sottraendo a tali prelievi le immissioni medie orarie mensili degli impianti eolici e solari rilevanti e degli impianti non rilevanti.



- figura 24 ¹³ -



- figura 25 ¹³ -



Rischio di taglio della produzione

- figura 26 ¹³ -

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 parecchie ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è superiore rispetto al carico totale (soprattutto nei giorni festivi ma ormai 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 in relazione alla prestazione di servizi di rete obbligatori

Oltre all'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, nel caso di impianti eolici e fotovoltaici di più elevata taglia (già oggetto di presentazione nelle relazioni degli anni scorsi), negli ultimi anni sono stati previsti alcuni obblighi anche nel caso di impianti di generazione distribuita.

L'intervallo di frequenza entro cui gli impianti di generazione distribuita devono rimanere connessi

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 venire 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:

- 1) 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. Gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensio-

ne fino 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 (nella fascia ridotta 49 Hz – 51 Hz), con scadenza 30 giugno 2014¹⁴. Con la deliberazione 613/2016/E/eel, l'Autorità ha intimato ai produttori che non hanno ancora ottemperato alle prescrizioni della deliberazione 84/2012/R/eel di adeguare entro il 31 gennaio 2017 gli impianti di produzione di potenza superiore a 50 kW connessi alle reti di media tensione ed entro il 31 marzo 2017 gli impianti di produzione di potenza fino a 50 kW connessi alle reti di media tensione. Qualora tale intimazione non venga rispettata, l'Autorità ha previsto che:

- nel caso di impianti di produzione non facenti parte di altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC), il gestore di rete effettui la disattivazione della connessione;
- nel caso di impianti di produzione facenti parte di ASSPC, il produttore apra in modo permanente l'interruttore del dispositivo di generatore dandone comunicazione al gestore di rete affinché questo possa effettuare le opportune verifiche secondo modalità autonomamente definite, fino ad avvenuto adeguamento degli impianti.

Peraltro, l'inadempimento agli obblighi previsti dalla deliberazione 84/2012/R/eel nei termini sopra indicati, costituisce condizione per l'avvio di procedimenti per l'adozione provvedimenti sanzionatori nei confronti dei produttori inadempienti;

- 2) 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;
- 3) 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.

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 contesto 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 europeo¹⁵.

¹⁴ 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 ha anche previsto 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.

¹⁵ Si veda il Position paper *"Dispersed generation impact on continental Europe region security"*.

Il teledistacco degli impianti di generazione distribuita

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

La revisione della regolazione del dispacciamento

L’Autorità, con la deliberazione 393/2015/R/eel, ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento fino a pervenire al nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), in coerenza con la normativa europea (regolamenti europei sul bilanciamento elettrico sull’esercizio del sistema elettrico e regolamento CACM).

Il TIDE si pone l’obiettivo di:

- definire i criteri con cui Terna procederà alla revisione dei prodotti oggetto di negoziazione su MSD e delle modalità di approvvigionamento delle risorse flessibili, preservando, laddove possibile l’impostazione *Central Dispatch System*;
- rivedere la classificazione delle unità di produzione e di consumo, superando il concetto di rilevanza attualmente utilizzato per identificare in modo distinto le unità che devono partecipare singolarmente ai mercati e le unità che possono essere aggregate;
- identificare nuovi criteri di aggregazione definiti in base alla dimensione spaziale di ciascuno dei servizi di dispacciamento per cui l’aggregato è abilitato; a titolo d’esempio, se l’aggregato è abilitato solamente per la fornitura di riserva primaria o secondaria, potrà essere consentita un’aggregazione su base zonale; viceversa, in caso di abilitazione per la risoluzione delle congestioni intra-zonali o per altre risorse di carattere locale, l’aggregazione non può che essere limitata al nodo della rete di trasmissione nazionale o a un insieme ristretto di nodi;
- rivedere la disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo coerenti con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell’energia in tempo reale, superando l’attuale mec-

canismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche e facendo riferimento ai prezzi nodali.

Prima apertura di MSD alle unità precedentemente non abilitate

Nelle more della definizione del nuovo TIDE, l’Autorità, con la deliberazione 300/2017/R/eel, ha ritenuto opportuno prevedere una prima apertura di MSD, per il tramite di progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento.

Tali progetti pilota:

- sono individuati da Terna previa consultazione e successivamente inviati all’Autorità per l’approvazione;
- ove non diversamente specificato, sono basati sull’attuale classificazione delle unità di produzione e di consumo, ivi incluso il concetto di rilevanza per la partecipazione ai mercati, al fine di consentirne l’avvio in tempi brevi senza richiedere significativi interventi sui sistemi per la gestione del dispacciamento; sono tuttavia permesse forme di aggregazione ulteriori rispetto a quelle già consentite, sia con riferimento alle unità, rilevanti e non rilevanti, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale, sia con riferimento alle unità non rilevanti, di produzione e di consumo;
- non prevedono forme di incentivazione economica a favore degli utenti del dispacciamento per l’esecuzione dei progetti pilota; gli operatori coinvolti potranno comunque beneficiare della remunerazione delle risorse di dispacciamento prevista dalla regolazione, comprensiva di quella derivante da eventuali procedure di approvvigionamento a termine;
- non riguardano le unità di consumo e le unità di produzione rientranti rispettivamente nel contratto di dispacciamento dell’AU e del GSE.

Per quanto qui rileva, i progetti pilota possono riguardare:

- a) la partecipazione volontaria a MSD delle unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate (ivi inclusi i sistemi di accumulo equiparati alle unità di produzione ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel). Esse, in generale e fatto salvo quanto diversamente indicato nel punto b4), partecipano a MSD singolarmente con riferimento al medesimo punto di dispacciamento valido per la partecipazione ai mercati dell’energia e per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è l’utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento sempre coincidente con il Balance Service Provider (BSP);
- b) la partecipazione volontaria a MSD delle unità di produzione non rilevanti (ivi inclusi i sistemi di accumulo) e della domanda. Esse partecipano a MSD su base aggregata, costituendo le Unità Virtuali Abilitate (UVA) secondo quanto meglio declinato nel seguito. Al riguardo, i perimetri geografici di aggregazione non possono eccedere la zo-

na di mercato e sono definiti da Terna in coerenza con il modello di rete utilizzato dall'algoritmo per la selezione delle offerte accettate su MSD, in modo tale che la movimentazione delle unità incluse nelle UVA non comporti violazioni di vincoli di rete. Le UVA si dividono in:

- b1) unità virtuali abilitate di produzione (UVAP), caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, inserite nel medesimo contratto di dispacciamento. Esse rilevano solamente per la partecipazione a MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, le unità incluse in tali tipologie di UVA continuano a rimanere inserite nei punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti già oggi esistenti. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP che può essere distinto dall'utente del dispacciamento; il BSP è quindi responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
- b2) unità virtuali abilitate di consumo (UVAC), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo inserite nel medesimo contratto di dispacciamento. Esse rilevano solamente per la partecipazione a MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, le unità incluse in tali tipologie di UVA continuano a rimanere inserite nei punti di dispacciamento per unità di consumo già oggi esistenti. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP che può essere distinto dall'utente del dispacciamento; il BSP è quindi responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
- b3) unità virtuali abilitate miste (UVAM), caratterizzate dalla presenza sia di unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, sia di unità di consumo. Esse rilevano sia per la partecipazione a MSD sia per la partecipazione ai mercati dell'energia e, pertanto ad esse è associato un punto di dispacciamento di nuova costituzione. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è l'utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento sempre coincidente con il BSP;
- b4) unità virtuali abilitate nodali (UVAN), caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria ai sensi del Codice di rete e/o non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), ed eventualmente anche di unità di consumo, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale. Anche queste rilevano sia per la partecipazione a MSD sia per la partecipazione ai mercati dell'energia e, pertanto ad esse è associato un punto di dispacciamento di nuova costituzione. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è l'utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento sempre coincidente con il BSP.

Per tutte le unità oggetto di abilitazione volontaria a MSD, gli sbilanciamenti effettivi continuano a essere valorizzati sulla base della regolazione applicata alle unità non abilitate.

La tabella 1 riassume quanto sin qui presentato.

Unità di produzione e di consumo - partecipazione a MGP, MI e MSD

Legenda

UP	Unità di produzione
UP rilevante	Unità di produzione di potenza uguale o superiore a 10 MVA
UP non rilevante	Unità di produzione di potenza inferiore a 10 MVA
UC	Unità di consumo
UdD	Utente del Dispacciamento, responsabile del rispetto del programma di immissione/prelievo e della regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento
BSP	Balance Service Provider o aggregatore, responsabile della partecipazione a MSD e del rispetto degli ordini di dispacciamento

Tipologia	Aggregazione per la partecipazione a MGP/MI	Caratteristiche aggregato per la partecipazione a MGP/MI (ad ogni aggregato corrisponde un punto di dispacciamento)	Aggregazione per la partecipazione a MSD	Caratteristiche aggregato per la partecipazione a MSD	Coincidenza tra aggregato per la partecipazione a MGP/MI e aggregato per la partecipazione a MSD	Coincidenza tra UdD e BSP	Regolazione sbilanciamenti	
UP rilevanti	Unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione obbligatoria	No	-	No	-	-	Si	UP abilitate (dual pricing)
	Unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione obbligatoria abbinata a sistemi di accumulo	No	-	No	-	-	Si	come UP abilitate (dual pricing)
	Unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione volontaria	No	-	No	-	-	Si	come UP non abilitate (single pricing)
UP non rilevanti	Unità di produzione non rilevanti oggetto di abilitazione volontaria	Si	Zonale per UdD	Si. UVAP - Unità Virtuali Abilitate di Produzione	Costituito solo da UP rientranti nello stesso perimetro definito da Terna. Può comprendere UP inserite nel contratto di dispacciamento di diversi UdD	No	No	come UP non abilitate (single pricing)
UC	Unità di consumo oggetto di abilitazione volontaria	Si	Zonale per UdD	Si. UVAC - Unità Virtuali Abilitate di Consumo	Costituito solo da UC rientranti nello stesso perimetro definito da Terna. Può comprendere UC inserite nel contratto di dispacciamento di diversi UdD	No	No	come UC non abilitate (in prospettiva single pricing)

Ulteriori possibilità ai fini dell'abilitazione a MSD

Altri aggregati	Unità di produzione non rilevanti e unità di consumo oggetto di abilitazione volontaria	Si	Costituito da UP non rilevanti e da UC rientranti nello stesso perimetro definito da Terna	Si. UVAM - Unità Virtuali Abilitate Miste	Costituito da UP non rilevanti e da UC rientranti nello stesso perimetro definito da Terna	Si - occorre pertanto definire un nuovo punto di dispacciamento dedicato	Si	come UP e UC non abilitate (in prospettiva single pricing)
	Unità di produzione rilevanti e non rilevanti e unità di consumo oggetto di abilitazione volontaria	Si	Costituito da UP (sia rilevanti che non rilevanti oggetto di abilitazione volontaria) e da UC sottese allo stesso nodo sulla rete di trasmissione nazionale	Si. UVAN - Unità Virtuali Abilitate Nodali	Costituito da UP (sia rilevanti che non rilevanti oggetto di abilitazione volontaria) e da UC sottese allo stesso nodo sulla rete di trasmissione nazionale	Si - occorre pertanto definire un nuovo punto di dispacciamento dedicato	Si	come UP e UC non abilitate (in prospettiva single pricing)

Note

I sistemi di accumulo sono equiparati a UP. Essi possono essere trattati come UP a se stanti oppure possono essere parte integrante della UP a cui sono abbinati (se presente).

- tabella 1 -

Revisione transitoria della disciplina degli sbilanciamenti

Contestualmente, l'Autorità ha definito misure transitorie 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. Tali misure transitorie, operate da ultimo con la deliberazione 419/2017/R/eel, consistono ne:

- l'adozione, dall'1 settembre 2017, di una nuova modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale, basata solo sui programmi vincolanti modificati e corretti delle unità di produzione e di consumo e sulla rilevazione degli scambi effettivi fra le diver-

se macrozone, evitando di ricorrere alle misure effettive delle immissioni e dei prelievi;

- l'introduzione, dall'1 luglio 2017, di corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, finalizzati a neutralizzare i vantaggi economici che gli utenti del dispacciamento potrebbero trarre dalla differenza fra i prezzi zionali all'interno della medesima macrozona.

I richiamati interventi, riducendo il rischio che gli utenti del dispacciamento possano trarre benefici economici anche significativi a danno del sistema elettrico, consentono il ritorno, a far data dall'1 settembre 2017 e per tutte le unità non oggetto di abilitazione obbligatoria, ad una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di tipo *single pricing*, pienamente in linea con il regolamento europeo in materia di bilanciamento elettrico.

Nel caso delle fonti rinnovabili non programmabili¹⁶, rimane vigente la deliberazione 522/2014/R/eel, sulla base della quale gli utenti del dispacciamento possono scegliere, ogni anno, se applicare:

- a) la regolazione degli sbilanciamenti prevista per le altre unità di produzione non abilitate;
- b) la nuova disciplina appositamente introdotta per le fonti rinnovabili non programmabili.

Quest'ultima disciplina 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);

¹⁶ Si ricorda 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 sopra detto) sono caratterizzate dalla possibilità di prevedere le immissioni in rete, ancorché con un diverso grado di precisione in dipendenza dalla fonte.

- 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.

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.

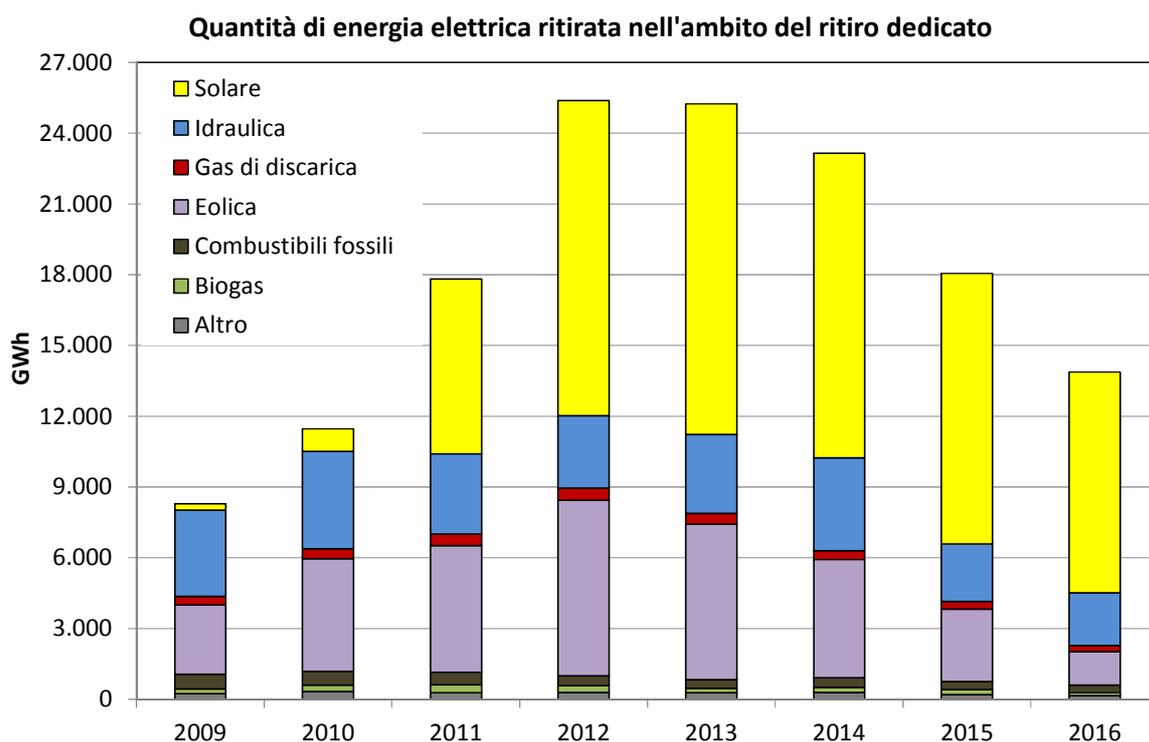
Il ritiro dedicato può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di taglia qualunque, ad eccezione degli impianti che beneficiano di incentivi di tipo *feed in tariff* (i quali già includono il valore dell'energia elettrica) e degli impianti che beneficiano degli incentivi di cui ai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016.

Il ritiro dedicato 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). L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato viene da quest'ultimo collocata sul mercato: non vi sono costi in capo alla collettività in quanto anche i corrispettivi di sbilanciamento vengono interamente allocati ai produttori.

La [figura 27](#) 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.

Più in dettaglio, nel 2016 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 14,2 TWh (in marcata riduzione rispetto all'anno precedente), prodotta da 50.717 impianti, per una potenza complessiva di circa 10,2 GW.



- figura 27 ¹⁷ -

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 (su richiesta e indipendentemente dal fatto che vi accedano o meno), 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 che ha beneficiato dei prezzi minimi garantiti è stata pari a circa 2,1 TWh, prevalentemente prodotta da impianti fotovoltaici e idroelettrici, in lieve diminuzione rispetto all'anno 2015.

¹⁷ 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.

I prezzi minimi garantiti impattano sulla componente tariffaria A3 in misura pari alla differenza tra essi e i prezzi zonali di mercato. Il loro impatto, pertanto, dipende fortemente dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e, nel 2016, è stato pari a circa 49 milioni di euro, prevalentemente attribuibile agli impianti idroelettrici.

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. 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.

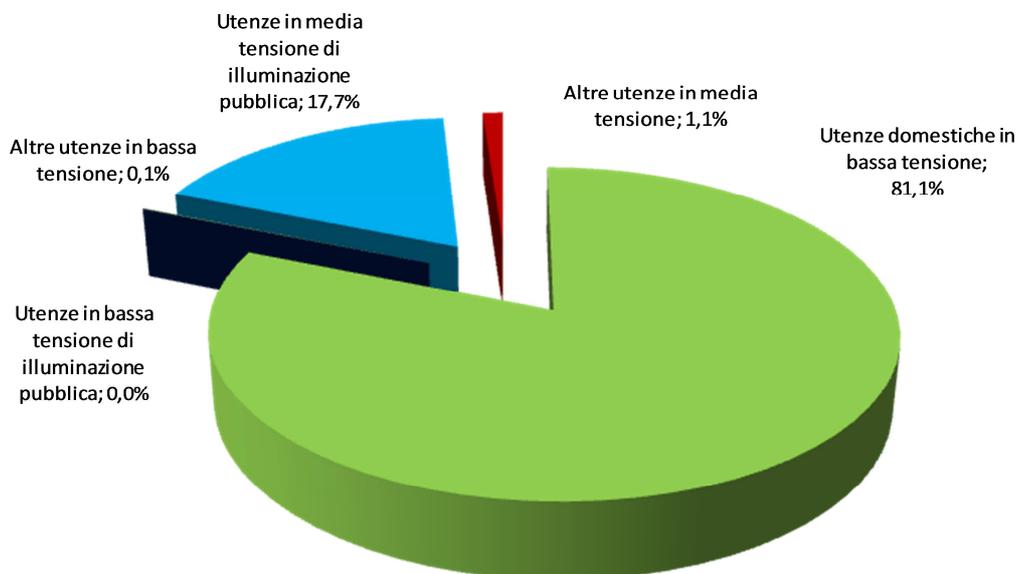
Lo scambio sul posto è uno strumento regolatorio che consente di compensare economicamente le partite di energia elettrica immessa in rete in un'ora con quella prelevata dalla rete in un'ora diversa da quella in cui avviene l'immissione.

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 2016 lo scambio sul posto ha interessato circa 562.600 impianti (quasi tutti fotovoltaici, 610 cogenerativi e 134 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare) presso altrettanti clienti finali, per una potenza complessiva di circa 4,8 GW e una quantità di energia elettrica complessivamente scambiata pari a quasi 2,3 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 181 milioni di euro.

La [figura 28](#) 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.

Ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per tipologia di cliente nell'anno 2016



- figura 28. La ripartizione percentuale è riferita al numero degli utenti con scambio sul posto -

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. Convivono strumenti economici di prezzo (quali il *feed in tariff*¹⁸ e il *feed in premium*¹⁹) 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 sostitutivo dei certificati verdi (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;

¹⁸ *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.

¹⁹ *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.

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, ad 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 2012²⁰;
- sistema di conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- 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 state oggetto di revisione nell'anno 2016: in particolare, il decreto interministeriale 23 giugno 2016 ha stabilito, oltre ad una revisione di tali tariffe, anche la riduzione della taglia limite per l'accesso alla *feed in tariff* da 1 MW a 500 kW.

Nel seguito vengono riprese e aggiornate le considerazioni già esposte nella relazione 339/2016/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 2016 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è pari a circa 539 milioni di euro (tabella 2), per una quantità di energia elettrica pari a 9,2 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per 267 milioni di

²⁰ 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.

euro alle fonti rinnovabili (2,0 TWh) e per i restanti 272 milioni di euro alle fonti assimilate (7,2 TWh): tali valori, in lieve diminuzione rispetto al 2015, sono attesi in ulteriore diminuzione nei prossimi anni. 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;

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2016	[Numero]	41	95,3%	2	4,7%	43
Potenza convenzionata al 31 dic. 2016	[MW]	475	34,5%	904	65,5%	1.379
Energia elettrica ritirata	[TWh]	1,96	21,4%	7,22	78,6%	9,19
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	350	37,7%	578	62,3%	928
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	83	21,4%	306	78,6%	389
Impatto sulla componente tariffaria A3	[Milioni di euro]	267	49,6%	272	50,4%	539

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).

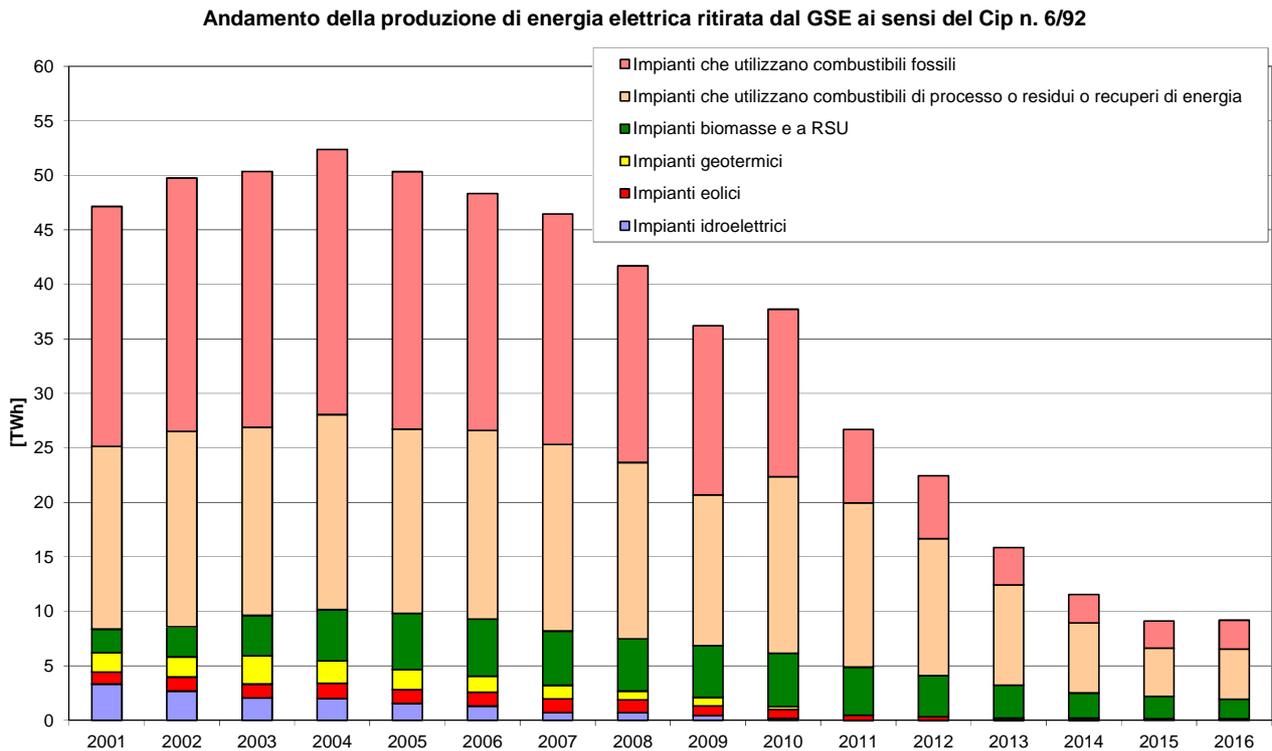
I dati riportati escludono le convenzioni Cip 6 risolte anticipatamente.

- tabella 2 -

- 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 2014, sono stati pari a circa 478 milioni di euro. Non esistono ulteriori oneri oggetto di riconoscimento in quanto non è più vigente il meccanismo dei certificati verdi;
 - 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 110 milioni di euro per il periodo 2013 - 2015 e stimabili in circa 23 milioni per l'anno 2016). 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.

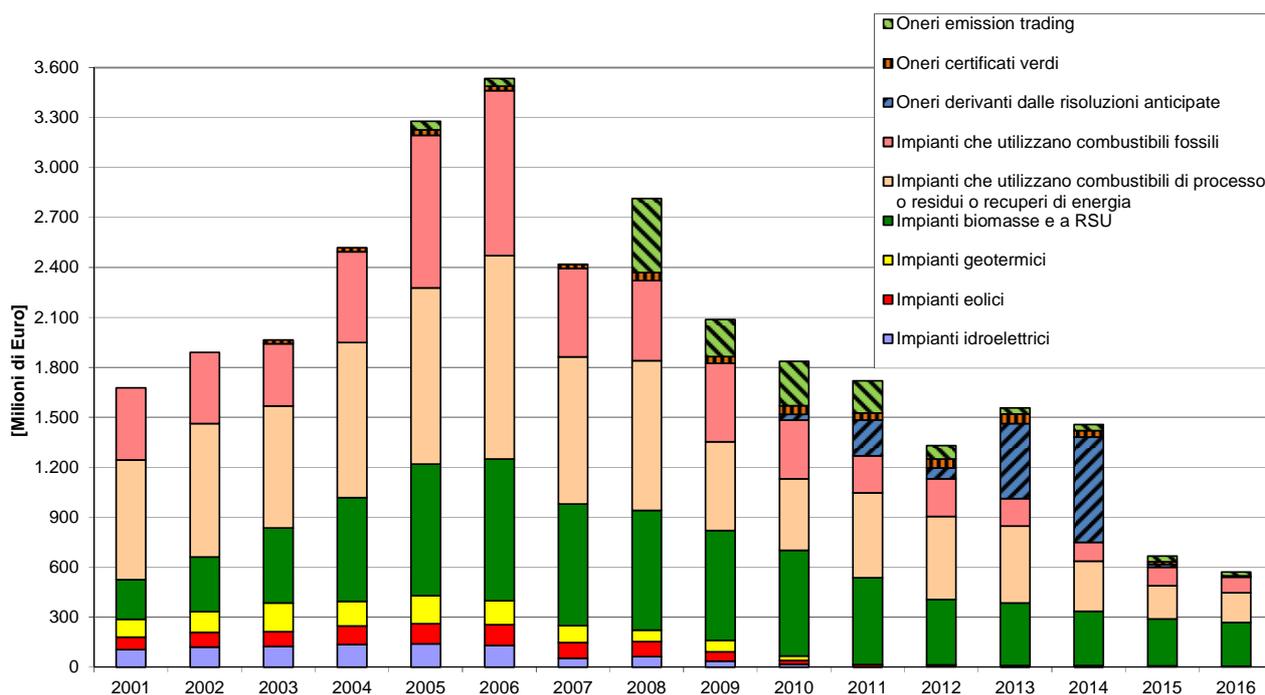
Il Cip 6 include tra le fonti rinnovabili anche i termovalorizzatori dei rifiuti che attualmente hanno un'incidenza non trascurabile in termini di energia elettrica ritirata (13,2% del totale) e in termini di impatto in A3 (30,6% del totale).

Le figure 29 e 30 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 30 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).



- figura 29 -

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



- figura 30. 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 7 -

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 fonte²¹. I CV possono essere "autoprodotti" o scambiati tra operatori, tramite contrat-

²¹ 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

tazioni 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 importazioni²² 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 trova più applicazione il meccanismo dei CV; i produttori ammessi a beneficiarne a 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 completato 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 2015 (terminato il 31 marzo 2016), a circa 243 milioni di euro. 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;

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.

²² 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.

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. Si ritiene che i CV invenduti vengano ritirati pressoché tutti entro il 2017²³.

Nelle tabelle 3 e 4 (che rappresentano sostanzialmente la chiusura del meccanismo dei CV) 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).

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

Anno	Energia elettrica soggetta all'obbligo	Quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo							
			Anno d'obbligo	Domanda di certificati verdi	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]	[%]	[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	103,5	2,52	2015	2,61	2,07	79,3%	0,54	20,7%	0,00	0,0%

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 3 -

²³ 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: oneri

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						
Anno d'obbligo	Domanda di certificati verdi	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) (*)	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]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]							
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	2,61	2,07	97,9	0,54	76,2	0,00	128,31	243	243	0	3.851	4.094	3.954	141
2016											2.062	2.062	1.943	119
2017											219	219	201	18

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. Durante l'anno 2017 dovrebbe presumibilmente terminare il ritiro dei certificati verdi invenduti.

- tabella 4 -

In relazione all'anno 2015:

- gli oneri sostenuti indirettamente dai clienti finali (stimati in 243 milioni di euro) sono attribuibili per l'84,4% alle fonti rinnovabili (pari a circa 205 milioni di euro) e per il restante 15,6% agli impianti di teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (pari a circa 38 milioni di euro)²⁴. L'anno 2015 è l'ultimo in relazione al quale possono essere stimati gli oneri sostenuti indirettamente dai clienti finali;

²⁴ 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 2015 tra CV associati a impianti alimentati da fonti rinnovabili e CV associati a impianti di teleriscaldamento. Lo stesso criterio è stato adottato, nella tabella 4, anche per gli anni precedenti.

- gli oneri sostenuti direttamente dai clienti finali tramite la componente A3 (stimati in circa 3.851 milioni di euro) sono attribuibili per circa 3.748 milioni di euro alle fonti rinnovabili e per i restanti 103 milioni di euro agli impianti di teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili²⁵. Per l'anno 2016 i CV invenduti hanno comportato un onere di 2.062 milioni di euro mentre dovrebbero comportare, per il 2017, un ultimo onere di circa 220 milioni di euro.

A partire dall'anno 2016, all'energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiare del meccanismo dei CV viene 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 invenduti (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. 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.

Gli oneri associati agli incentivi sostitutivi dei CV sono pari, per l'anno di competenza 2016, a circa 3,3 miliardi di euro (di cui quasi 3,2 afferenti alle fonti rinnovabili). I contributi più significativi sono dovuti alla fonte eolica (1,45 miliardi di euro) e idrica (0,75 miliardi di euro). Per gli anni successivi, tali oneri sono attesi in riduzione, con il progressivo esaurirsi del meccanismo.

La quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata con gli incentivi sostitutivi dei CV è stata pari a circa 30,9 TWh nell'anno 2016 ([figura 31](#)); 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 1,4 TWh nell'anno 2016, per un totale di 32,3 TWh.

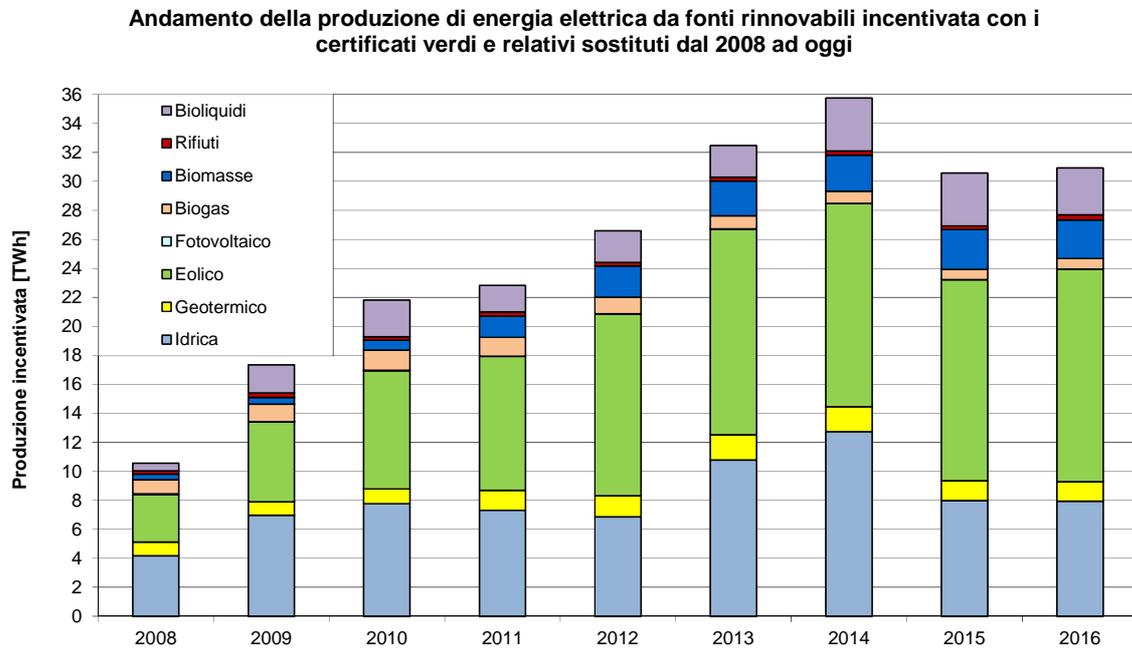
Un ultimo richiamo riguarda il cosiddetto "spalma incentivi" volontario di cui al decreto legge 145/13²⁶. Esso tuttavia ha avuto effetti molto limitati, stimabili in una riduzione tem-

²⁵ Tale ripartizione non è stimata e deriva dai dati a consuntivo trasmessi dal GSE.

²⁶ L'articolo 1, comma 3, di tale decreto legge prevede che "al fine di contenere l'onere annuo sui prezzi e sulle tariffe elettriche degli incentivi alle energie rinnovabili e massimizzare l'apporto produttivo nel medio-lungo termine dagli esistenti impianti, i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto la forma di certificati verdi, tariffe omnicomprenditive ovvero tariffe premio possono, per i medesimi impianti, in misura alternativa:

a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per un 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 ad ulteriori strumenti incentivanti, incluso ritiro dedicato e scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica;

poranea del costo degli strumenti incentivanti di circa 160 milioni di euro annui che verranno recuperati tramite un allungamento del periodo incentivante.



- figura 31. 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 -

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.

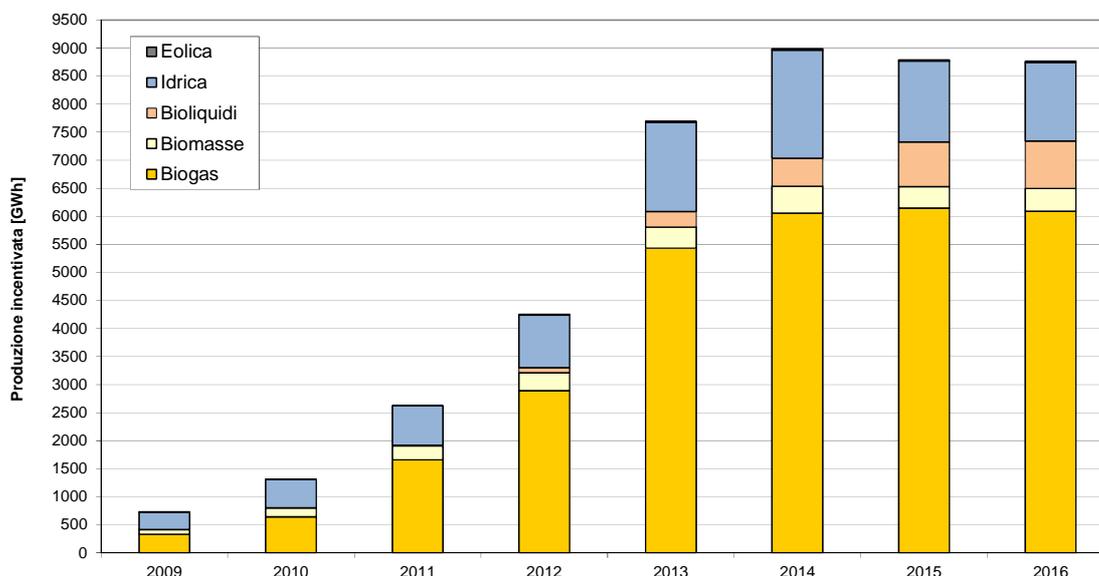
L'onere complessivo derivante dalle tariffe fisse onnicomprensive deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità e i prezzi definiti dalla legge 244/07 e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza è posta a carico della componente tariffaria A3; tiene conto

- b) 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, definita con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con parere dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, da applicarsi per un periodo rinnovato di incentivazione pari al periodo residuo dell'incentivazione spettante [...] incrementato di 7 anni. Le percentuali di rimodulazione sono state definite con il decreto ministeriale 6 novembre 2014.

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 32](#) rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva. Nell'anno 2016 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 1.940 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 8,8 TWh prodotta da 2.874 impianti per una potenza complessiva di circa 1.660 MW. Per l'anno 2017 e seguenti, al pari di quanto avvenuto nel 2016, si attende una stabilizzazione poiché non è più possibile accedere alle tariffe fisse onnicomprensive di cui alla legge 244/07. La [figura 33](#) 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.

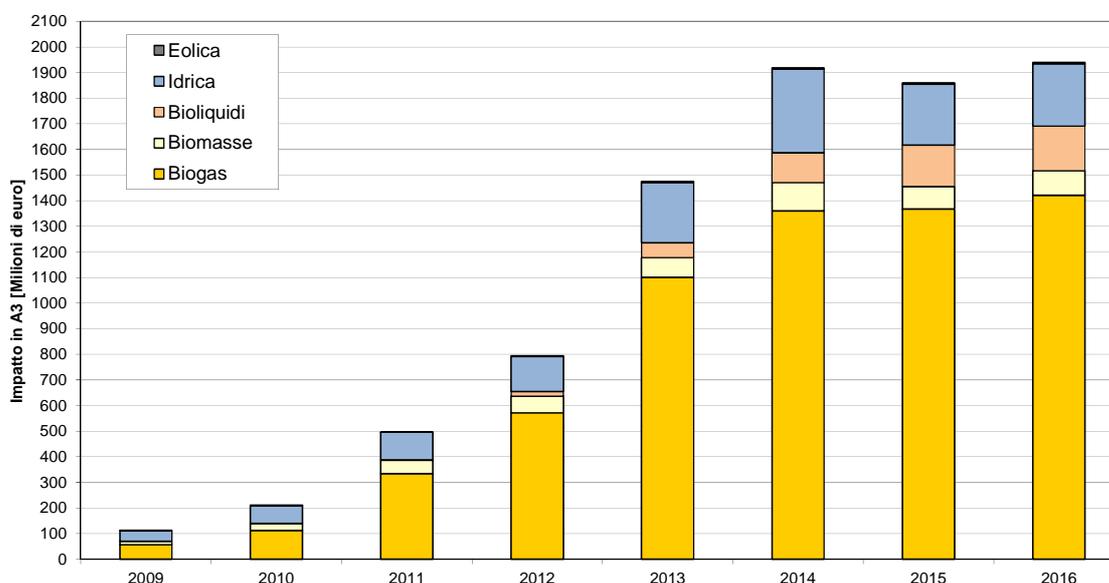
Evoluzione dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla legge n. 244/07) per fonte dal 2009 ad oggi



- figura 32 ²⁷ -

²⁷ La voce "biogas" comprende anche gli impianti alimentati da gas di discarica, da gas residuati dai processi di depurazione e da rifiuti.

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 33 ²⁷ -

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 posto²⁸.

Con il V conto energia:

²⁸ 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.

- 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 (*feed in premium variabile*), 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 influenzato 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 2016 (dati di preconsuntivo), è stato pari a circa 5,98 miliardi di euro, relativi a una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 20,7 TWh (550.375 impianti per una potenza pari a 17,6 GW). Tale impatto è in stabilizzazione poiché non vengono più assegnati incentivi per gli impianti fotovoltaici di nuova realizzazione 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 kW²⁹. Tale rimodulazione trova applicazione per circa

²⁹ 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;

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).

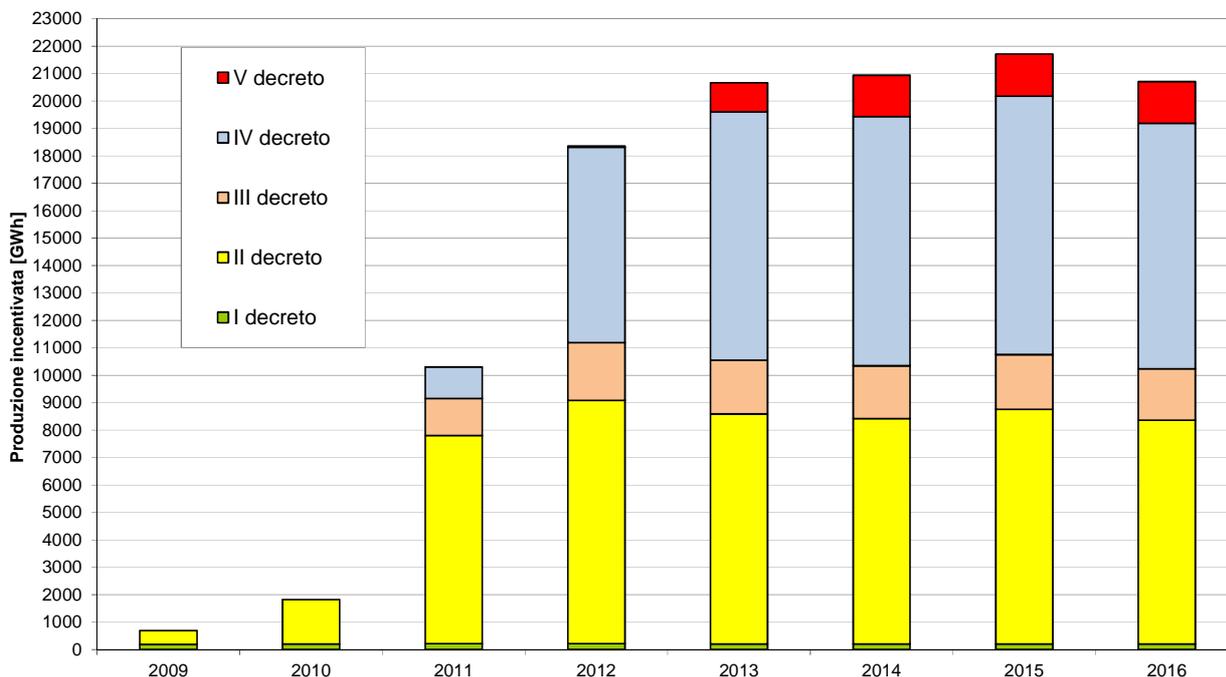
La [figura 34](#) evidenzia l'evoluzione della quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata; da essa si notano i fortissimi incrementi registrati nell'anno 2011 soprattutto in relazione al II conto energia e nel 2012 in relazione al IV conto energia. La [figura 35](#) evidenzia l'evoluzione dell'impatto in A3 derivante da impianti fotovoltaici.

In relazione all'anno 2016, 99.459 impianti di potenza totale pari a circa 1,4 GW hanno beneficiato delle *feed in tariff* per circa 0,9 TWh di energia elettrica comportando un impatto sulla componente A3 di circa 135 milioni di euro; 450.916 impianti di potenza totale pari a circa 16,2 GW hanno invece beneficiato del *feed in premium* per 19,2 TWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A3 di circa 5.776 milioni di euro. In aggiunta a quanto sopra riportato, nel 2016 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 energia elettrica prodotta) in relazione a circa 0,6 TWh, comportando un impatto sulla componente A3 di circa 69 milioni di euro.

-
- 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.

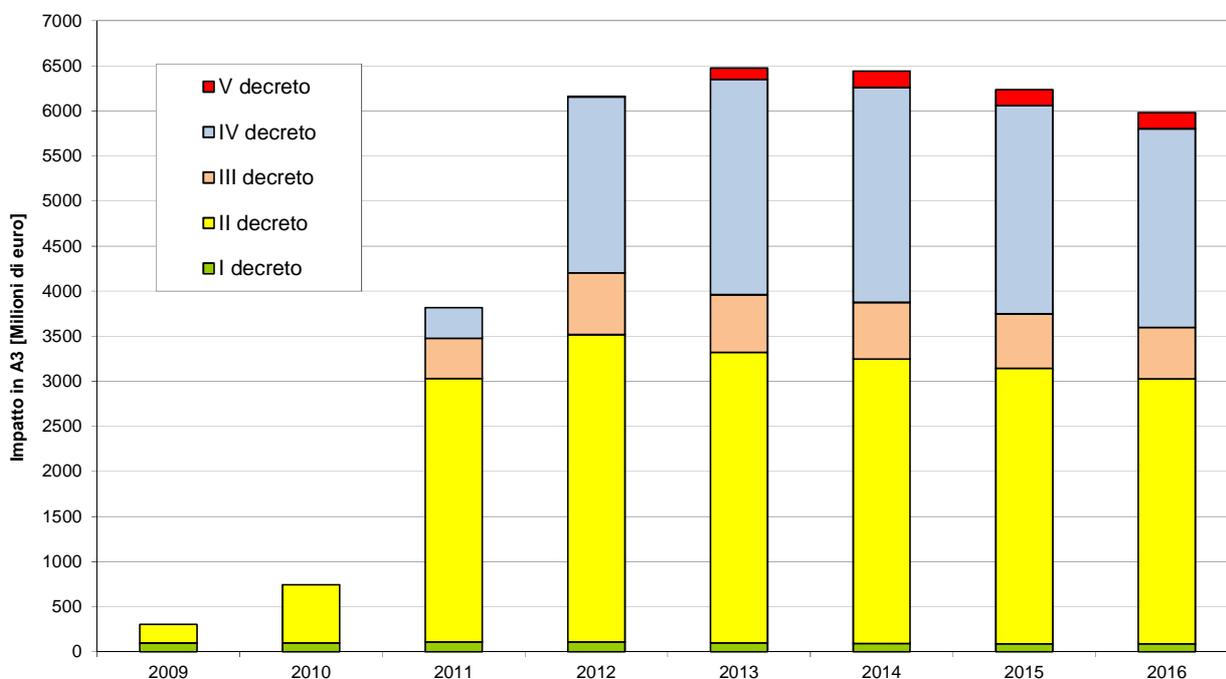
In caso di mancata comunicazione, trova applicazione l'opzione c).

Quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata



- figura 34 -

Impatto in A3 derivante dagli incentivi al fotovoltaico



- figura 35 -

Tariffe incentivanti introdotte dai decreti interministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 per gli impianti diversi dai fotovoltaici

Il decreto interministeriale 6 luglio 2012 e il successivo decreto interministeriale 23 giugno 2016 prevedono che:

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale fino a 1 MW (fino a 500 kW nel caso del decreto interministeriale 23 giugno 2016) abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva, differenziata per fonte e per taglia e 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 (superiore a 500 kW nel caso del decreto interministeriale 23 giugno 2016) 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 variabile*),

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.

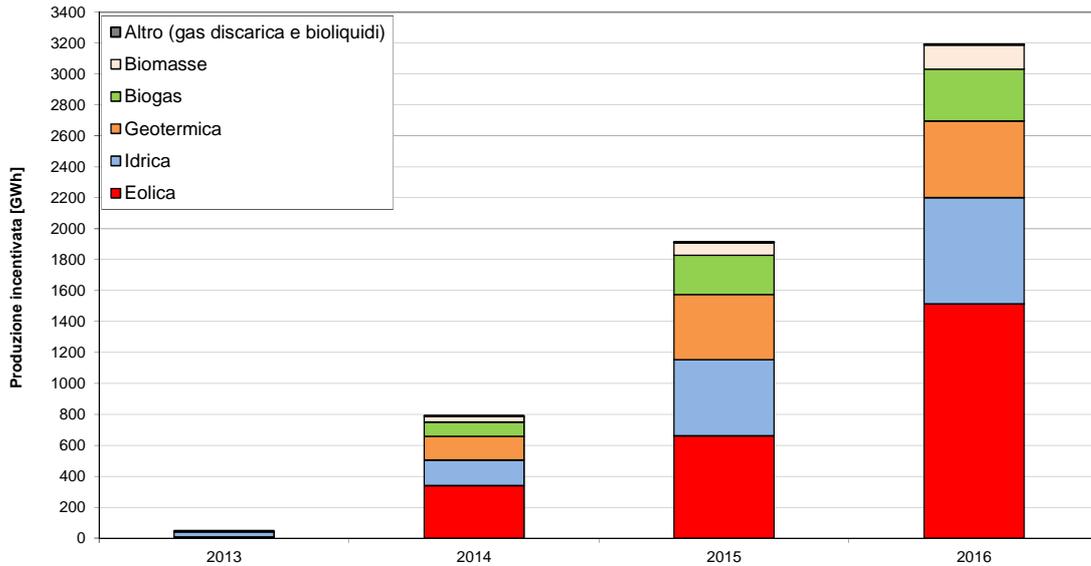
L'onere complessivo derivante dalle tariffe incentivanti è posto a carico della componente tariffaria A3 e deriva:

- nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW (fino a 500 kW nel caso del decreto interministeriale 23 giugno 2016), 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.

Le [figure 36 e 37](#) 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 2016. Per quanto riguarda la quantità di energia elettrica incentivata, il totale è aumentato da 48 GWh nel 2013 sino a circa 3.192 GWh nel 2016, principalmente per effetto di impianti eolici (1.514 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 303 milioni di euro nel 2016: i maggiori contributi sono rappresentati dalla fonte eolica (129 milioni di euro).

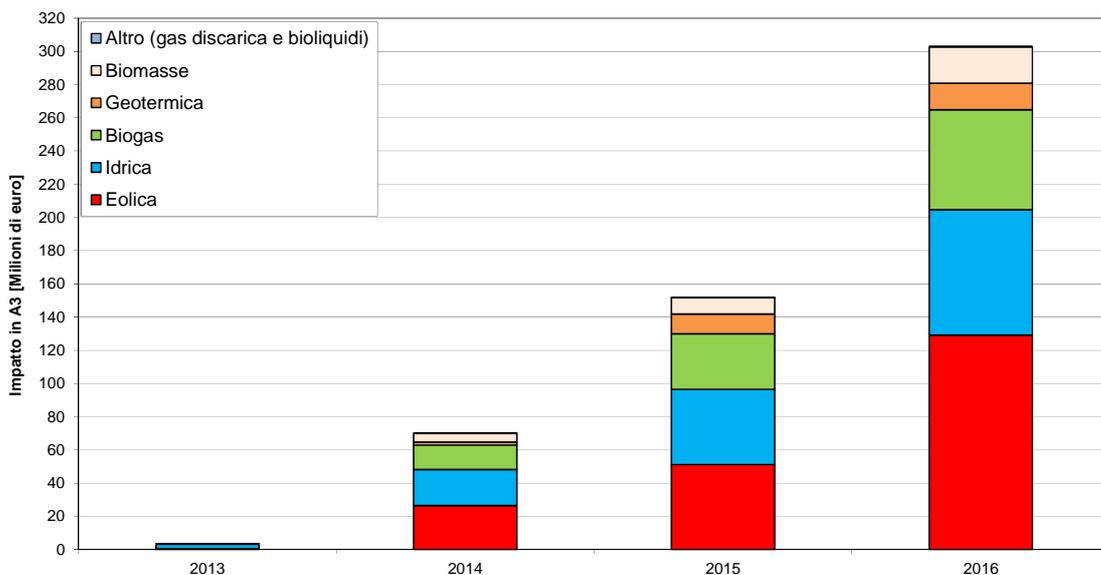
In relazione all'anno 2016, 2.565 impianti hanno beneficiato delle *feed in tariff* per circa 1.017 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A3 di circa 167 milioni di euro; 75 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* per 2.175 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A3 di circa 136 milioni di euro.

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



- figura 36 -

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



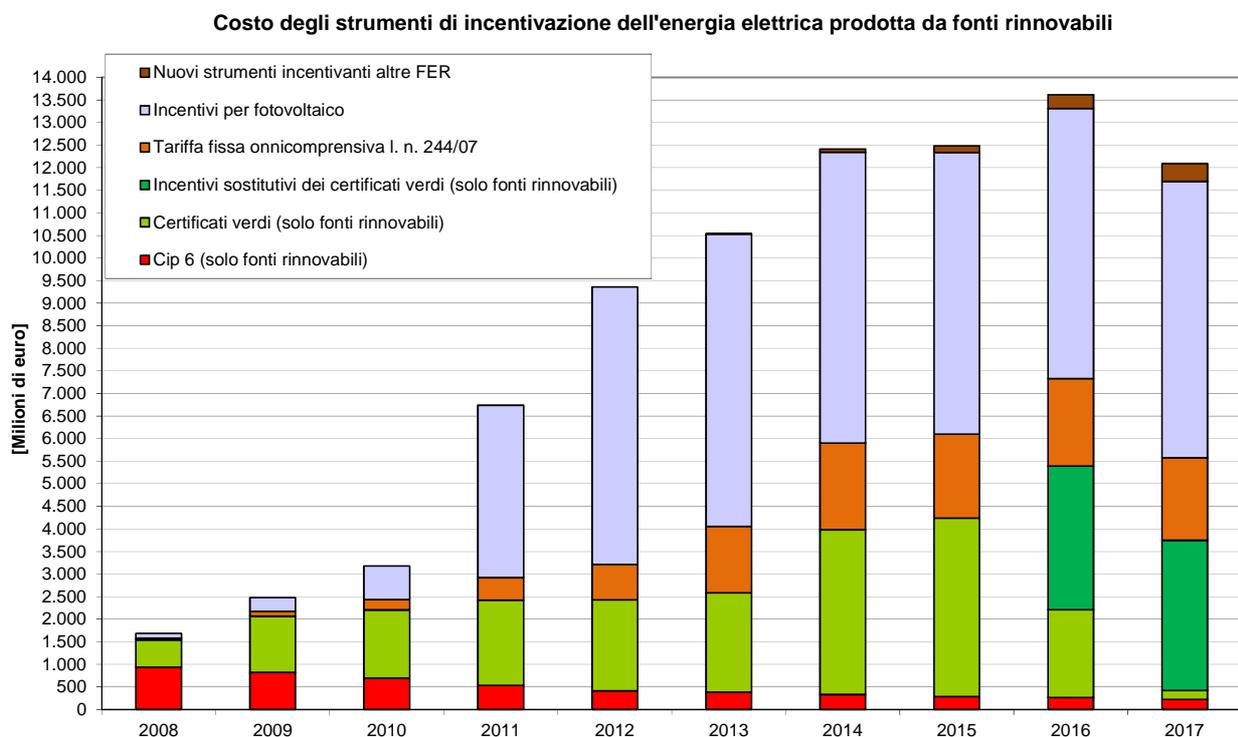
- figura 37 -

Sulla base dei dati di pre-consuntivo per l'anno 2016, si stima che gli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 23 giugno 2016, relativi a una quantità di energia incentivata pari a poco meno di 9 GWh (da aggiungere a quelli evidenziati in figura 36), abbiano comportato un costo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 1,7 milioni di euro (da aggiungere a quelli evidenziati in figura 37). Naturalmente tali valori sono attesi in aumento per gli anni successivi.

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

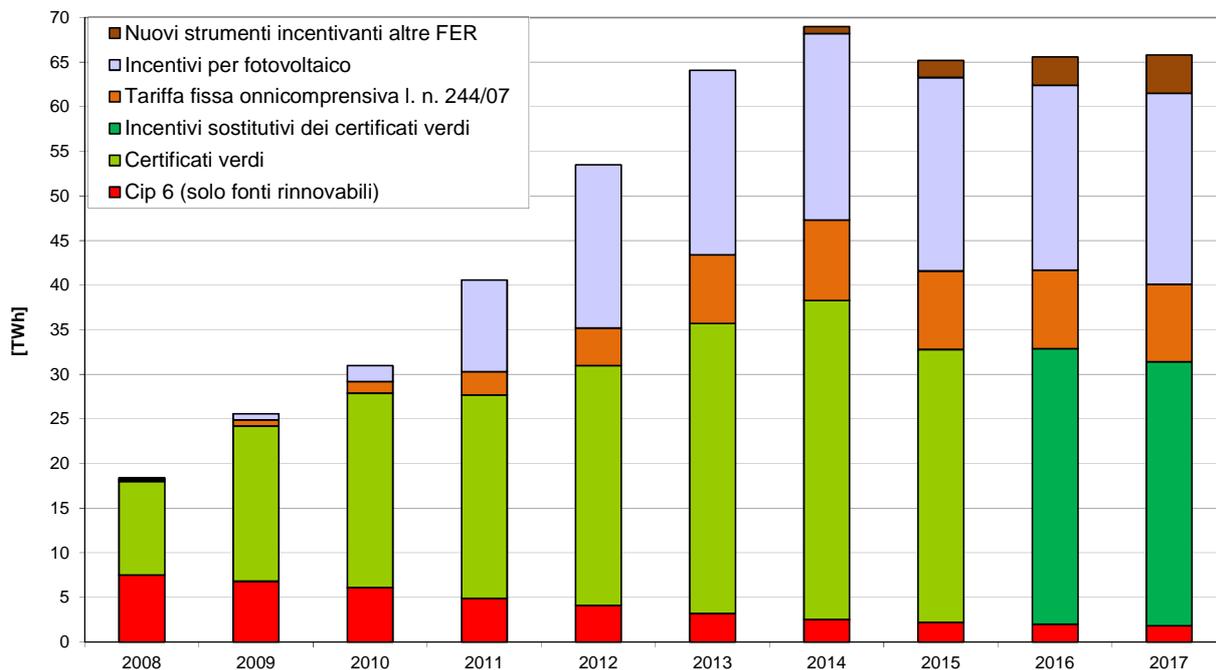
La [figura 38](#) evidenzia gli oneri, fino a oggi sostenuti, derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili. Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica piuttosto stabile, di quasi 66 TWh come evidenziato nelle [figure 39 e 40](#) e attesa circa costante nel 2017.



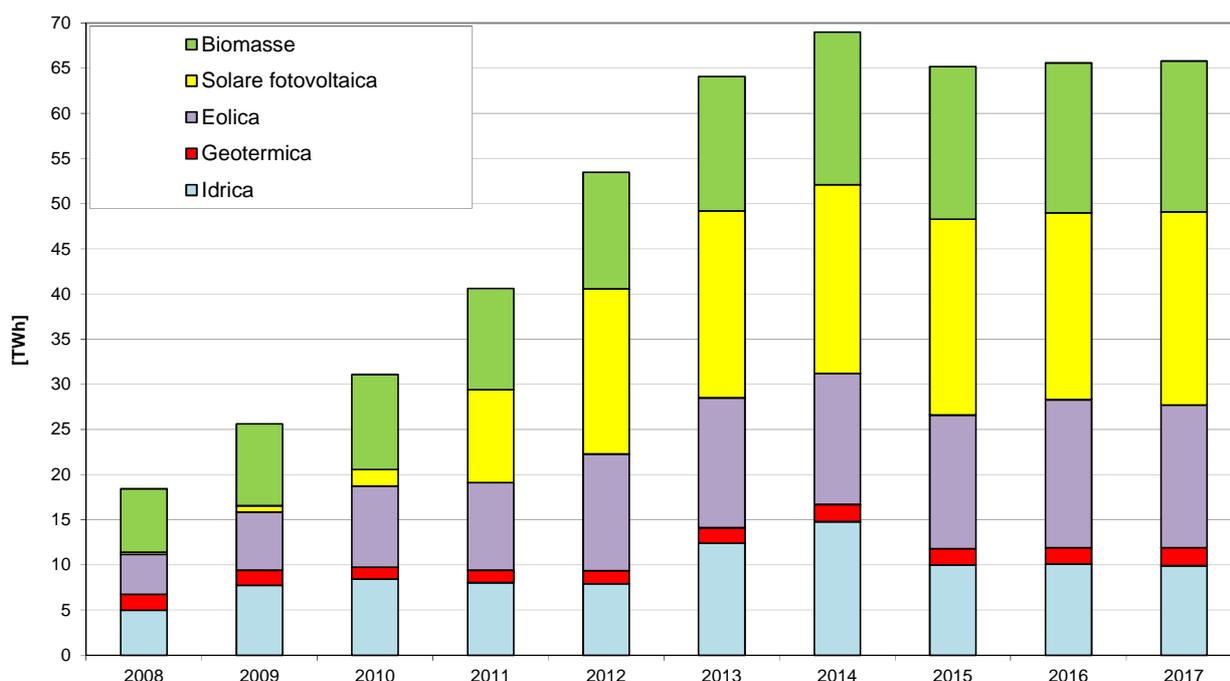
- figura 38: i dati relativi all'anno 2016 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2017 rappresentano la miglior stima a oggi possibile -

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



- figura 39: 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 2016 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2017 rappresentano la miglior stima a oggi possibile -

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



- figura 40 -

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. Complessivamente, per l'anno 2016, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili si stima che, a consuntivo, siano pari a circa 13,6 miliardi di euro (come emerge dalla figura 38), interamente coperti tramite la componente A3. Si stima che per l'anno 2017, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 12,1 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 2016, 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 14,4 miliardi di euro³⁰.

Si noti che quanto appena riportato non è necessariamente pari al gettito della 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 5, 6 e 7 evidenziano nel dettaglio quanto fino a ora presentato³¹.

	2012	2013	2014	2015	2016 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2016
	Milioni di euro					
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3						
energia elettrica da impianti Cip 6 (fonti rinnovabili)	415	384	335	285	267	<i>in riduzione in azzeramento in riduzione stabile stabile in aumento</i>
certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (fonti rinnovabili)	1.255	1.263	3.134	3.748	1.943	
incentivi sostitutivi dei certificati verdi (fonti rinnovabili)	-	-	-	-	3.179	
fotovoltaico	6.141	6.477	6.443	6.237	5.981	
tariffa fissa onnicomprensiva legge 244/07	793	1.475	1.920	1.859	1.940	
incentivi di cui ai DM 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016	-	3	70	152	305	
Totale (a)	8.604	9.602	11.902	12.281	13.615	
Oneri associati agli strumenti incentivanti NON a carico del conto alimentato dalla A3 (dati stimati)						
costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione imputabile alle fonti rinnovabili (b)	755	933	511	205	-	<i>non più presente</i>
costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione non imputabile alle fonti rinnovabili	42	20	62	38	-	<i>non più presente</i>
Totale costi per le incentivazioni delle fonti rinnovabili (c = a + b)	9.359	10.535	12.413	12.486	13.615	

– tabella 5. 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 7) –

³⁰ Ai circa 13,6 miliardi imputabili alle fonti rinnovabili, di cui si è detto sopra, occorre aggiungere circa 0,6 miliardi riferiti alle fonti non rinnovabili e circa 0,2 miliardi derivanti dal ritiro dedicato e scambio sul posto.

³¹ I dati puntuali relativi agli anni precedenti il 2016 possono presentare lievi differenze rispetto agli analoghi pubblicati lo scorso anno, per effetto di rettifiche intervenute anche a seguito di verifiche ispettive.

	2012	2013	2014	2015	2016 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2016
	Milioni di euro					
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3						
Totale tratto dalla tabella 4 (a)	8.604	9.602	11.902	12.281	13.615	
Ulteriori oneri associati alle fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3 (1)						
ritiro dedicato	84	373	66	38	49	stabile in lieve aumento
scambio sul posto	98	157	152	159	181	
Totale (d)	182	530	218	197	230	
Totale oneri a carico del conto A3 derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali per le fonti rinnovabili (e = a + d)	8.786	10.132	12.120	12.478	13.845	

(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.

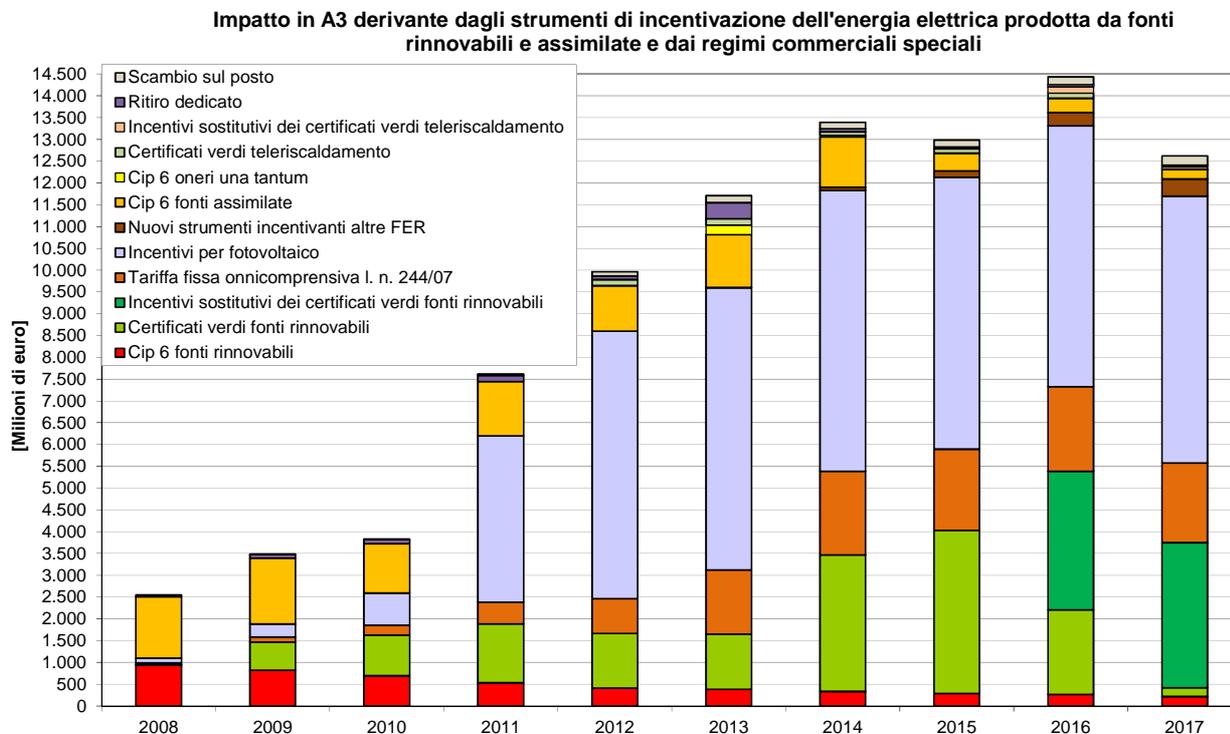
– tabella 6 –

	2012	2013	2014	2015	2016 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2016
	Milioni di euro					
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti assimilate a carico del conto alimentato dalla A3						
energia elettrica da impianti Cip 6 (fonti assimilate)	740	628	414	308	272	in riduzione in riduzione non più presente voce una tantum
riconoscimento oneri CO ₂	194	80	38	37	35	
riconoscimento oneri acquisto certificati verdi	42	55	57	38	14	
oneri anticipati derivanti dalla risoluzione Cip 6/92	64	450	648	18	9	
Totale (f)	1.040	1.213	1.157	401	330	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento a carico del conto alimentato dalla A3						
certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (teleriscaldamento)	137	146	84	103	119	in azzeramento in riduzione
incentivi sostitutivi dei certificati verdi (teleriscaldamento)	-	-	-	-	141	
Totale (g)	137	146	84	103	260	
Totale oneri a carico del conto A3 derivanti da strumenti incentivanti per le fonti non rinnovabili (h = f + g)	1.177	1.359	1.241	504	590	
Altri oneri una tantum						
conguagli Cip 6 per effetto di contenziosi e deroghe (2) (i)	-	218	32	2	-	voce una tantum
Totale oneri a carico del conto A3 derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali (m = e + h + i)	9.963	11.709	13.393	12.984	14.435	

(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.

– tabella 7. La tabella non considera i costi a copertura delle attività svolte dal GSE. Gli oneri emission trading (per l'acquisto di quote CO₂) 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 30 –

Infine, la figura 41 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.



– figura 41. 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 38 e 41 emerge un picco nel 2016 per effetto della somma tra il ritiro dei CV rimasti invenduti e della contestuale erogazione dei nuovi incentivi sostitutivi³².

Emerge altresì una importante riduzione del costo degli strumenti incentivanti tra il 2017 e il 2016, riduzione che dovrebbe gradualmente proseguire negli anni successivi³³. Più in dettaglio:

³² 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).

³³ Ad eccezione del periodo tra il 2020 e il 2022 in cui non ci saranno impianti che termineranno il diritto ai certificati verdi e loro sostituti. Infatti, gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 hanno un periodo di diritto all’incentivo pari a 12 anni mentre quelli entrati in esercizio dall’1 gennaio 2008 hanno un periodo di diritto all’incentivo pari a 15 anni.

- 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 e dovrebbero terminare nel 2017;
- 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;
- 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 ai decreti interministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016) sono in crescita. Tuttavia essi verranno assegnati agli impianti di nuova realizzazione finché il costo indicativo cumulato³⁴ 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.

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.

³⁴ 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, oltre che del valore della tariffa incentivante assegnato agli impianti aventi diritto.

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

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 è necessario definire quali configurazioni private possono essere realizzate e connesse alle reti pubbliche. Al riguardo:

- a) nell'ambito dei Sistemi Semplici di produzione e Consumo (SSPC)³⁵, il legislatore ha individuato i Sistemi di Autoproduzione (SAP), i Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU), i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU (SESEU)³⁶ e i Sistemi in Scambio sul Posto (SSP)³⁷. 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 elettriche³⁸, 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). Ad oggi non possono essere realizzati nuovi SDC (si veda, al riguardo, la Segnalazione al Governo e al Parlamento 348/2014/I/eel).

La tabella 8 riporta una sintesi delle diverse tipologie di sistemi ammissibili nel sistema elettrico nazionale.

Per quanto riguarda l'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, a decorrere dall'1 gennaio 2017, per effetto del decreto-legge 244/16 (cd. milleproroghe 2016) non vi è più alcuna differenza tra le diverse tipologie di SSPC né tra le diverse tipologie di SDC consentite. Per tutte le configurazioni private consentite, infatti, le parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema trovano applicazione solo all'energia elettrica prelevata da rete pubblica.

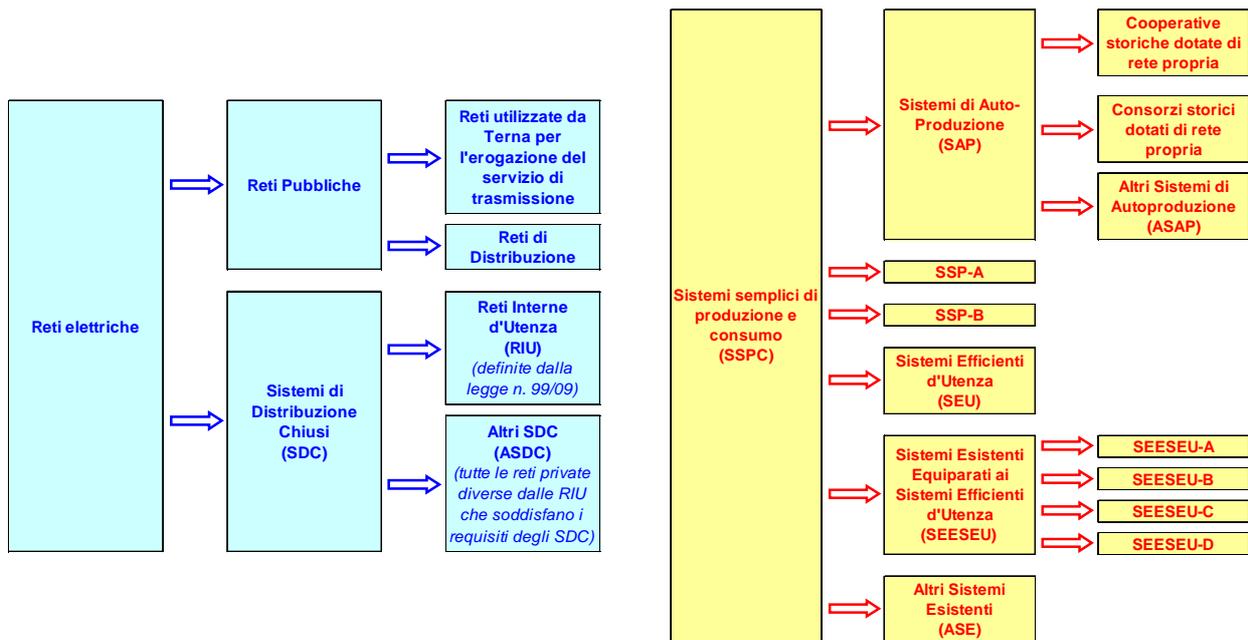
³⁵ I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. 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.

³⁶ I SESEU, a loro volta, possono essere ripartiti in quattro diverse categorie. Si vedano, al riguardo, la deliberazione 578/2013/R/eel (che definisce i SESEU di tipo A, B e C) e i comunicati ad essa riferiti e la deliberazione 788/2016/R/eel (che definisce i SESEU di tipo D).

³⁷ 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.

³⁸ 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.

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), più volte aggiornati per tenere conto dell'evoluzione del quadro normativo, razionalizzando il quadro definitorio e definendo come vengono erogati i servizi di connessione, trasmissione, distribuzione e misura, ivi inclusa l'applicazione delle relative componenti tariffarie.



- tabella 8. Le diverse tipologie di reti (pubbliche e private) e di sistemi di autoapprovvigionamento energetico nel sistema elettrico italiano –

A seguito dell'entrata in vigore del decreto-legge 244/16, non sono più necessarie le qualifiche di SEU e SEESEU a cura del GSE. Tali qualifiche erano state infatti introdotte per poter identificare le configurazioni aventi diritto a beneficiare di un trattamento tariffario agevolato rispetto alle altre (attualmente non esistono più differenze al riguardo).

Rimane solo l'esigenza di una corretta identificazione delle configurazioni private in quanto, per poter essere realizzate, devono essere riconducibili a una delle definizioni attualmente vigenti. A tal fine:

- 1) nel caso di ASSPC (cioè di SSPC diversi da cooperative e consorzi storici):
 - qualora al 31 dicembre 2016 sia già stata presentata richiesta di qualifica di SEU o SEESEU, il GSE completa l'attività istruttoria verificando in quale categoria, tra quelle previste di ASSPC, ricade il sistema in oggetto riportandone l'esito sul sistema GAUDÌ;
 - a decorrere dall'1 gennaio 2017 non è più necessario presentare al GSE richiesta di qualifica di SEU o SEESEU. Trova applicazione solo il normale iter di connessione

(durante il quale è compito del gestore di rete riportare sul sistema GAUDÌ la categoria, tra quelle previste di ASSPC, in cui ricade il sistema oggetto di connessione);

- nel caso di un ASSPC per il quale il richiedente ha comunque presentato richiesta di qualifica di SEU o SESEU dopo l'1 gennaio 2017, è possibile, in alternativa rinunciare all'istanza di qualifica oppure lasciare che il GSE completi l'attività istruttoria;
- 2) nel caso di cooperative storiche e consorzi storici è in corso un'azione di monitoraggio avviata con la deliberazione 787/2016/R/eel e condotta dall'Autorità;
 - 3) nel caso di SDC è in corso il censimento a cura dell'Autorità. Più in dettaglio, le RIU erano già state censite dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive integrazioni (per un totale di 74 reti). Di recente, a seguito dell'approvazione del TISDC, l'Autorità ha provveduto con la deliberazione 788/2016/R/eel ad aggiornare i registri delle RIU (per un totale di 72 reti). Per il futuro appare probabile una significativa riduzione del numero delle RIU, poiché molte di esse sono riconducibili ad ASSPC. Al momento, infine, non sono ancora stati censiti ASDC: per essi è possibile presentare istanza entro il 28 febbraio 2018.

Attualmente è in corso una fase di razionalizzazione sistemica delle configurazioni private già in essere affinché siano inquadrare nelle fattispecie consentite sulla base delle definizioni attualmente vigenti, inducendo gli eventuali clienti finali "nascosti" a regolarizzarsi tramite connessione, diretta o indiretta, alla rete pubblica o tramite identificazione di un ASDC. A tali fini è necessario prima di tutto individuare correttamente i clienti finali e i produttori, sulla base delle rispettive definizioni. I clienti finali "nascosti", intesi come clienti finali non connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica né già appartenenti a SDC o ASSPC, sono tenuti ad auto-dichiararsi entro il 28 febbraio 2018, richiedendo la connessione al gestore di rete territorialmente competente³⁹ (diventando quindi utenti della rete pubblica) ovvero richiedendo all'Autorità la costituzione di un ASDC ai sensi del TISDC (ove ne ricorrono i presupposti e qualora sia effettuata tale scelta⁴⁰). Per ulteriori approfondimenti si rimanda alla deliberazione 276/2017/R/eel e ai comunicati associati⁴¹.

³⁹ In tali casi, spetta al gestore di rete concessionario valutare se realizzare una nuova connessione o se utilizzare il collegamento elettrico già esistente (POD virtuale), tenendo conto della necessità di garantire l'uso efficiente delle risorse complessive.

⁴⁰ Un potenziale ASDC potrebbe non richiedere la costituzione di un Sistema di Distribuzione Chiuso: i clienti finali e gli eventuali produttori lì presenti potrebbero, in alternativa, chiedere al gestore di rete concessionario di essere identificati ciascuno come utente della rete pubblica.

⁴¹ aegredazione.aeg.ww--sandbox.virtual.aegnet.energia.it/allegati/elettricit/definizioni_SSPC.pdf

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 utile⁴² e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali.

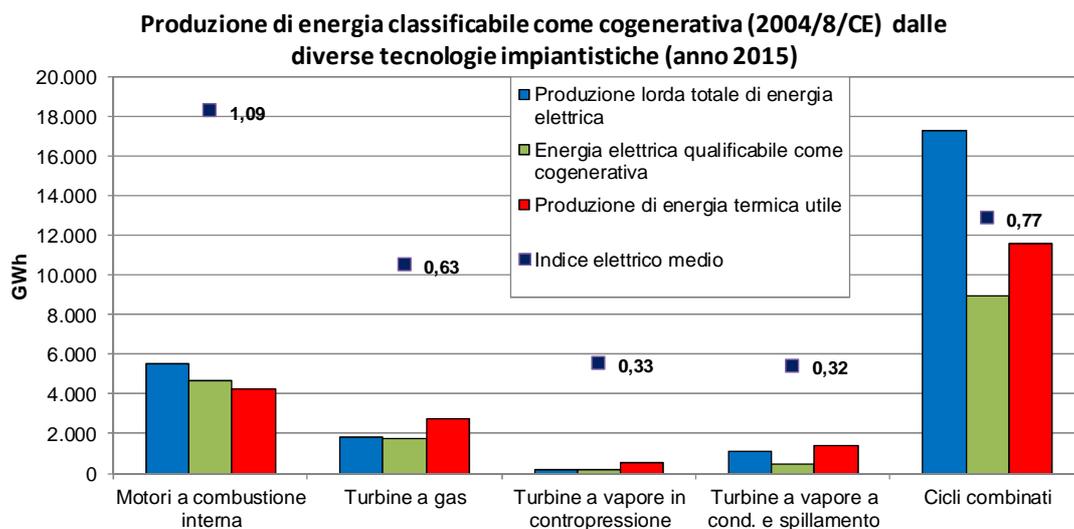
La cogenerazione ad alto rendimento è un sottoinsieme della più generale produzione combinata di energia elettrica e calore, per la quale si rimanda al capitolo 1. Al tempo stesso, la cogenerazione ad alto rendimento può anche essere un sottoinsieme di un'unica unità di produzione combinata di energia 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 42 mostra, con riferimento all'anno 2015, 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 42 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).

⁴² 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.

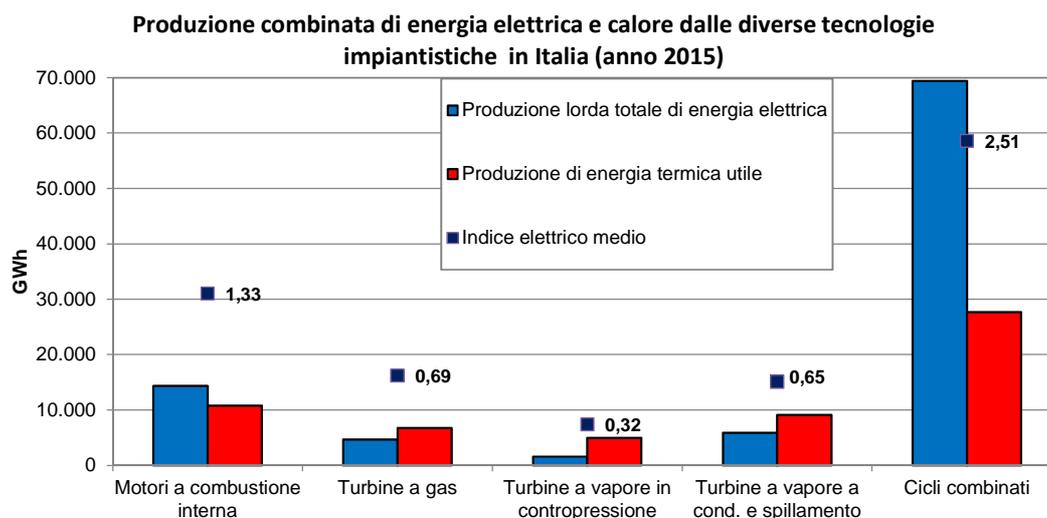


- figura 42 -

Dalla figura 42 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 2015 sono stati prodotti 16,9 TWh di energia elettrica e 22,1 TWh di calore utile. La diminuzione rispetto ai valori relativi all'anno 2014 (in cui erano stati prodotti 21,2 TWh di energia elettrica e 27,2 TWh di calore utile) è interamente imputabile ai cicli combinati: alcuni tra questi impianti infatti, essendo terminato nell'anno 2015 l'obbligo di acquisto dei certificati verdi, non hanno presentato richiesta di qualifica per la cogenerazione ad alto rendimento per l'anno di produzione 2015⁴³. Riferendosi ai dati complessivi della produzione combinata di energia elettrica e calore su scala nazionale, nel 2015 sono stati prodotti 95,9 TWh di energia elettrica e 59,2 TWh di calore utile.

Risulta infine interessante confrontare i valori degli indici elettrici per le diverse tipologie impiantistiche per l'anno 2015 con quelli relativi alla complessiva produzione combinata di energia elettrica e calore nazionale, riportati in [figura 43](#): 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).

⁴³ La qualifica di cogenerazione ad alto rendimento comportava l'esenzione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi da parte dei soggetti obbligati, relativamente alla quota di energia elettrica qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento.



- figura 43 -

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; per l'anno 2015 a 114,83 €/TEE).

I risparmi conseguiti con la cogenerazione ad alto rendimento sono ora assestati intorno a poco più di 8,5 TWh annui (circa pari a 0,74 Mtep). Una piccola parte dei TEE associati al predetto risparmio⁴⁴ è stata oggetto di ritiro da parte del GSE, in alternativa al mercato (circa 78.000 afferenti alla produzione del 2013, 75.185 afferenti alla produzione del 2014 e 76.344 afferenti alla produzione del 2015). I costi sostenuti dal GSE per il ritiro diretto dei TEE afferenti alla cogenerazione ad alto rendimento sono stati pari a complessivi 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, quasi 8 milioni di euro per le produzioni del 2014 e quasi 8 milioni di euro per le produzioni del 2015. 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_T) delle bollette gas.

⁴⁴ 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.