

RELAZIONE

428/2018/I/EFR

**STATO DI UTILIZZO E DI INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI DI
PRODUZIONE ALIMENTATI DALLE FONTI RINNOVABILI**

ANNO 2017

Relazione sullo stato dei servizi

2 agosto 2018

Premessa

La presente relazione rappresenta un aggiornamento della relazione pubblicata nel 2017 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” (464/2017/I/efr) e prevalentemente riferita a dati 2016 ove già disponibili.

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

Successivamente essa descrive il recente sviluppo del sistema elettrico fino all’anno 2017, 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 2017, relativi all’impatto degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili, 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).

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 da Terna (in relazione ai primi risultati dei progetti pilota per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento delle unità di consumo e delle unità di produzione precedentemente escluse) e dal GSE (in relazione ai regimi commerciali speciali e agli strumenti incentivanti).

Ulteriori dati e informazioni afferenti alle reti di distribuzione sono stati resi disponibili dalle imprese distributrici e relative associazioni.

INDICE

SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE	4
1. QUADRO GENERALE	7
<i>La variazione del mix produttivo di energia elettrica</i>	7
<i>La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica</i>	9
<i>La produzione termoelettrica</i>	11
<i>La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita</i>	15
<i>Il caso degli impianti programmabili di elevata taglia</i>	16
<i>La copertura del carico</i>	17
2. IL RECENTE SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO	21
2.1 L'evoluzione delle reti elettriche	21
<i>Questioni attinenti alle condizioni procedurali di connessione</i>	21
<i>Il problema della saturazione virtuale delle reti</i>	27
<i>Questioni attinenti alle regole tecniche di connessione</i>	28
<i>Il tema delle inversioni di flusso</i>	33
<i>Il tema delle perdite di rete</i>	34
<i>Altri elementi afferenti all'utilizzo delle reti elettriche</i>	35
<i>Lo sviluppo delle infrastrutture di rete</i>	37
2.2 L'evoluzione dei mercati e del dispacciamento	38
<i>Il profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima</i>	38
<i>La revisione della regolazione del dispacciamento</i>	40
3. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE: REGIMI COMMERCIALI SPECIALI, INCENTIVI E IMPATTO SUL CONTO PER NUOVI IMPIANTI DA FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE	49
3.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica	49
<i>Ritiro dedicato</i>	49
<i>Scambio sul posto</i>	51
3.2 Meccanismi di incentivazione	52
<i>Provvedimento Cip 6/92</i>	53
<i>Incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi (CV)</i>	56
<i>Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07</i>	59
<i>Incentivi per gli impianti fotovoltaici</i>	61
<i>Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 per gli impianti diversi dai fotovoltaici</i>	64
<i>Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati</i>	66
3.3 Impatto sulle bollette elettriche degli strumenti di sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate	68
4. QUESTIONI AFFERENTI AI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO E ALLE RETI ELETTRICHE PRIVATE	73

SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE

Nel 2017 la produzione lorda di energia elettrica è lievemente cresciuta rispetto agli anni precedenti (da 283 TWh nel 2015 a 290 TWh nel 2016 fino a 296 TWh nel 2017), pur continuando ad assumere valori inferiori al valore massimo pari a 319 TWh raggiunto nel 2008 e al valore di 303 TWh nel 2004. Al tempo stesso i consumi finali di energia elettrica, pur aumentati rispetto al 2016 (da 296 TWh a 302 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 123 TWh nell'anno 2016 e a 126 TWh nel 2017). Si sta anche assistendo a una decrescita della potenza installata, proseguita anche nel 2016 rispetto all'anno precedente, derivante dalla dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche di elevata taglia, e a una più moderata crescita di nuove installazioni di impianti prevalentemente alimentati da fonti rinnovabili (riduzione, nel 2016 rispetto al 2015, di quasi 3,7 GW di impianti termoelettrici tradizionali a fronte di un aumento di circa 0,7 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 2017 per circa 104 TWh, pari al 35,1% del totale nazionale, a fronte del 18% circa nel 2004. Tale produzione, così come era avvenuto nel 2015, è in calo (-17 TWh), rispetto al valore massimo registrato nel 2014, per effetto della scarsa idraulicità. In termini di potenza efficiente lorda, incidono nel 2017 per circa 53 GW, pari circa al 45,5% 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 25% del totale installato nel 2017 a fronte di poco più dell'1% nel 2004; quasi il 14% del totale prodotto nel 2017 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 2016 gli impianti di potenza fino a 10 MVA, non solo alimentati dalle fonti rinnovabili, rappresentavano oltre il 22% della potenza installata: circa 17 punti percentuali in più rispetto al 2004. Il loro peso in termini di produzione è passato dal 4,7% del 2004 al 18,5% del 2016.

Nell'anno 2016, si è confermato, così come nel 2015, l'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 2016, a fronte del 50% del

2014 e del 55% nel 2004, mentre il rendimento medio degli impianti termoelettrici diversi dai cogenerativi è pari a oltre 40% nel 2016, 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).

Con riferimento alle connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche di media e bassa tensione, nel 2017 rispetto all'anno precedente è stato riscontrato un lieve aumento dal punto di vista numerico (+ 4.216 richieste di connessione), a fronte di un lieve calo in termini di potenza richiesta in immissione (- 227 MW); in relazione alle connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche di alta e altissima tensione, nel 2017 rispetto all'anno precedente è stato riscontrato un aumento dal punto di vista numerico (+ 2 richieste di connessione) e in termini di potenza richiesta in immissione (+ 952 MW). Su base pluriennale, si è assistito a una progressiva riduzione del numero di richieste pervenute sia in termini 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 2017 si sono avute circa 56.100 richieste per una potenza di circa 1,4 GW; sulle reti di alta tensione, nel 2011 si erano registrate 430 richieste per una potenza di 15,9 GW mentre nel 2017 solo 104 richieste per una potenza di 3,7 GW. In modo analogo, si è registrata una riduzione, sia in termini di numero che di potenza associata, dei preventivi accettati.

Appare sempre più attenuato, rispetto al passato, il problema della saturazione virtuale delle reti (cioè della prenotazione della capacità di rete per la connessione non seguita dalla concreta realizzazione di impianti di produzione) in alcune aree del centro-sud. La potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi è attualmente pari a circa 58 GW (di cui 52,3 GW afferenti alla rete di trasmissione nazionale e 5,7 GW alle reti di distribuzione) a fronte dei 150 GW del 2011.

In relazione al profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima (MGP), 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.

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 nonché la domanda partecipino attivamente al funzionamento del sistema elettrico, sia attraverso la fornitura dei servizi di dispacciamento, sia attraverso la loro responsabilizzazione in

termini di bilanciamento. Attualmente risultano qualificati alla partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) 422 MW in termini di unità di consumo e 94 MW in termini di unità di produzione. Ciò consente l'integrazione e l'ulteriore diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, garantendo allo stesso tempo la sicurezza del sistema elettrico.

Con riferimento all'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 (12 TWh nel 2017 a fronte di 14 TWh nel 2016 e 18 TWh nel 2015) per effetto della fuoriuscita volontaria di numerosi impianti da questi regimi, 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 (608.800 impianti nel 2017 a fronte di 562.600 nel 2016 e di 524.600 nel 2015).

Complessivamente, per l'anno 2017, si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili (dati di preconsuntivo) siano pari a circa 12,1 miliardi di euro, per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 65 TWh. Per l'anno 2017, gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono stati pari a circa 12,5 miliardi di euro: infatti ai richiamati 12,1 miliardi di euro occorre aggiungere circa 0,2 miliardi di euro riferiti alle fonti non rinnovabili e circa 0,2 miliardi di euro derivanti da ritiro dedicato e scambio sul posto.

Si stima che, per l'anno 2018, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano in riduzione, pari a circa 11,6 miliardi di euro, e che gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate si attestino a circa 12,0 miliardi di euro. Tale riduzione è sostanzialmente imputabile 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 e vengono riportati i primi risultati.

1. QUADRO GENERALE

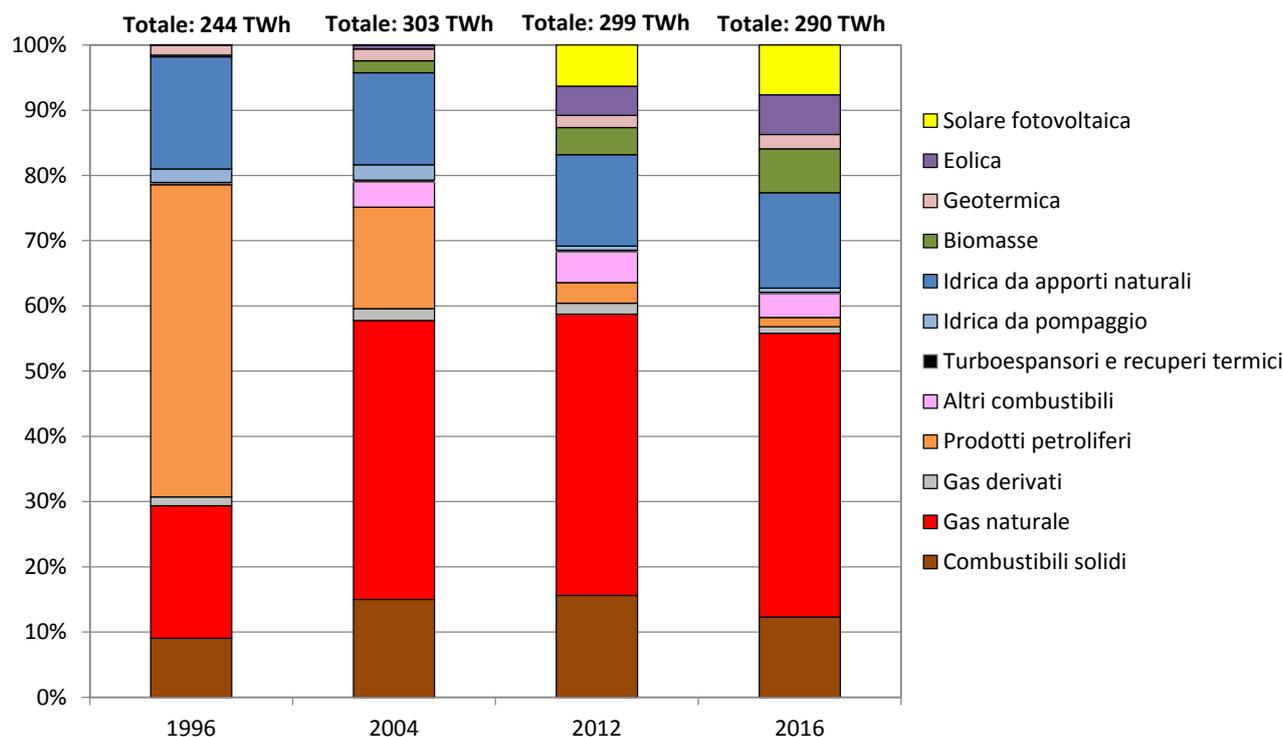
La variazione del mix produttivo di energia elettrica

Anche nel 2016 e nel 2017 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 al valore minimo di 280 TWh nel 2014, con lieve crescita negli ultimi due anni sino al valore di 290 TWh nel 2016 e di 296 TWh nel 2017. In termini di consumi finali di energia elettrica, si è assistito a un progressivo calo, dal valore massimo di 319 TWh negli anni 2007 e 2008 al valore minimo di 291 TWh nell'anno 2014, mentre nel 2016 i consumi si sono attestati a circa 296 TWh per poi risalire a 302 TWh nel 2017. In ambito industriale, i consumi si sono progressivamente ridotti dal valore massimo di 155 TWh nell'anno 2007 sino a 126 TWh nel 2017. In ambito terziario si è, per contro, rilevato un aumento (da 90 TWh nell'anno 2007 a 103 TWh nell'anno 2016 e a 105 TWh nel 2017), mentre gli altri settori si sono mantenuti sostanzialmente 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 a gas naturale in luogo delle pre-esistenti centrali termoelettriche ad olio combustibile. 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 e quindi continuavano a fornire i servizi necessari al funzionamento del sistema in ragione della relativa taglia.

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



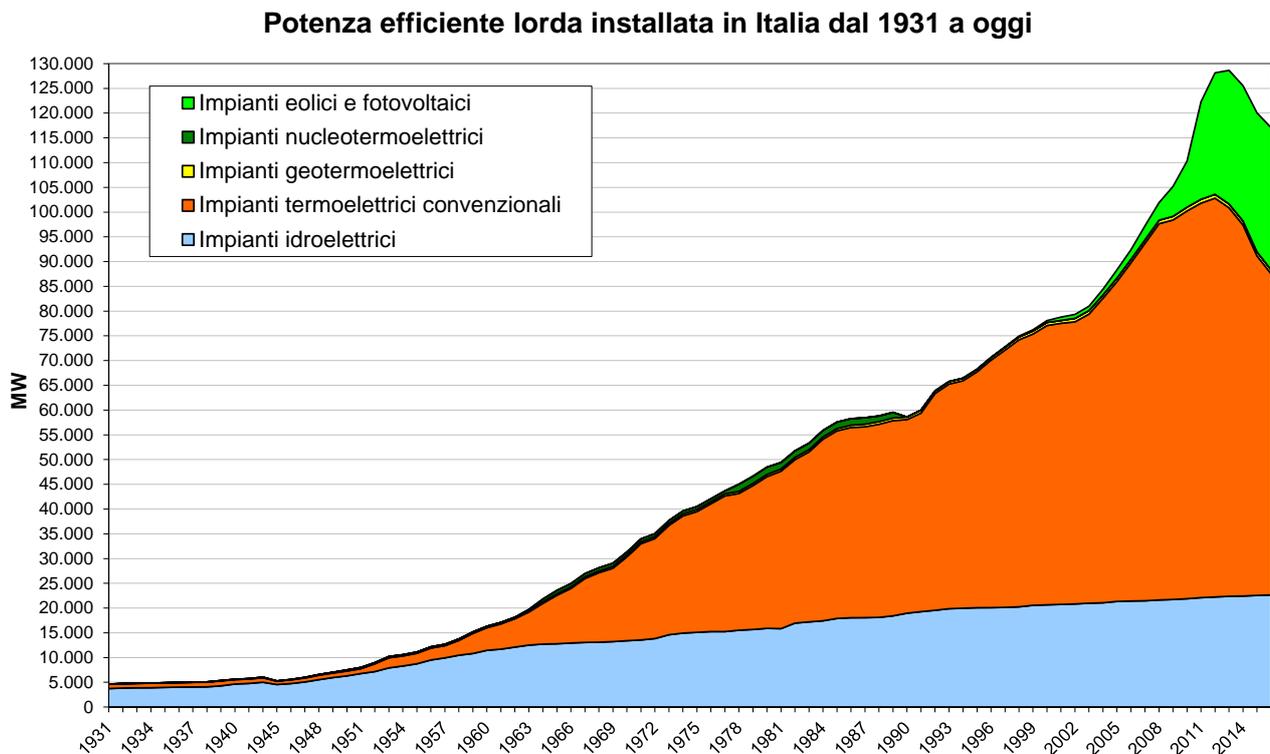
- figura 1 -

Successivamente, a partire dal 2004, si è assistito al completamento del cambiamento sopra richiamato e 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. Negli ultimi anni si è assistito a una sostanziale stabilizzazione nel mix produttivo, con un lieve calo della produzione da fonti rinnovabili rispetto ai valori del 2014 per effetto della scarsa idraulicità: nel 2016, l’incidenza sul totale della produzione lorda di energia elettrica è stata pari al 37,3% (il 33,1% sul consumo interno lordo). Anche il 2017 ha fatto registrare un’ulteriore riduzione, fino al 35,1% del totale della produzione lorda di energia elettrica, ancora 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 eolica, 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 e da una più moderata crescita di impianti alimentati da fonti rinnovabili (emerge una riduzione, nel 2016 rispetto al 2015, di 3,7 GW di impianti termoelettrici tradizionali a fronte di un aumento di circa 0,7 GW da fonti rinnovabili).



- figura 2 -

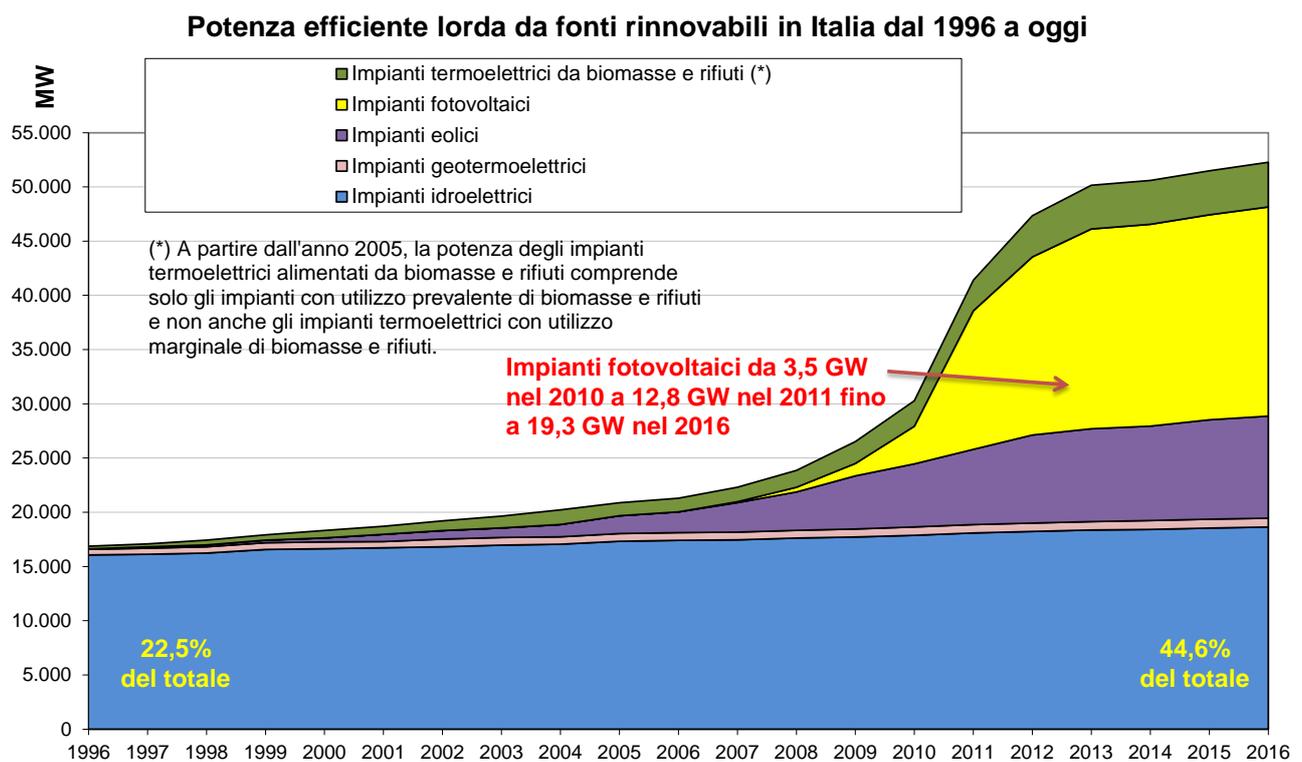
A fronte di una potenza complessivamente installata nel 2016 pari a circa 117 GW e rimasta sostanzialmente invariata nel 2017, la punta di domanda da soddisfare è stata pari a 53,6 GW nel 2016 e a 56,6 GW nel 2017, mentre la richiesta minima in rete è passata da 18,7 GW nel 2016 a 19,1 GW nel 2017.

La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica

Con riferimento ai dati dell'anno 2016, la produzione lorda di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è stata pari a circa 108 TWh (di cui quasi 40 TWh attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), in ulteriore decrescita nel 2017 fino a circa 104 TWh, a fronte di un totale nazionale pari a circa 290 TWh nel 2016 e a circa 296 TWh nel

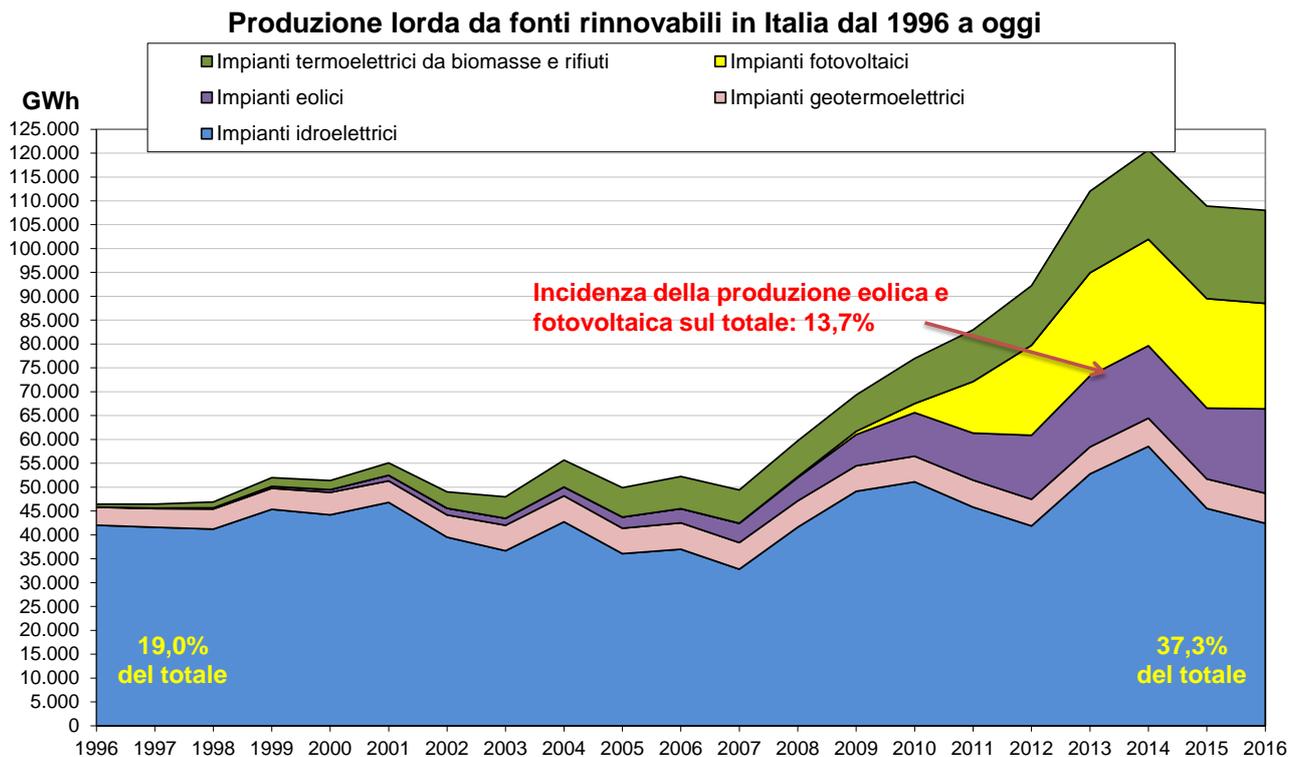
2017. La potenza efficiente lorda relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è pari a circa 52,3 GW (di cui quasi 29 GW attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), in ulteriore crescita fino a 53,3 GW nel 2017, a fronte di una potenza totale nazionale pari a circa 117 GW.

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 -

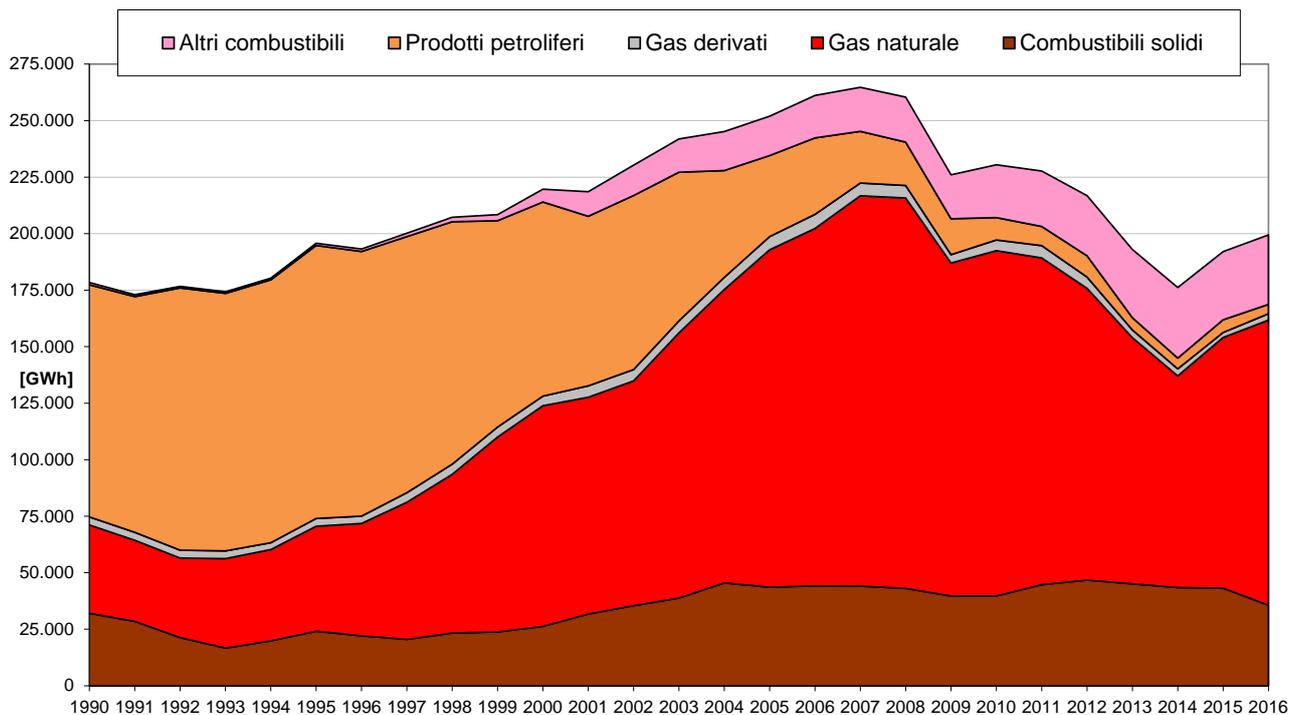


- figura 4 -

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, negli anni 2015 e 2016, un incremento della produzione termoelettrica, 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 2017 (+ 10 TWh rispetto all'anno precedente).

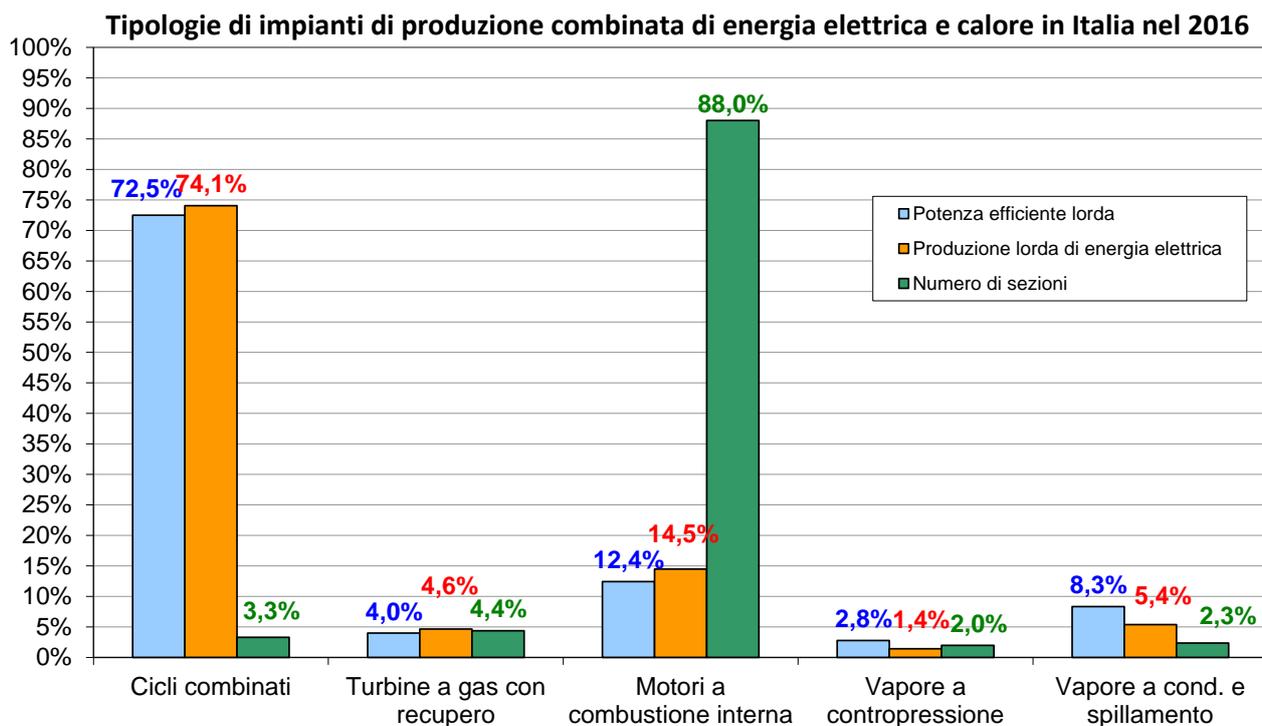
Andamento della produzione termoelettrica lorda in Italia



- 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 2016, è risultata pari a 105,1 TWh (110,1 TWh nel 2017), derivante da 4.727 sezioni per una potenza efficiente lorda di circa 26,2 GW. Mentre in termini di sezioni (figura 6) il maggior contributo è dato da motori a combustione interna (88,0% del totale), in termini di potenza efficiente lorda e di produzione, il ruolo predominante è svolto dai cicli combinati (72,5% e 74,1% dei rispettivi totali).

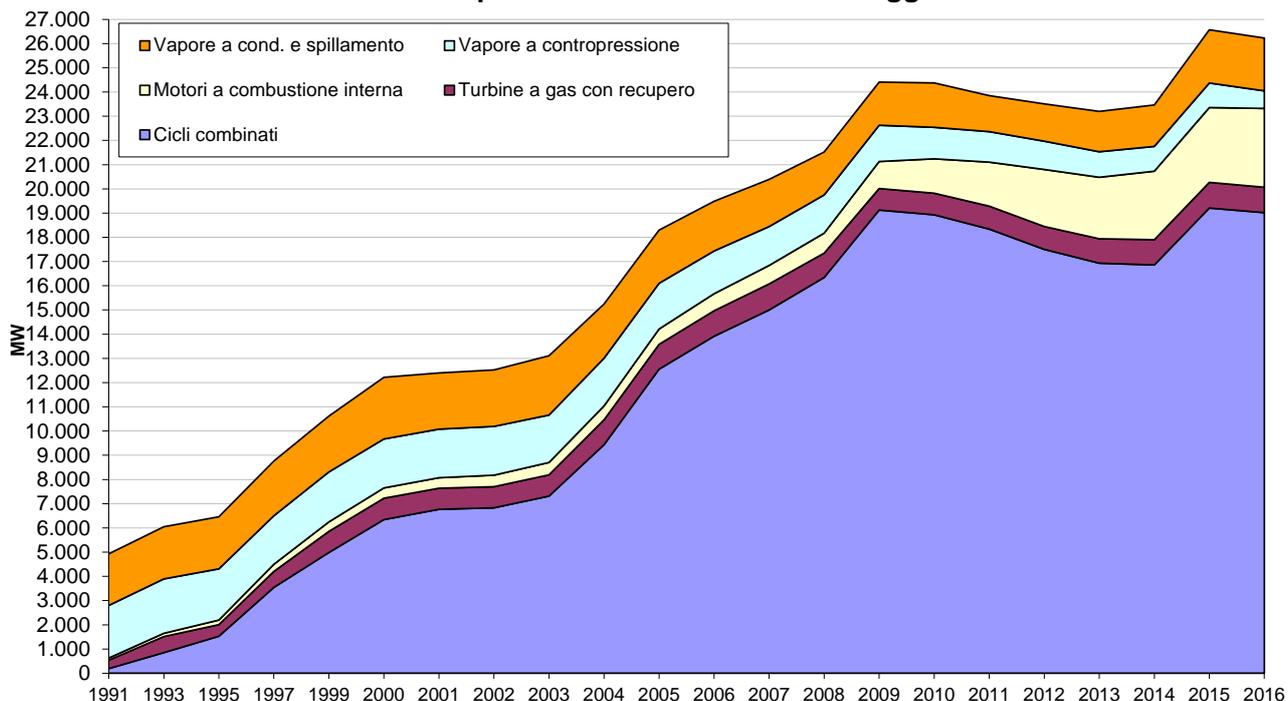


- figura 6 -

Negli ultimi anni si nota, nel caso degli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, una ripresa dell'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.

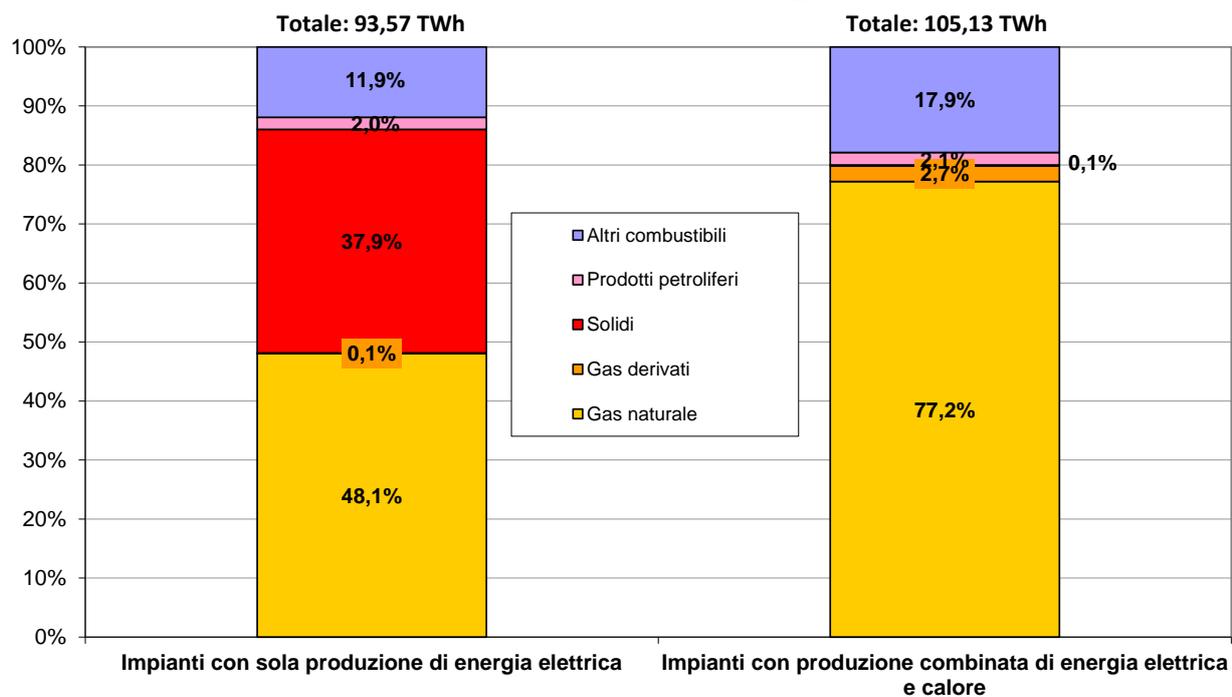
La [figura 8](#) evidenzia il diverso utilizzo di combustibili tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore, benché in entrambi i casi risulti prevalente l'utilizzo di gas naturale (negli anni scorsi, invece, nel caso di impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica era risultato prevalente l'utilizzo del carbone).

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 2016



- figura 8 -

La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita

Con riferimento ai dati dell'anno 2016 relativi alla definizione di generazione distribuita (GD) introdotta dalla direttiva 2009/72/CE², la produzione lorda è stata pari a circa 62,9 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 26,9 GW (di cui 21,0 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 30,7 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 2016 relativi alla definizione di generazione distribuita in precedenza definita e utilizzata dall'Autorità³ (GD-10 MVA), la produzione lorda è stata pari a circa 51,7 TWh (di cui circa 22,4 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili contribuiscono per circa 24,2 GW (di cui circa 19,3 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 26,5 GW.

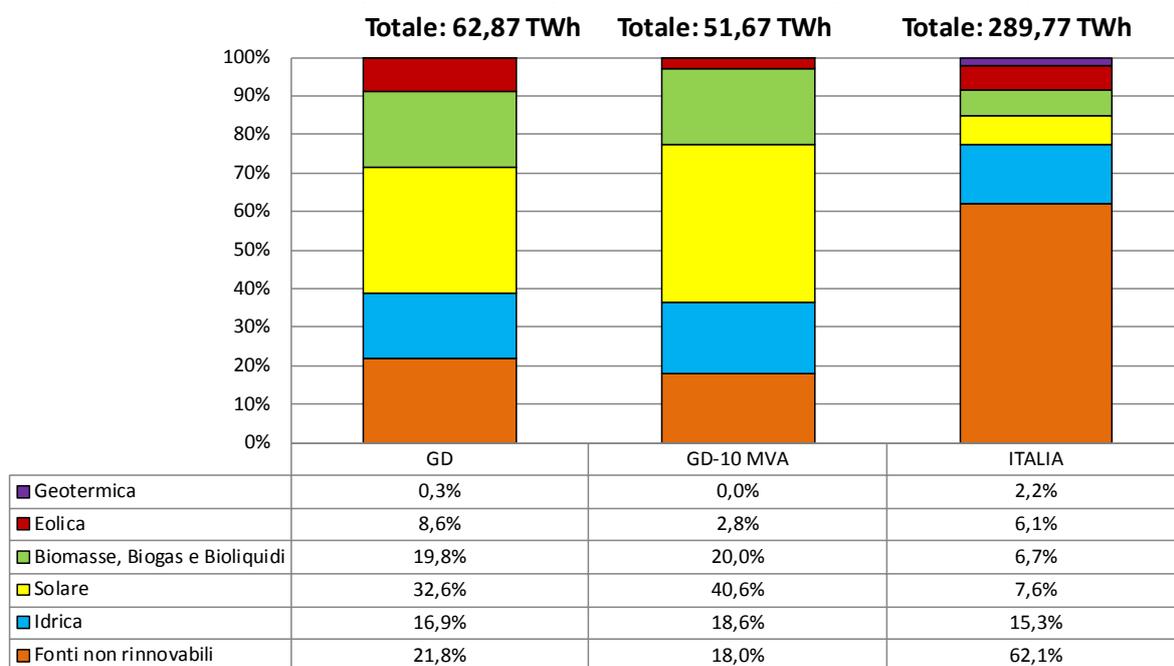
La figura 9 mostra la forte differenza tra il mix produttivo nel caso di generazione distribuita rispetto al mix nazionale. Emerge la rilevante incidenza delle fonti rinnovabili, in particolare di quelle aleatorie, nell'ambito della GD e della GD-10 MVA rispetto al totale nazionale. Gli impianti di generazione distribuita vengono 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 2016, Allegato A alla deliberazione 222/2018/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.

Differenza tra il mix produttivo nel caso di generazione distribuita (GD e GD-10 MVA) rispetto al mix totale nazionale nel 2016



- figura 9 -

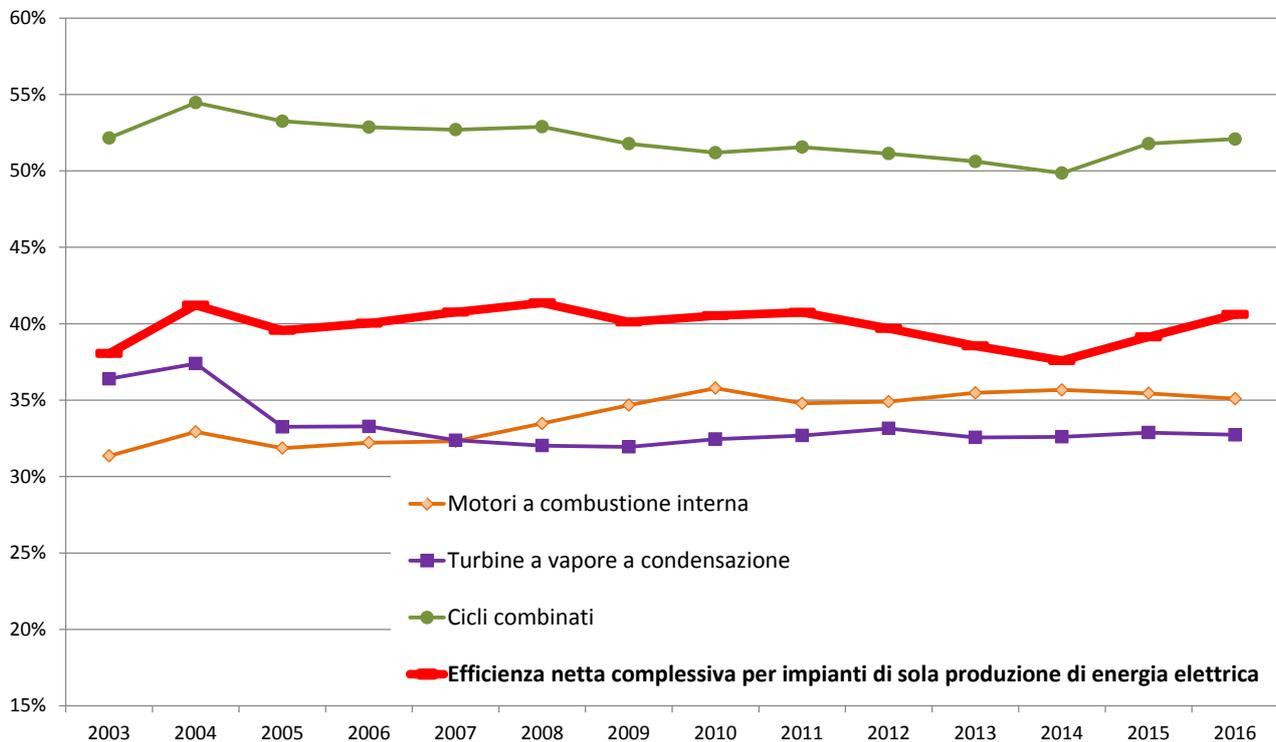
Il caso degli impianti programmabili di elevata taglia

Nel nuovo contesto produttivo nazionale, 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.

Con riferimento agli 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, a una progressiva diminuzione dei rendimenti, come evidenziato nella figura 10 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). Negli anni 2015 e 2016, a causa della ridotta produzione idroelettrica (determinata dalla scarsa disponibilità della risorsa) e dell'aumento dei consumi nei mesi estivi, si è assistito a 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 relative al funzionamento generale dell'intero sistema elettrico nazionale.

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



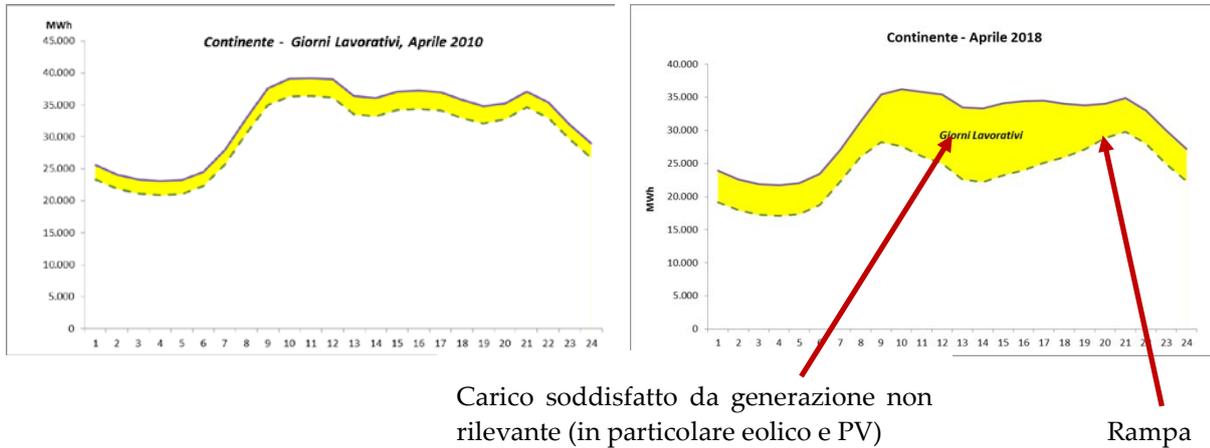
- figura 10 -

La copertura del carico

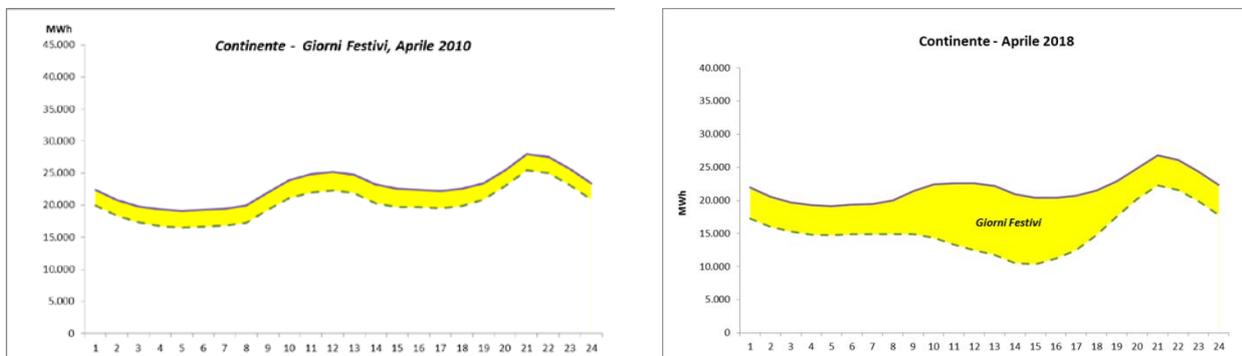
Tra il 2010 e il 2013 si è assistito a un rapido aumento della porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti aleatorie (in particolare impianti eolici e fotovoltaici) a cui ha fatto seguito una sostanziale stabilizzazione negli ultimi anni, come evidenziato dalle figure 11 e 12 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 13 e 14 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

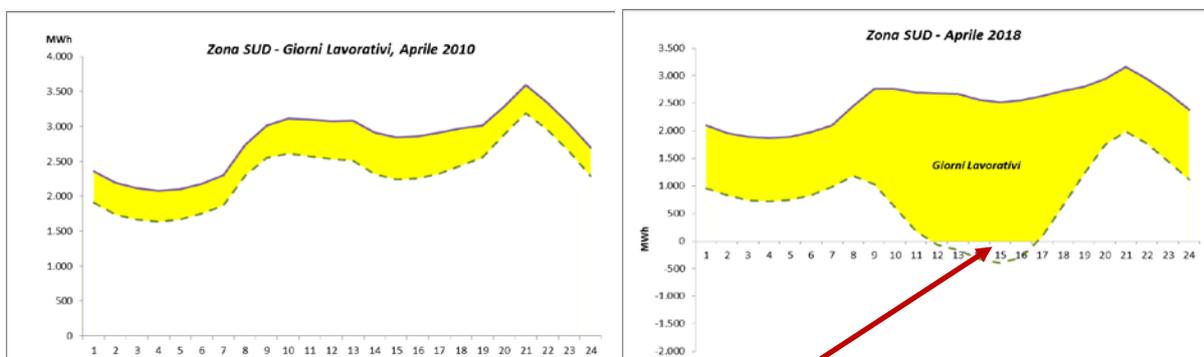
nelle ore mattutine nei giorni in cui viene a mancare la disponibilità della fonte eolica proprio in corrispondenza della punta di carico mattutina.



- figura 11⁴ -

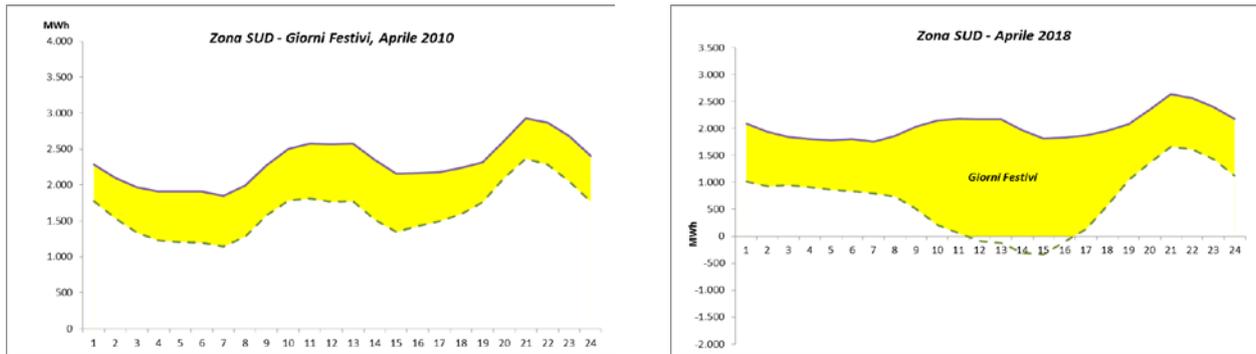


- figura 12⁴ -



- figura 13⁴ -

⁴ 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.



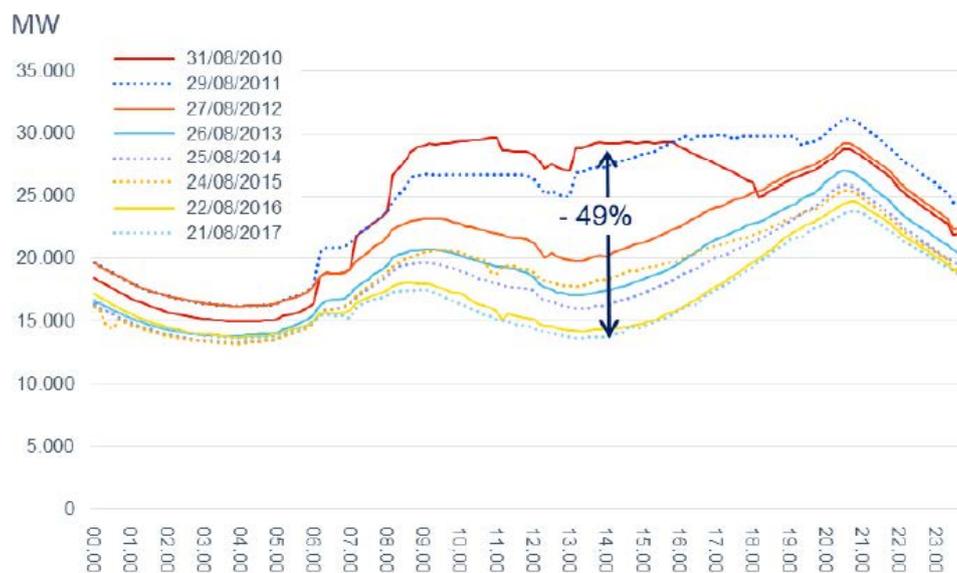
- figura 14 ⁴ -

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), ciò implica che una parte di carico deve comunque essere coperta da tali impianti.

Infine, dalle figure 13 e 14 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.

La [figura 15](#) evidenzia che il prelievo di energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale alla rete di distribuzione è in evidente calo tra il 2010 e il 2017, specialmente nelle ore centrali del giorno nelle quali si arriva a un picco di riduzione del 49% a causa della crescente diffusione della generazione distribuita.

**Andamento dei prelievi netti di potenza
dalla rete di trasmissione alla rete di e-distribuzione**



- figura 15. Fonte: risposta di e-distribuzione alla richiesta di dati e informazioni dell'Autorità ai fini della presente relazione -

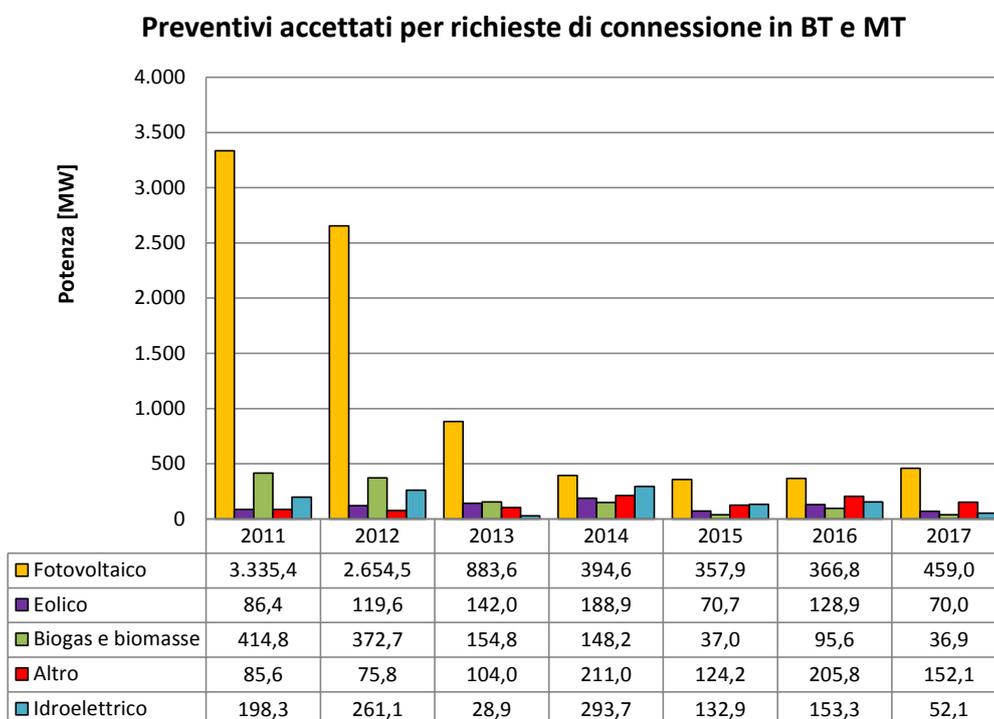
2. IL RECENTE SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO

2.1 L'evoluzione delle reti elettriche

Questioni attinenti alle condizioni procedurali di connessione

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 2017 si sono registrate circa 56.100 richieste per una potenza di circa 1,4 GW, dati non più confrontabili con quelli molto superiori riscontrati nel 2011)⁵, soprattutto a seguito delle riduzioni degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici e del successivo azzeramento. Nell'anno 2017, rispetto all'anno precedente, è stato riscontrato un lieve aumento dal punto di vista numerico (+ 4.216 richieste di connessione), a fronte di una diminuzione in termini di potenza richiesta in immissione (- 227 MW).

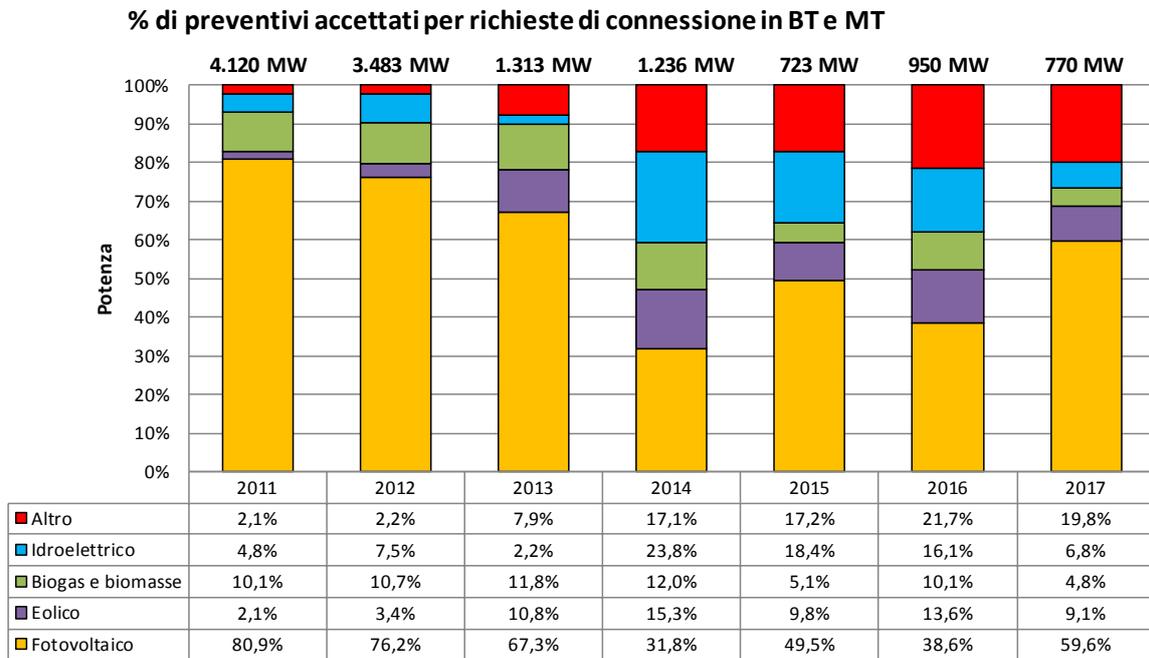
In modo analogo, si è assistito a una complessiva riduzione anche dei preventivi accettati, in termini sia di numero che di potenza (con riferimento alle richieste di connessione effettuate nel 2017, sono stati accettati 47.600 preventivi per una potenza di 0,8 GW) (figura 15).



- 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 -

⁵ I dati sono riferiti alle attività che sono state svolte negli anni dal 2011 al 2017 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

La figura 16 mostra il trend della potenza associata ai preventivi accettati, in termini percentuali.



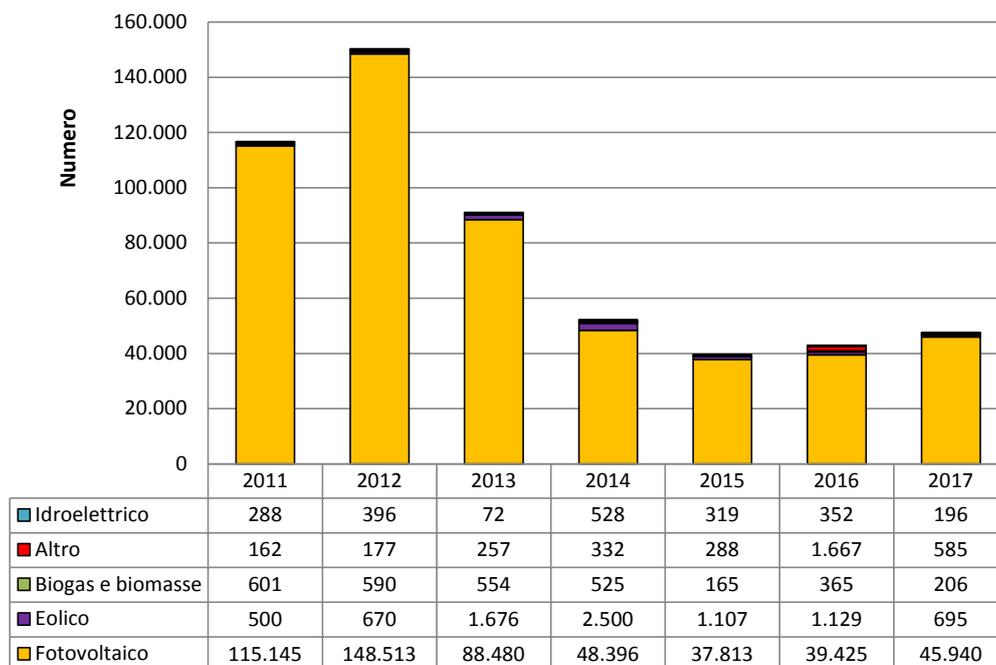
- figura 16. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

La figura 17 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 a 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.

A tale riguardo, si rileva che una quota significativa dei preventivi accettati per impianti fotovoltaici, sia in termini di numero (circa 23.600 su un totale di 44.100) che di potenza (98,6 MW su un totale di 459,0 MW), è relativa a impianti connessi tramite l'iter semplificato, introdotto dal decreto ministeriale 19 maggio 2015 e riservato a impianti fotovoltaici aventi potenza non superiore a 20 kW e operanti in regime di scambio sul posto⁶.

⁶ I dati con il dettaglio degli impianti connessi tramite l'iter semplificato per l'anno 2017 sono stati messi a disposizione da quattro imprese distributrici (AcegasApsAmga S.p.A., Deval S.p.A., e-distribuzione S.p.A., INRETE Distribuzione Energia S.p.A.).

Preventivi accettati per richieste di connessione in BT e MT

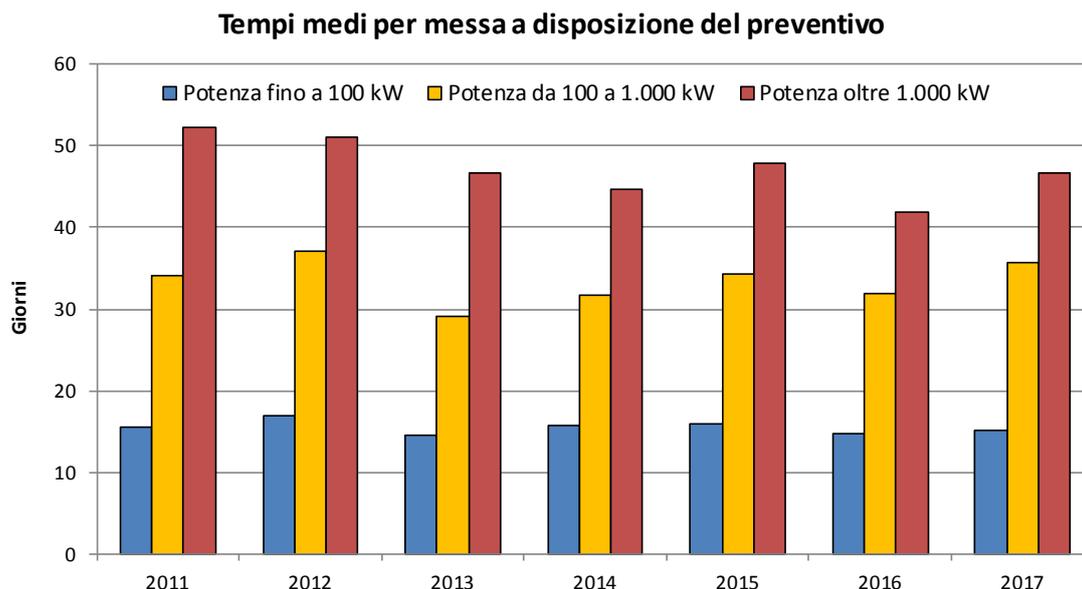


- figura 17. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

La figura 18 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 2017:

- per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, i tempi medi si sono mantenuti circa costanti, intorno ai 15 giorni lavorativi⁷;
- 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 35 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 46 giorni lavorativi.

⁷ 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 18. 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:

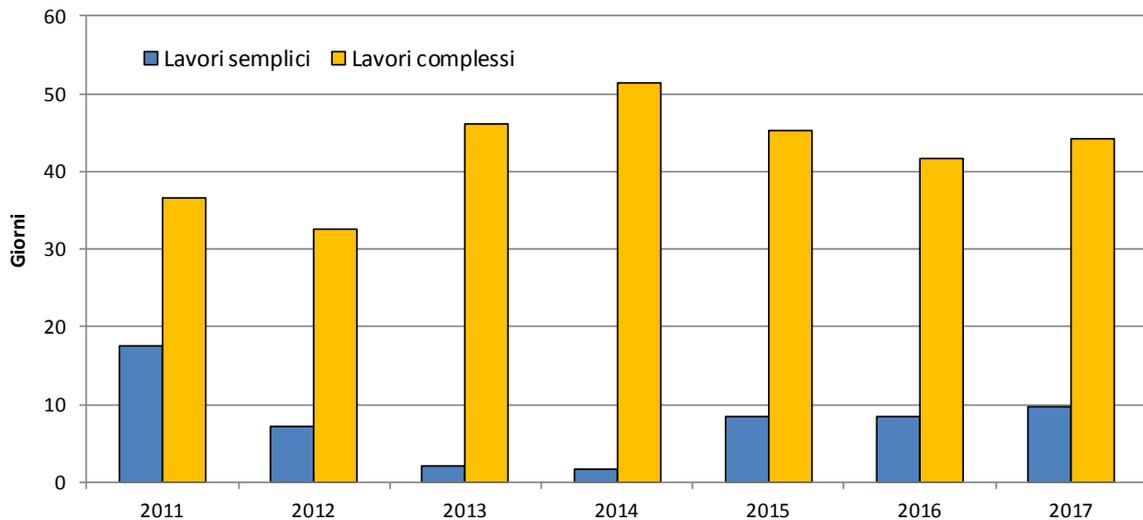
- 10 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici⁸;
- 44 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi⁹.

La figura 19 mostra l'andamento dei tempi con riferimento alla realizzazione di connessioni nel caso di lavori semplici e nel caso di lavori complessi.

⁸ 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.

⁹ 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



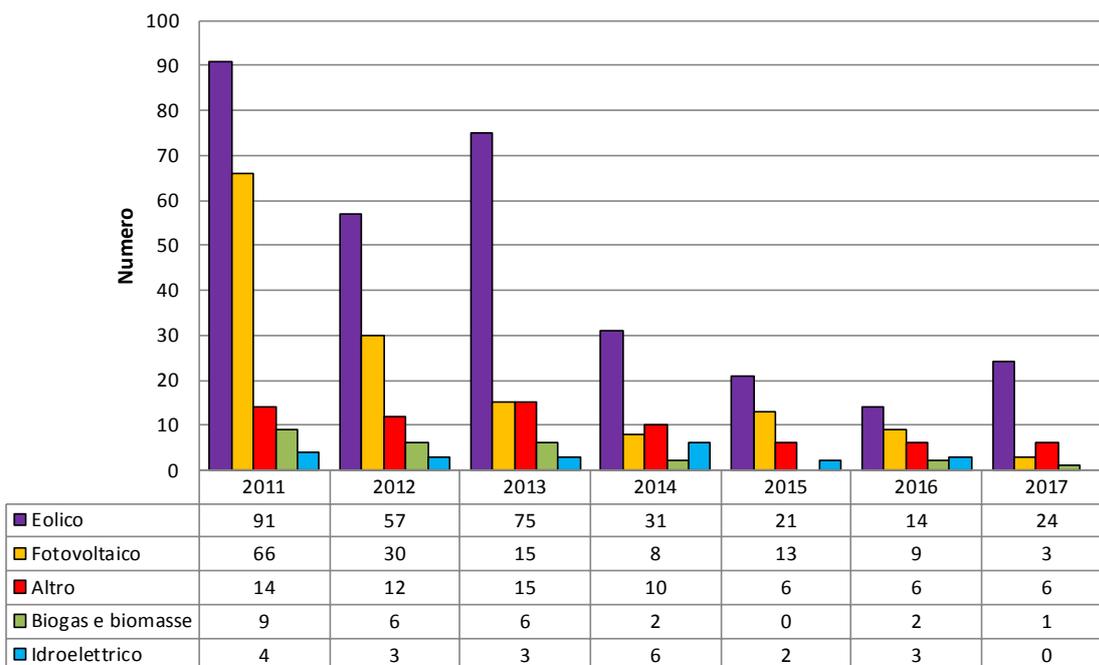
- figura 19. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono state effettuate le connessioni -

Nell'anno di competenza 2017 solo l'1,1% delle richieste ha riscontrato ritardi nella fase di definizione dei preventivi, per i quali sono stati erogati indennizzi automatici complessivamente pari a circa 164.000 euro. A essi si aggiungono gli indennizzi automatici relativi ai ritardi nella realizzazione dei lavori di connessione (circa 5.000 euro) e ai ritardi nell'attivazione della connessione (circa 61.000 euro), per un totale complessivo di 230.000 euro di indennizzi automatici erogati nel 2017.

Con riferimento agli 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 2017 solo 104 richieste per una potenza di 3,7 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 1,5 GW nel 2017.

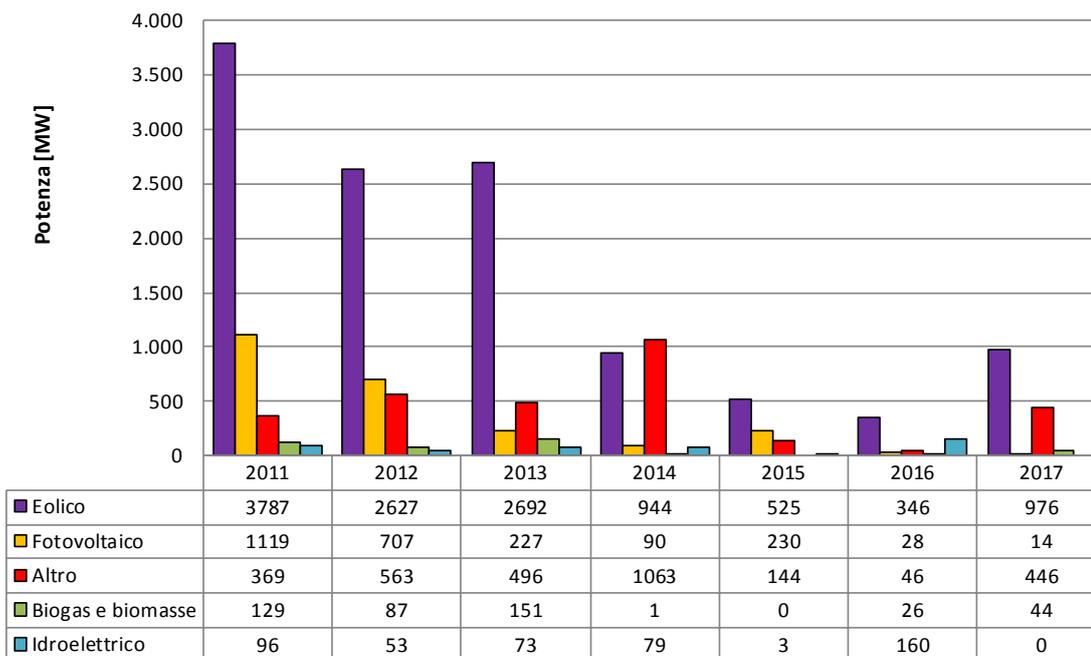
La [figura 20](#) e la [figura 21](#) evidenziano, con riferimento ai preventivi accettati, una distribuzione ben diversa rispetto alle connessioni per impianti in bassa e media tensione. In questo caso il ruolo dominante è rivestito dagli impianti eolici. Si rileva la forte riduzione degli impianti fotovoltaici rispetto al 2011, poiché 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 20. 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 21. 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 per la connessione non seguita dalla concreta realizzazione di impianti di produzione), particolarmente diffuso in alcune aree del centro-sud.

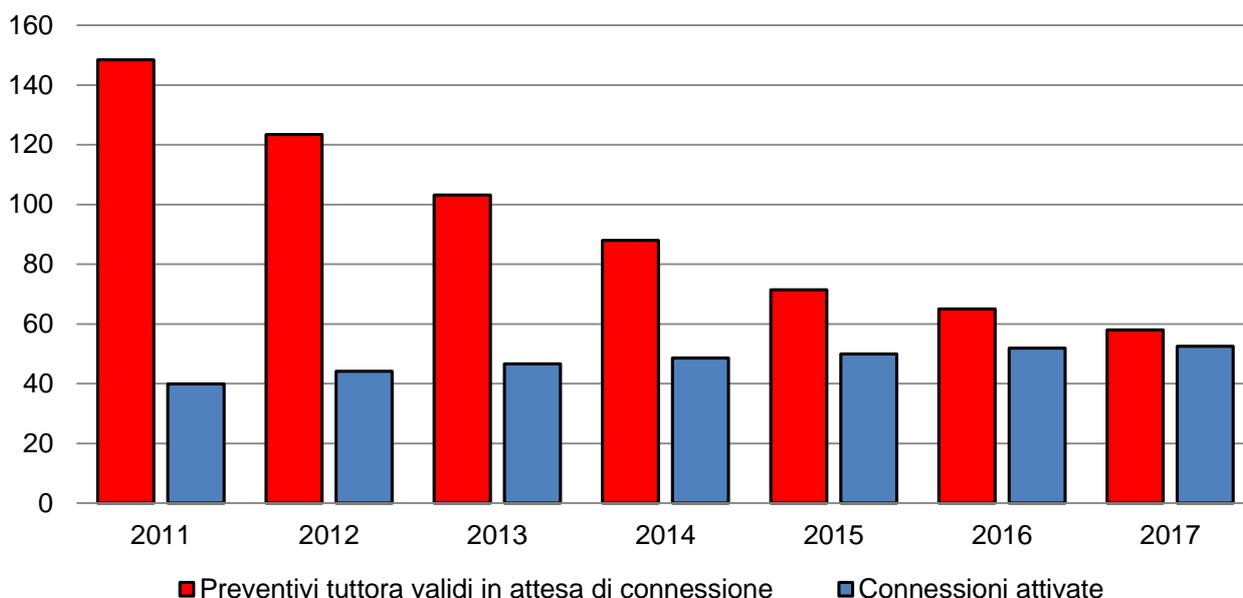
Tale risultato positivo è conseguenza degli interventi dell’Autorità ma anche della riduzione degli incentivi. Ciò è anche testimoniato dalla riduzione delle aree critiche¹⁰ rispetto a quelle individuate (soprattutto nelle Regioni del sud) nel 2011.

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 22 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 58,1 GW di cui 52,3 GW afferenti alla rete di trasmissione nazionale e quasi 5,8 GW alle reti di distribuzione) e il progressivo aumento della potenza associata alle connessioni attivate.

¹⁰ 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.

Potenza dei preventivi tuttora validi in attesa di connessione e delle connessioni attivate



- figura 22 -

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.

Questioni attinenti alle regole tecniche di connessione

Le condizioni tecniche per la connessione sono attualmente definite: a) dalla Norma tecnica CEI 0-21 nel caso di connessioni alle reti di distribuzione con livello di tensione fino a 1 kV; b) dalla Norma tecnica CEI 0-16 nel caso di connessioni alle reti di distribuzione con livello di tensione superiore a 1 kV; c) dal Codice di rete di Terna nel caso di connessioni alla rete di trasmissione nazionale.

Tali condizioni tecniche sono state più volte aggiornate negli ultimi anni al fine di tenere conto delle necessità derivanti dal nuovo contesto produttivo nazionale, descritto nel capitolo 1. Nel seguito vengono richiamati solo gli interventi ritenuti più rilevanti.

Attualmente le condizioni tecniche per la connessione sono oggetto di nuovo e ulteriore aggiornamento al fine di renderle coerenti con i regolamenti europei in materia (tra i quali

si ricorda, per quanto qui rileva, il regolamento (UE) 2016/631 della Commissione europea del 14 aprile 2016 che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori di energia elettrica alla rete elettrica, denominato regolamento RfG – *Requirements for Generators*).

Obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete nel caso di impianti connessi alla rete di trasmissione nazionale

Già a partire dal 2010 (si veda, al riguardo, la deliberazione ARG/elt 5/10), l’Autorità ha previsto l’obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete, tra cui la riduzione di potenza in caso di necessità e l’insensibilità ai buchi di tensione, anche nel caso di impianti alimentati dalle “nuove” fonti rinnovabili di più elevata taglia (già oggetto di presentazione nelle relazioni degli anni scorsi).

Con riferimento alla riduzione di potenza in caso di necessità, si rileva che Terna ne ha fatto uso soprattutto in relazione a impianti eolici connessi su alcune linee elettriche critiche, al fine di mantenere il sistema elettrico nazionale o porzioni di esso in condizioni di sicurezza. Più in dettaglio:

- gli impianti eolici, negli anni 2016 e 2017, hanno subito limitazioni soprattutto nella zona Sud (con 5696 limitazioni aventi durata media di 5 ore nel 2016 e 8802 limitazioni aventi durata media di 5 ore nel 2017) e in Sicilia (con 6281 limitazioni aventi durata media di 2 ore nel 2016 e 2957 limitazioni aventi durata media di 2 ore nel 2017). Le limitazioni sono dovute prevalentemente a congestioni tra zone (Sud-Centro sud e Centro sud – Centro nord)¹¹ in ore caratterizzate da elevata ventosità, e a congestioni locali¹² in ore caratterizzate da elevata ventosità, bassi consumi e situazioni di rete non integra a causa di indisponibilità programmate o accidentali. L’energia elettrica non prodotta da impianti eolici per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimata in 325 GWh nel 2016 (l’1,85% della totale produzione eolica del medesimo anno) e in 436 GWh nel 2017 (il 2,7% della totale produzione eolica del medesimo anno). La mancata produzione eolica oggetto di remunerazione, al prezzo zonale orario, ai produttori coinvolti dalle limitazioni è risultata pari a 224 GWh nel 2016 e a 318 GWh nel 2017, in attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10¹³. La remunerazione derivante agli

¹¹ Le principali criticità sono state riscontrate sui collegamenti 380 kV della dorsale adriatica e lungo le linee 380 kV della Calabria che si diramano verso nord.

¹² Le principali criticità sono state riscontrate sulle linee a 150 kV: Benevento2 – Foiano – Montefalcone; Benevento2 – Vallesaccarda; Vallesaccarda – Bisaccia.

¹³ Si ricorda che non a tutta l’energia elettrica non prodotta da impianti eolici per effetto delle limitazioni imposte da Terna spetta la remunerazione: occorre infatti tenere conto della franchigia e del cosiddetto indice di affidabilità (IA) che valuta l’affidabilità dell’utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini impartiti da Terna.

utenti del dispacciamento per tale mancata produzione eolica è risultata pari a circa 17 milioni di euro nel 2017;

- gli impianti fotovoltaici, negli anni 2016 e 2017, hanno subito limitazioni soprattutto nella zona Sud (con 12 limitazioni aventi durata media di 6 ore nel 2016 e 12 limitazioni aventi durata media di 14 ore nel 2017) e in Sicilia (con 23 limitazioni aventi durata media di 26 ore nel 2016 e 3 limitazioni aventi durata media di 4 ore nel 2017). Le limitazioni sono dovute essenzialmente a indisponibilità programmate o accidentali di elementi di rete. L'energia elettrica non prodotta da impianti fotovoltaici per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimata in 2 GWh nel 2016 e in 0,9 GWh nel 2017. Per gli impianti fotovoltaici non è al momento prevista una remunerazione della mancata produzione conseguente a limitazioni impartite da Terna, vista la relativa esiguità;
- gli impianti geotermoelettrici, negli anni 2016 e 2017, hanno subito limitazioni nella zona Centro Nord ove sono ubicati (con 14 limitazioni aventi durata media di 25 ore nel 2016 e 10 limitazioni aventi durata media di 62 ore nel 2017). Le limitazioni sono dovute essenzialmente a indisponibilità programmate o accidentali di elementi di rete. L'energia elettrica non prodotta da impianti geotermoelettrici per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimata in 11 GWh nel 2016 e in 12 GWh nel 2017. Anche per gli impianti geotermoelettrici non è al momento prevista una remunerazione della mancata produzione conseguente a limitazioni impartite da Terna;
- gli impianti idroelettrici ad acqua fluente, negli anni 2016 e 2017, hanno subito limitazioni soprattutto nella zona Nord (con 209 limitazioni aventi durata media di 51 ore nel 2016 e 170 limitazioni aventi durata media di 40 ore nel 2017). Le limitazioni sono dovute essenzialmente a indisponibilità programmate o accidentali di elementi di rete. L'energia elettrica non prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimata in 23 GWh nel 2016 e in 14 GWh nel 2017. Per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente non è al momento prevista una remunerazione della mancata produzione conseguente a limitazioni impartite da Terna.

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 A.70 al Codice di rete e ha previsto l'obbligatorietà che gli impianti di produzione di energia elettrica, da connettere in bassa e media tensione a far data dall'1 gennaio 2013 (con un periodo transitorio per gli impianti da connettere in bassa e media tensione dall'1 aprile 2012 al 31 dicembre 2012), dispongano di dispositivi atti a consentire ai medesimi di rimanere connessi qualora la frequenza di rete rimanga compresa nell'intervallo 47,5 Hz – 51,5 Hz (anziché nell'intervallo 49,7 Hz – 50,3 Hz), evitando i problemi di sicurezza delle reti che potrebbero derivare dal repentino venir meno della generazione distribuita (soprattutto impianti fotovoltaici nelle ore di picco con elevata produzione), ormai non più trascurabile, a seguito di esigue variazioni della frequenza di rete.

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

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 tensione 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 avevano 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 di 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.

A oggi, gli impianti che risultano non adeguati sono 259 corrispondenti a 161 MW sulle reti di media tensione (su un totale di 18.154 impianti per 15.745 MW) e 4.548 corrispon-

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.

denti a 122 MW sulle reti di bassa tensione (su un totale di 93.737 impianti per 2.827 MW). Si nota che i risultati ottenuti sono molto positivi. È comunque in corso un'azione capillare di *enforcement* al fine di completare gli interventi di adeguamento: si ricorda, al riguardo, che fino all'avvenuto adeguamento è sospesa l'erogazione degli incentivi e dei regimi commerciali speciali, quali il ritiro dedicato e lo scambio sul posto.

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.

Il teledistacco degli impianti di generazione distribuita

Un altro importante tema è quello del teledistacco che trova applicazione solo qualora sia a rischio la sicurezza del sistema elettrico nazionale e non siano possibili altre azioni.

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 A.72 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.

Allo stato attuale, risultano distaccabili con tempo di preavviso di 30 minuti circa 15.500 impianti di produzione per 10.200 MW su un totale di circa 17.600 impianti per 12.300 MW. Recentemente, Terna ha avviato una campagna di test finalizzati a verificare il corretto funzionamento del teledistacco che, una volta pienamente abilitato (anche a seguito di verifica dell'affidabilità), consentirà di ridurre i tempi di distacco a pochi minuti.

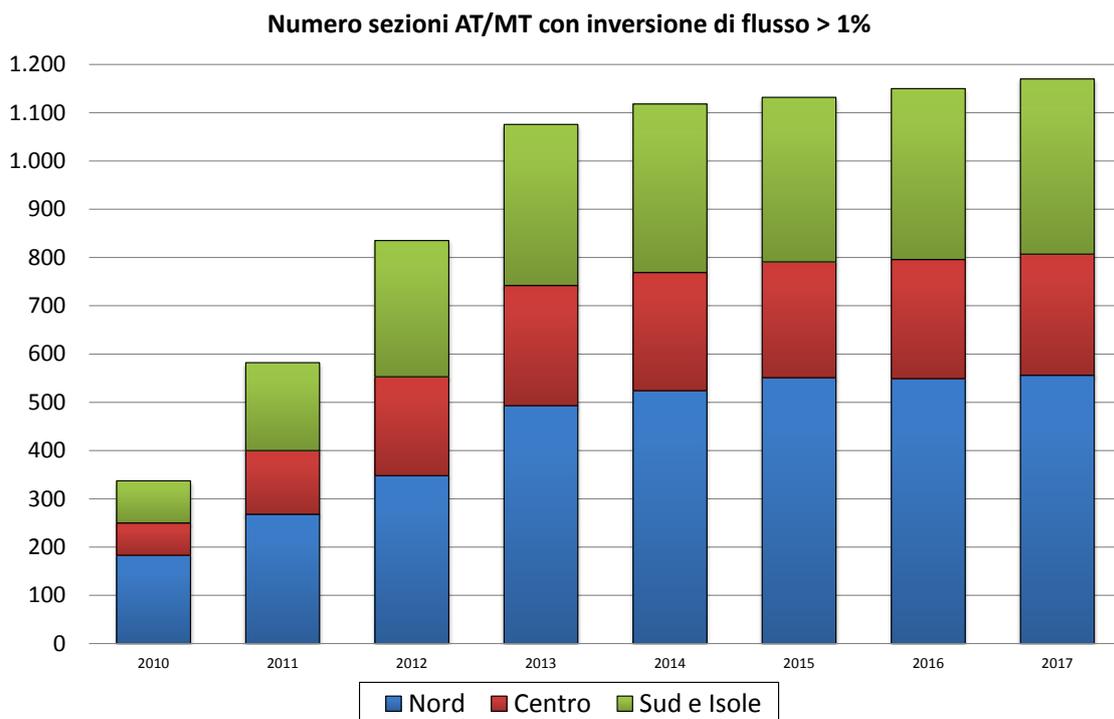
Fino a oggi, il distacco della generazione distribuita è stato operato il 20 aprile 2014 (giorno di Pasqua) con limitato riferimento agli impianti di pura produzione direttamente connessi alle cabine primarie delle imprese distributrici e il 20 marzo 2015 (giorno dell'eclisse solare) in via precauzionale.

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

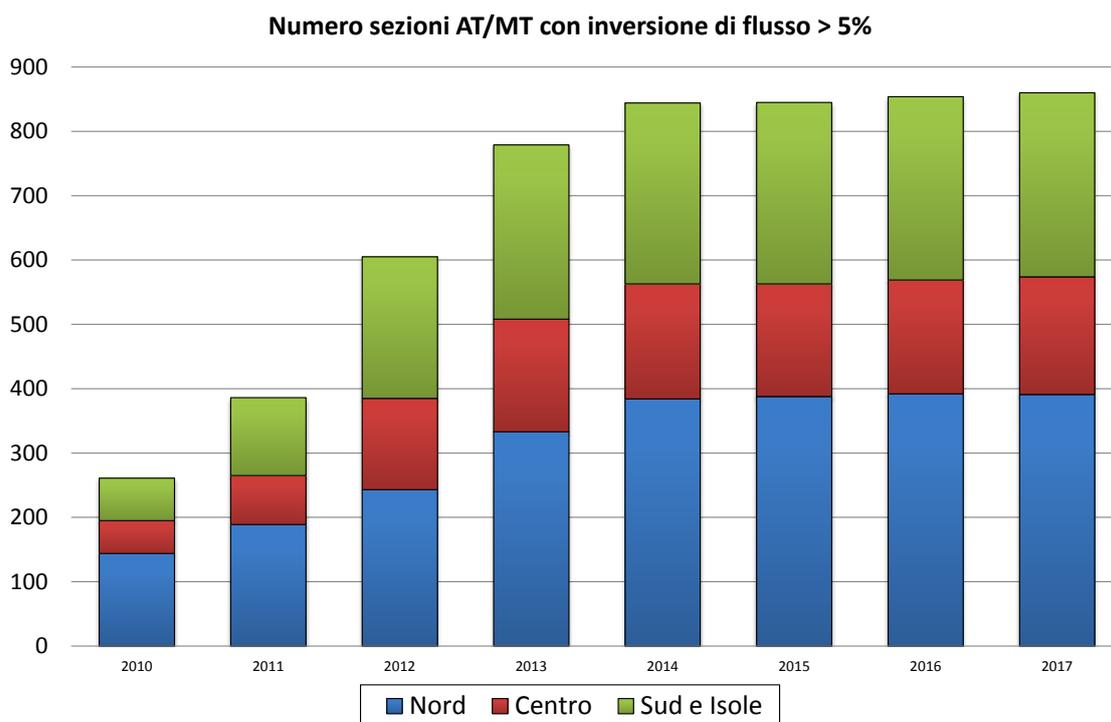
Il tema delle inversioni di flusso

La diffusione della generazione distribuita realizzata allo scopo di utilizzare le fonti rinnovabili, anche distanti dai luoghi di utilizzo, aumenta la probabilità che l'energia elettrica prodotta in modo diffuso non venga autoconsumata in sito. 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 sulle reti di distribuzione 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 2017, per oltre il 29% 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 ultime, le inversioni di flusso hanno riguardato almeno il 5% delle ore. Le [figure 23 e 24](#) 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 2017, da cui si nota una sostanziale stabilizzazione (o lieve crescita) negli ultimi anni.



– figura 23 –



– figura 24 –

Il tema delle perdite di rete

Come già evidenziato nelle Relazioni degli anni precedenti, lo sviluppo della generazione distribuita non necessariamente comporta una riduzione delle perdite sulle reti elettriche di media e bassa tensione¹⁶.

¹⁶ Infatti, come già ricordato nella Relazione 308/2015/I/efr:

- con riferimento alle 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;
- con riferimento alle 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 immisione e successivamente ricondotta a livelli di tensione più bassi);
- con riferimento alle 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 regi-

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 anni precedenti (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 elettriche al medesimo livello di tensione a cui avviene l'immissione di energia elettrica¹⁷. 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.

Altri temi afferenti all'utilizzo delle reti elettriche

Il cambiamento del mix produttivo nazionale e, in particolare, la maggior diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili ha avuto effetti anche sul processo di regolazione della tensione.

Con riferimento alla rete di trasmissione nazionale, in alcuni periodi degli anni 2016 e 2017, caratterizzati da basso carico e da un'elevata produzione da fonti rinnovabili non programmabili nonché da una ridotta produzione da impianti programmabili, si sono registrati fenomeni estesi di tensioni elevate, soprattutto nella zona Centro sud. Al riguardo è necessario rivalutare, in senso ampio, le condizioni per la fornitura delle risorse necessarie per la regolazione di tensione anche in relazione a soluzioni impiantistiche diverse e ulteriori rispetto agli impianti di produzione di energia attiva programmabili. Peraltro, il regolamento RfG – *Requirements for Generators* già prevede, per gli impianti di nuova realizzazione, l'obbligo di installare i dispositivi necessari, tra l'altro, per l'erogazione di potenza reattiva: le prime disposizioni di tale regolamento, applicabili a impianti eolici e fo-

strabili 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).

¹⁷ Ciò non è del tutto rappresentativo della realtà ma viene tuttora considerato una buona approssimazione.

tovoltaici, sono già state recepite nel Codice di rete di Terna e approvate dall’Autorità con la deliberazione 384/2018/R/eel. In tale provvedimento l’Autorità ha ritenuto opportuno rimandare a successivi provvedimenti la definizione delle condizioni di attivazione e di erogazione dei servizi non già erogati ai sensi della regolazione vigente (tra cui quello di regolazione locale e centralizzata di potenza reattiva), ferma restando l’esigenza di installare dispositivi che ne consentano l’erogazione: ciò al fine di inquadrare le richiamate condizioni di attivazione e di erogazione dei servizi in un quadro più ampio che tenga conto del completamento dell’implementazione del regolamento RfG e dell’innovazione (in corso) della regolazione del dispacciamento.

Anche con riferimento alle reti di distribuzione, sono state riscontrate criticità in merito al mantenimento del corretto profilo di tensione. Sulla base dei dati e delle informazioni disponibili, in tali situazioni le imprese distributrici, a titolo esemplificativo e non esaustivo, già procedono a una serie di operazioni di tipo infrastrutturale, ivi inclusi il potenziamento o la nuova realizzazione di linee elettriche e la sostituzione o l’installazione di nuovi trasformatori. Si evidenzia altresì che le più recenti condizioni tecniche per la connessione già prevedono che gli impianti di produzione da connettere alle reti di media e bassa tensione siano dotati di dispositivi che consentano la regolazione della potenza reattiva. Anche in questo caso, come già indicato in relazione alla rete di trasmissione nazionale, si rende necessario effettuare valutazioni in merito alle condizioni per la fornitura delle risorse necessarie per la regolazione di tensione, tenendo conto delle potenzialità degli impianti di generazione distribuita.

Le imprese distributrici, in generale, non ravvisano allo stato attuale criticità derivanti da congestioni sulle proprie reti. Ciò deriva anche dal fatto che le reti di distribuzione sono state tipicamente progettate in modalità *“fit-and-forget”*, cioè facendo in modo che in ogni momento fossero adeguate per il trasporto dell’intera quantità di energia elettrica attesa in transito. Con lo sviluppo della generazione distribuita, una siffatta logica di pianificazione non risulterebbe più sostenibile: dovrebbe quindi gradualmente essere sostituita da una logica di tipo *“fit-and-control”* con relativa diffusione di strumenti per il controllo, il monitoraggio e la gestione in tempo reale dei flussi di energia sulle reti di media e bassa tensione.

Infine, e-distribuzione evidenzia di aver riscontrato alcuni casi di isola indesiderata sulle proprie reti, cioè casi in cui, a seguito dell’apertura di interruttori, permangono tratti di rete alimentati dalla generazione distribuita presente. Tali situazioni sono al momento gestite tramite investimenti tecnologici mirati, soluzioni volte ad adattare l’esercizio della rete elettrica al fine di contenere il rischio di danni (quali l’inibizione delle richiuse rapide) e istruzioni operative per garantire la sicurezza del personale operante sulle reti elettriche con rischi di formazione delle isole indesiderate.

Lo sviluppo delle infrastrutture di rete

Il nuovo contesto produttivo nazionale richiede rilevanti interventi sia dal punto di vista infrastrutturale sia dal punto di vista del dispacciamento (gestione integrata di produzione e consumo di energia elettrica): non sempre, cioè, la realizzazione di nuove infrastrutture rappresenta la soluzione migliore. Gli eventuali interventi infrastrutturali sulle reti elettriche devono pertanto essere analizzati congiuntamente con gli interventi relativi al dispacciamento al fine di definire le soluzioni ottimali.

L'adeguamento delle infrastrutture di rete esistenti riguarda sia la rete di trasmissione nazionale sia le reti di distribuzione, in relazione ai limiti di portata e al controllo dei profili di tensione modificati dalla potenza immessa dagli impianti di generazione (in particolare quelli alimentati da fonti rinnovabili non programmabili).

Oltre alla realizzazione di nuove infrastrutture e al potenziamento di quelle esistenti, l'Autorità, nel corso degli ultimi 7 anni, ha promosso dei progetti pilota finalizzati a sperimentare soluzioni e funzionalità innovative.

Con riferimento alla rete di trasmissione nazionale, assumono rilievo i progetti pilota per i sistemi di accumulo a batterie sperimentati da Terna in alcune porzioni di rete della zona Centro Sud per ridurre la mancata produzione eolica. I risultati del primo anno di esercizio sia dei progetti pilota "*energy intensive*" (ovvero sistemi di accumulo con elevata durata del ciclo di carica e scarica) sia dei progetti "*power intensive*" (ovvero sistemi di accumulo con elevata capacità di risposta immediata a perturbazioni di frequenza) sono stati pubblicati da Terna¹⁸ nel corso del 2017, come previsto dalle deliberazioni dell'Autorità con cui i medesimi progetti pilota sono stati approvati¹⁹. Contestualmente è stata anche sperimentata la tecnologia *Dynamic Thermal Rating* (DTR), ottenendo risultati molto interessanti tenendo conto dei relativi costi e benefici²⁰. In particolare, nel corso del 2016, la tecnologia DTR installata sulle due porzioni di rete su cui insistono i tre progetti pilota "*energy intensive*" si è dimostrata particolarmente efficiente per la riduzione della mancata produzione eolica contribuendo, su base annua, per 49 GWh di mancata produzione eolica evitata a fronte di circa 18 GWh di mancata produzione eolica evitata tramite i sistemi di accumulo.

Con riferimento alle reti di distribuzione, 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*, e di avviare un processo di rinnovamento dell'attuale sistema regolatorio dello sviluppo infrastrutturale.

¹⁸ Si veda la sezione del sito internet di Terna dedicata ai progetti pilota di accumulo www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/progettipilotadiaccumulo.aspx

¹⁹ Deliberazione 66/2013/R/eel per i progetti *energy intensive* e deliberazione 43/2013/R/eel per i progetti *power intensive*.

²⁰ Deliberazione 288/2012/R/eel.

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 che consentono l’esercizio di nuove funzionalità nelle reti di distribuzione, che permettono di garantire una elevata *hosting capacity* della rete di distribuzione con un volume inferiore di investimenti tradizionali. I primi dati raccolti dalle imprese distributrici non rilevano ancora un avvio diffuso delle nuove funzionalità; tuttavia, a fronte di specifiche richieste di informazioni dell’Autorità, le principali imprese distributrici hanno confermato che allo stato attuale le logiche per la pianificazione dello sviluppo di rete, di tipo “*fit-and-forget*”, sono in fase di evoluzione a partire dall’introduzione progressiva di tecnologie e criteri di tipo *smart grid*, garantendo il monitoraggio e il controllo in tempo reale dei flussi di energia sulle reti di media e bassa tensione.

Come già anticipato, il percorso delineato e sopra descritto dovrà inevitabilmente intersecarsi con l’innovazione della regolazione del dispacciamento. A tale fine risulterà particolarmente importante anche la soluzione relativa ai servizi di comunicazione necessari al funzionamento dei sistemi *smart* di distribuzione. Non si ritiene efficiente, in particolare, la realizzazione di una infrastrutturazione dedicata, ma l’utilizzo di servizi di comunicazione su frequenze licenziate ad alta *performance* (in particolare in termini di alta disponibilità e bassa latenza), che si possono coniugare con bassi costi di esercizio e alti livelli di protezione dai rischi di *cybersecurity* grazie agli sviluppi della tecnologia e-SIM e dei protocollo di comunicazione “*narrow band*”²¹.

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 su MGP.

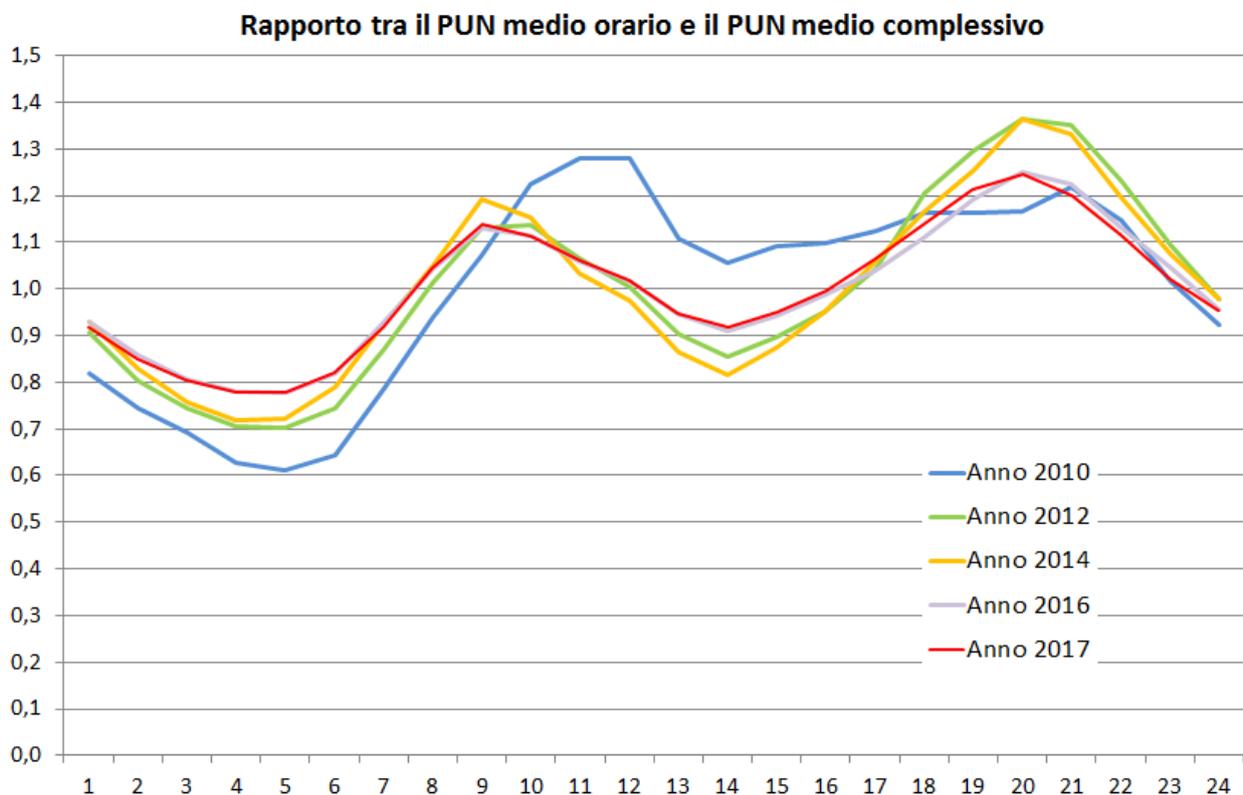
In particolare, mentre storicamente i prezzi più alti si formavano nelle ore diurne, in corrispondenza della massima richiesta di energia elettrica in rete, attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. La [figura 25](#) mostra il radicale cambiamento del profilo dei prezzi su MGP intervenuto tra il 2010 e il 2012 e successivamente stabilizzato. Al fine di eviden-

²¹ Si veda in particolare il documento dell’Autorità per le garanzie delle comunicazioni (AGCOM) allegato al documento di consultazione 245/2018/R/eel, in tema di evoluzione delle comunicazioni *wireless*: www.arera.it/allegati/docs/18/245-18contr_AGCOM.pdf

ziare 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 annuo²².

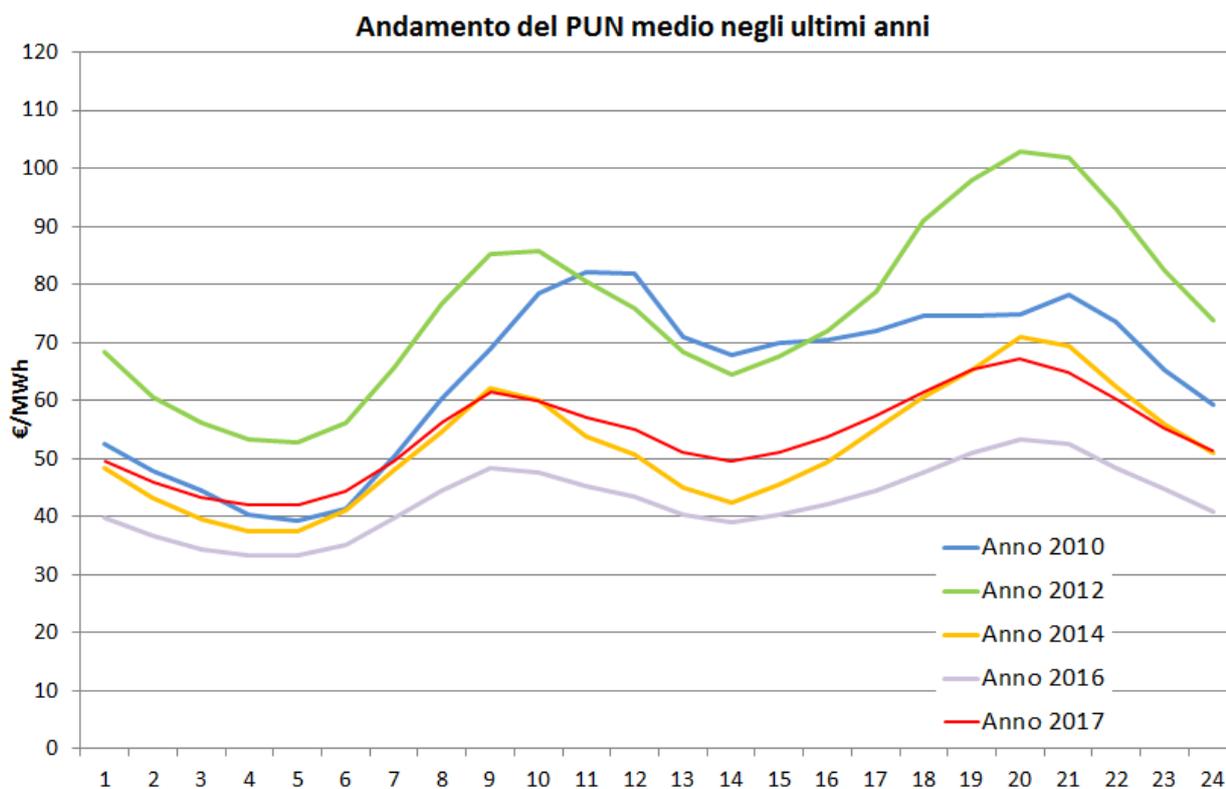
Sebbene si siano attenuate le differenze di prezzo medio tra le diverse ore del giorno, su base media annua, il massimo scostamento positivo rispetto al PUN medio annuo continua a essere più evidente nelle ore preeserali, mentre il massimo scostamento negativo, che ancora si presenta nelle ore notturne, continua a essere confrontabile con quello che si registra nelle prime ore del pomeriggio.

La figura 26 evidenzia l'andamento del PUN per alcuni anni recenti. Confrontando tale figura con la precedente, si nota che, nel 2017, pur a fronte di un aumento del PUN medio orario rispetto all'anno 2016, il profilo di prezzo è rimasto pressoché costante.



– figura 25 –

²² Il PUN medio annuo è risultato pari a 64,12 €/MWh nel 2010, a 72,23 €/MWh nel 2011, a 75,47 €/MWh nel 2012, a 62,99 €/MWh nel 2013, a 52,08 €/MWh nel 2014, a 52,31 €/MWh nel 2015, a 42,76 €/MWh nel 2016 e a 53,95 €/MWh nel 2017.



– figura 26 –

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 ca-

rattere 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 meccanismo 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. I progetti pilota sono, a tutti gli effetti, veri e propri regolamenti pilota, nel senso che non riguardano una sperimentazione limitata a un soggetto o a una tecnologia ma rappresentano una procedura sperimentale per consentire la partecipazione a MSD di unità di produzione e/o di consumo precedentemente non ammesse.

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, come meglio specificato nel seguito;
- 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 rientranti nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico.

Per quanto rileva ai fini della presente relazione, i progetti pilota possono riguardare:

- a) la partecipazione volontaria a MSD delle unità di produzione rilevanti a 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 nei punti b3) e 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 (ivi inclusi i sistemi di accumulo) e della domanda, 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 zona 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 consumo (UVAC), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo inserite in contratti di dispacciamento diversi. 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;

b2) 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 in contratti di dispacciamento diversi. Anche 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;

b3) unità virtuali abilitate miste (UVAM), caratterizzate dalla presenza sia di unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili) e/o unità di produzione rilevanti non obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione con unità di consumo, sia di unità di consumo²³. Rientrano anche i sistemi di accumulo, equiparati alle unità di produzione come previsto dalla deliberazione 574/2014/R/eel. Le UVAM rappresentano sostanzialmente l'evoluzione, in unico nuovo progetto pilota, delle UVAC e delle UVAP. Anche

²³ Nel caso in cui siano presenti unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con unità di consumo e aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA, il perimetro delle UVAM coincide con l'insieme delle unità di produzione e delle unità di consumo sottese al punto di connessione medesimo.

in questo caso, 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 già oggi esistenti. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP che può essere distinto dall'utente del dispacciamento;

- b4) unità virtuali abilitate nodali (UVAN), caratterizzate dalla presenza di unità di produzione non oggetto di abilitazione obbligatoria (siano esse programmabili o non programmabili), ed eventualmente anche di unità di consumo, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale.

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.

A partire dal 2017 sono stati avviati i primi progetti pilota, di seguito riassunti:

- ai sensi della deliberazione 372/2017/R/eel, a decorrere dall'1 giugno 2017 le UVAC possono richiedere l'abilitazione alla fornitura di riserva terziaria di potenza a salire e di risorse di bilanciamento. Esse devono avere ciascuna un prelievo complessivo massimo modulabile in riduzione almeno pari a 10 MW (poi ridotto a 1 MW) e devono essere in grado di modulare in riduzione il proprio prelievo entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna sostenendo tale riduzione per almeno 3 ore consecutive. Possono essere inserite anche unità di consumo per le quali è stato sottoscritto il contratto per il servizio di interrompibilità o superinterrompibilità, limitatamente ai carichi elettrici ulteriori rispetto a quelli assoggettati ai predetti servizi. Attualmente risultano abilitate 40 UVAC per una potenza complessiva di 422 MW (di cui 206 MW contrattualizzati a termine²⁴) gestite da 17 BSP. La quasi totalità di suddette UVAC risultano essere localizzate in zona Nord (34 UVAC), mentre le rimanenti si trovano in zona Centro-Nord (4 UVAC) e Centro-Sud (2 UVAC). I primi risultati, relativi al periodo 1 giugno 2017 – 30 aprile 2018, mostrano un buon grado di affidabilità delle UVAC con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari al 75% (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate) su un totale di 680,36 MWh di offerte accettate. Le UVAC sono state movimentate solo in tempo reale. Si evidenzia altresì che numerose UVAC sono composte da unità di consumo per le quali le modulazioni dei prelievi di energia elettrica vengono gestite tramite la variazione interna di produzione (tali UVAC, cioè, forniscono riserva a salire riducendo i prelievi di energia elettrica dalla rete senza necessariamente ridurre i propri consumi interni che vengono coperti tramite un aumento della produzione in sito);
- ai sensi della deliberazione 583/2017/R/eel, a decorrere dall'1 novembre 2017, le UVAP possono richiedere l'abilitazione alla fornitura della risoluzione delle congestioni a

²⁴ La contrattualizzazione a termine è stata prevista, coerentemente con quanto attualmente previsto dalla deliberazione 111/06 come richiamata dalla deliberazione 300/2017/R/eel, limitatamente ai periodi di criticità (estate e inverno) e alle zone in cui tali criticità si manifestano (Nord e Centro nord).

programma, della riserva terziaria di potenza e delle risorse per il bilanciamento (a salire o a scendere). Esse devono avere una capacità modulabile, a salire o a scendere, almeno pari a 5 MW (poi ridotta a 1 MW) e devono essere in grado di modulare la propria immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna sostenendo tale variazione per almeno 3 ore consecutive. Attualmente risultano abilitate 15 UVAP prevalentemente nella zona Nord, per una potenza complessiva di 94 MW e gestite da 15 BSP. La quasi totalità di UVAP qualificate è caratterizzata da sole unità di produzione idroelettriche (14 unità) e circa il 27% della potenza abilitata è riconducibile a unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (idroelettrico fluente). Anche in questo caso i primi risultati, disponibili fino al 30 aprile 2018, mostrano un buon grado di affidabilità, in quanto le UVAP movimentate durante il periodo di sperimentazione hanno mediamente fornito il 76% della modulazione richiesta, pari a 854,31 MWh a salire e 25,59 MWh a scendere. Anche le UVAP sono state movimentate solo in tempo reale;

- ai sensi della deliberazione 383/2018/R/eel, a decorrere dall'1 settembre 2018, le unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria possono essere abilitate alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e/o di sostituzione e per il bilanciamento. Ai fini della fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, possono richiedere l'abilitazione gli utenti del dispacciamento di unità di produzione che siano in grado di modulare (in aumento o decremento) la propria immissione di almeno 5 MW entro 15 minuti dalla richiesta. In caso di richiesta di abilitazione per la fornitura di risorse per la riserva terziaria rotante, l'unità di produzione deve essere in grado di modulare la propria immissione di almeno 5 MW entro 15 minuti dalla richiesta e mantenere la modulazione per almeno 2 ore consecutive. Ai fini della fornitura della riserva terziaria di sostituzione, l'unità di produzione deve essere in grado di variare la propria immissione di almeno 5 MW entro 2 ore dalla richiesta e sostenere la modulazione per almeno 8 ore. Infine, ai fini della fornitura di risorse per il bilanciamento, il requisito consiste nella capacità di modulare la propria immissione di almeno 2 MW entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna;
- ai sensi della deliberazione 422/2018/R/eel, a decorrere dall'1 novembre 2018, le UVAM possono richiedere l'abilitazione alla fornitura (a salire e/o a scendere) della risoluzione delle congestioni a programma, della riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e delle risorse per il bilanciamento. Le UVAM sono caratterizzate da una capacità modulabile (a salire o a scendere) pari ad almeno 1 MW. I requisiti di abilitazione ai fini della fornitura di risorse per la risoluzione di congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e per il bilanciamento consistono nella capacità di modulare, a salire o a scendere, il prelievo entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna e sostenere tale modulazione per almeno 2 ore consecutive. Ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria di sostituzione, invece, l'UVAM deve essere in grado di variare la propria immissione entro 120 minuti dalla richiesta e

sostenere la modulazione per almeno 8 ore consecutive. Per un periodo iniziale di 2 anni, è prevista la possibilità di contrattualizzare a termine le UVAM: in quest'ultimo caso, il BSP è tenuto a presentare offerte per il bilanciamento a salire, a prezzi non superiori allo Strike Price, per un quantitativo di risorse almeno pari alla potenza contrattualizzata e per almeno 2 ore consecutive comprese nella fascia tra le ore 14:00 e le ore 20:00 di tutti i giorni dal lunedì (incluso) al venerdì (incluso).

Infine, con la deliberazione 402/2018/R/eel, l'Autorità ha approvato il progetto pilota, proposto da Terna, volto a sperimentare la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti. Il quantitativo massimo di riserva primaria approvvigionabile nel Continente nell'ambito del progetto pilota viene posto, almeno per la prima fase della sperimentazione, pari a 30 MW.

La seguente [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 o BRP Utente del Dispacciamento (o Balance Responsible Party), responsabile della partecipazione a MGP/MI e della regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento
BSP Balance Service Provider, responsabile della partecipazione a MSD e del rispetto degli ordini di dispacciamento

Tipologia	Aggregazione per la partecipazione a MGP/MI	Caratteristiche aggregate per la partecipazione a MGP/MI (ad ogni aggregato corrisponde un punto di dispacciamento)	Aggregazione per la partecipazione a MSD	Caratteristiche aggregate 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
Unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione obbligatoria.	No	-	No	-	-	Si	UP abilitate (dual pricing)
Unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione obbligatoria abbinate 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)
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 Tema. Può comprendere UP inserite nel contratto di dispacciamento di diversi Udd	No	No	come UP non abilitate (single pricing)
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 Tema. Può comprendere UC inserite nel contratto di dispacciamento di diversi Udd	No	No	come UC non abilitate (single pricing)

Ulteriori possibilità ai fini dell'abilitazione a MSD

Altri aggregati	Si	Nessun aggregato per UP rilevanti; aggregato zonale per Udd nel caso di unità di consumo e, separatamente, nel caso di unità di produzione non rilevanti	Si: UVAM - Unità Virtuali Abilitate Miste	Costituito sia da UP non rilevanti e/o UP rilevanti non obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione con unità di consumo, sia da UC rientranti nello stesso perimetro definito da Tema. Rientrano anche i sistemi di accumulo. Può comprendere UP e UC inserite nel contratto di dispacciamento di diversi Udd.	No	No	come UP e UC non abilitate (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).

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 in:

- 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 diverse 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, a 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 programmabili²⁵, 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;

²⁵ 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.

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

All'interno delle bande avviene una sorta di aggregazione commerciale, su base zonale, tra unità di produzione rilevanti e non rilevanti alimentate da qualunque fonte non programmabile che accedono al meccanismo delle bande, riducendo il rischio volume e prezzo dello sbilanciamento associato a 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.

Sulla base dei dati disponibili emerge che l'incidenza percentuale delle unità di produzione rilevanti per le quali il corrispondente utente del dispacciamento ha optato per la regolazione degli sbilanciamenti basata sulle "bande" sopra richiamate si è ridotta dal 25% del 2016 al 17% del 2018; in relazione agli aggregati zonali delle unità di produzione non rilevanti, tale incidenza percentuale si è ridotta dal 39% del 2016 al 30% del 2018. Appare quindi che, per la maggior parte delle unità di produzione, gli utenti del dispacciamento preferiscono l'applicazione della regolazione "base" prevista per gli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione non obbligatoriamente abilitate a MSD.

3. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE: REGIMI COMMERCIALI SPECIALI, INCENTIVI E IMPATTO SUL CONTO PER NUOVI IMPIANTI DA FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE

3.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica

L'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili 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.

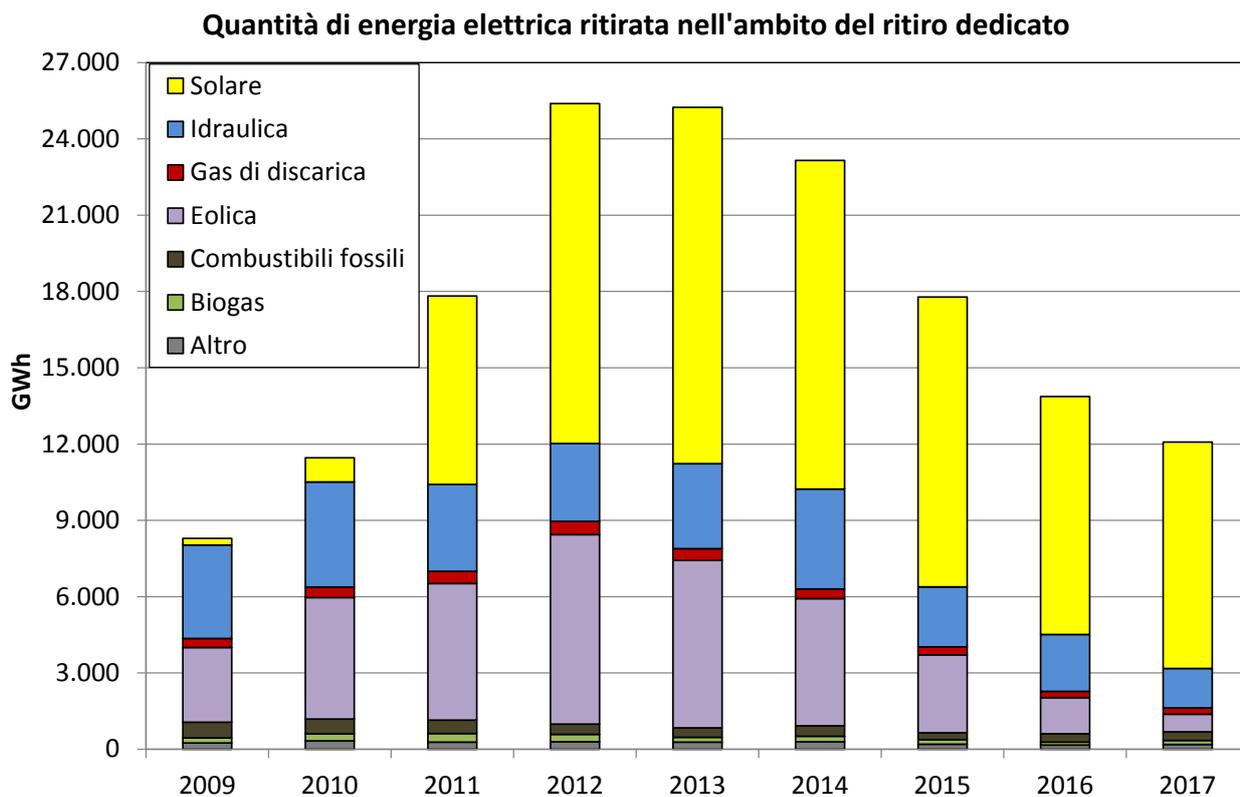
Il ritiro dedicato può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di taglia qualunque, a eccezione degli impianti che beneficiano di incentivi di tipo *feed in tariff* (i quali già includono il 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 su 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 2017 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 12,1 TWh (in marcata riduzione rispetto all'anno precedente), prodotta da 50.169 impianti, per una potenza complessiva di circa 9,5 GW.



- figura 27 ²⁶-

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 ritirata dal GSE che ha beneficiato dei prezzi minimi garantiti è stata pari a circa 2,1 TWh, prevalentemente prodotta da impianti fotovoltaici e idroelettrici, man-

²⁶ 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.

tenendosi stabile rispetto al valore dell'anno 2016. I prezzi minimi garantiti sono stati erogati anche per ulteriori 0,3 TWh non ritirati dal GSE, come consentito dall'articolo 15 della deliberazione 280/07.

I prezzi minimi garantiti impattano sulla componente tariffaria A₃ (A_{SOS} dal 2018) 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 2017, è stato pari a circa 18 milioni di euro, prevalentemente attribuibile agli impianti idroelettrici.

Scambio sul posto

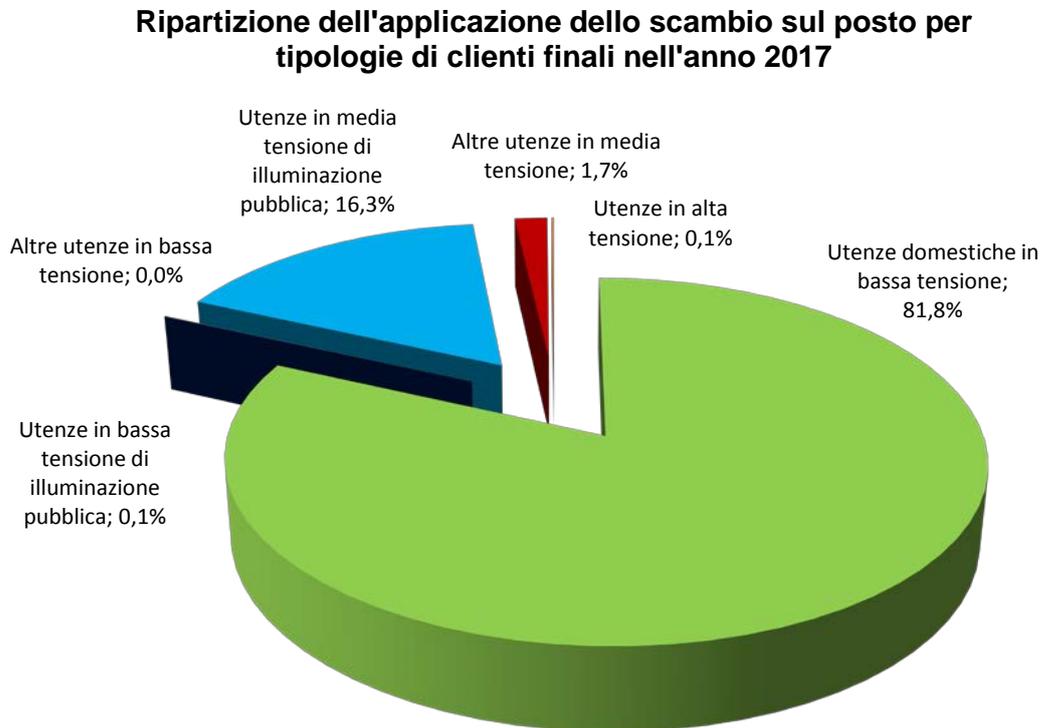
Lo scambio sul posto, istituito dal decreto legislativo 387/03 e dal decreto legislativo 20/07, è stato regolato dall'Autorità inizialmente con la deliberazione 28/06 (con il cosiddetto meccanismo *net metering*) e successivamente con la deliberazione ARG/elt 74/08 (con un meccanismo di compensazione 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 (A_{SOS} dal 2018) 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 2017 lo scambio sul posto ha interessato circa 608.800 impianti (quasi tutti fotovoltaici, 854 cogenerativi e 114 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare) presso altrettanti clienti finali, per una potenza complessiva di circa 5,2 GW e una quantità di energia elettrica complessivamente scambiata pari a quasi 2,2 TWh, in lieve aumento rispetto all'anno precedente, comportando un onere complessivo in capo agli altri clienti finali, coperto tramite la componente tariffaria A₃ (A_{SOS} dal 2018), di circa 139 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.



- 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*²⁷ e il *feed in premium*²⁸) 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, con riferimento agli strumenti economici, convivono:

²⁷ *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.

²⁸ *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*) Cip 6/92 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- incentivi sostitutivi dei certificati verdi (CV), consistenti in un *feed in premium* per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012 ²⁹;
- 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 a 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 464/2017/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 due 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

²⁹ 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.

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 2017 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è pari a circa 411 milioni di euro (tabella 2), per una quantità di energia elettrica pari a 6,8 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per 231 milioni di euro alle fonti rinnovabili (1,7 TWh) e per i restanti 180 milioni di euro alle fonti assimilate (5,1 TWh): tali valori, in diminuzione rispetto al 2016, sono attesi in ulteriore diminuzione nei prossimi anni. Il costo netto è interamente attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip 6/92, maggiori rispetto ai prezzi di mercato ed è posto a carico sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. Tale Conto fino al 2017 era alimentato dalla componente tariffaria A₃, mentre dal 2018 è alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} in relazione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione e dalla componente tariffaria A_{3RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti. Si noti che gli oneri in capo alla collettività derivanti dal provvedimento Cip 6/92 sono influenzati dai prezzi di mercato dell'energia elettrica;

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip 6/92 nell'anno 2017

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere nel 2017*	[Numero]	41	95,3%	2	4,7%	43
Potenza convenzionata nel 2017**	[MW]	475	34,4%	904	65,6%	1.379
Energia elettrica ritirata	[TWh]	1,66	24,4%	5,13	75,6%	6,79
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	316	41,6%	444	58,4%	761
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	85	24,4%	264	75,6%	350
Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate	[Milioni di euro]	231	56,2%	180	43,8%	411

I dati riportati nella presente tabella sono pre-consuntivi. 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.

* Le convenzioni ancora in essere al 31 dicembre 2017 sono 20.

** La potenza ancora convenzionata al 31 dicembre 2017 è pari a 830 MW, di cui 548 MW attribuibili all'unico impianto alimentato da fonti assimilate.

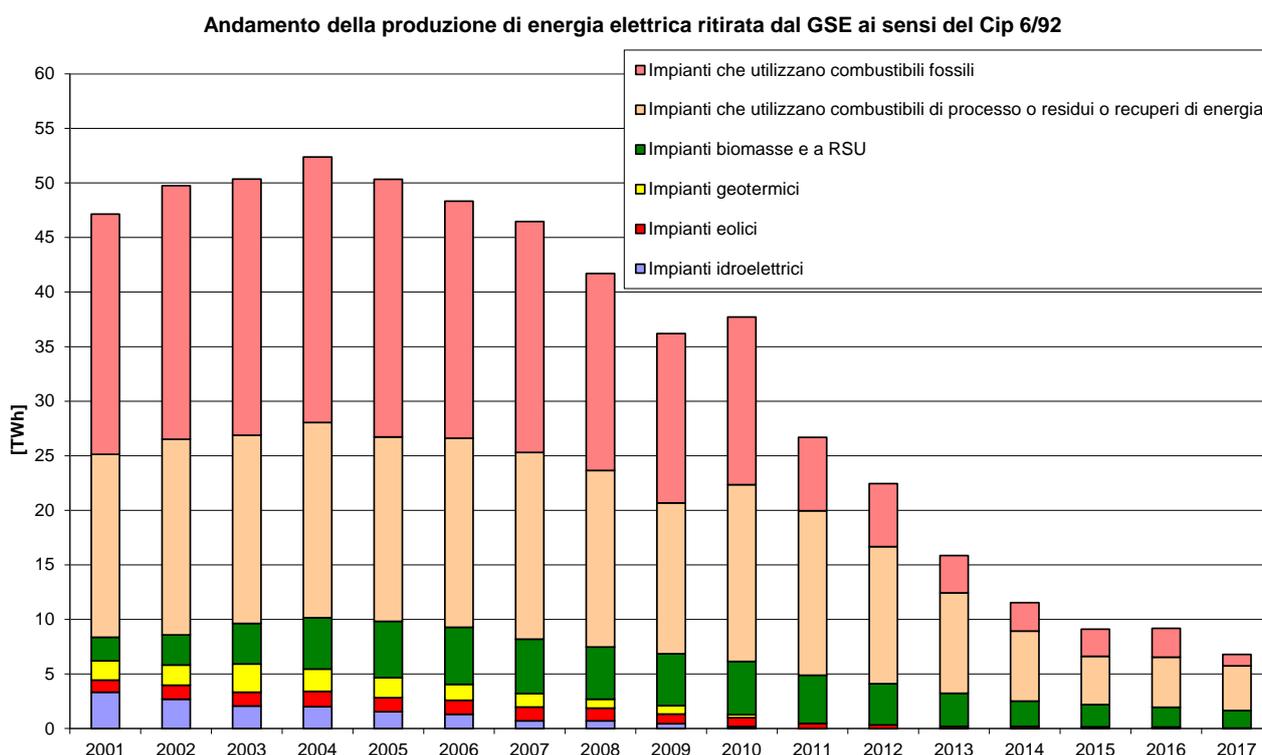
- tabella 2 -

- 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 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, pari a circa 24 milioni per l'anno 2016 e

stimabili in circa 26 milioni per l'anno 2017). Il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento.

Il Cip 6/92 include tra le fonti rinnovabili anche i termovalorizzatori dei rifiuti che, in relazione all'anno 2017, hanno un'incidenza non trascurabile in termini di energia elettrica ritirata (16,3% del totale) e in termini di impatto sulle bollette elettriche (35,9% del totale)³⁰.

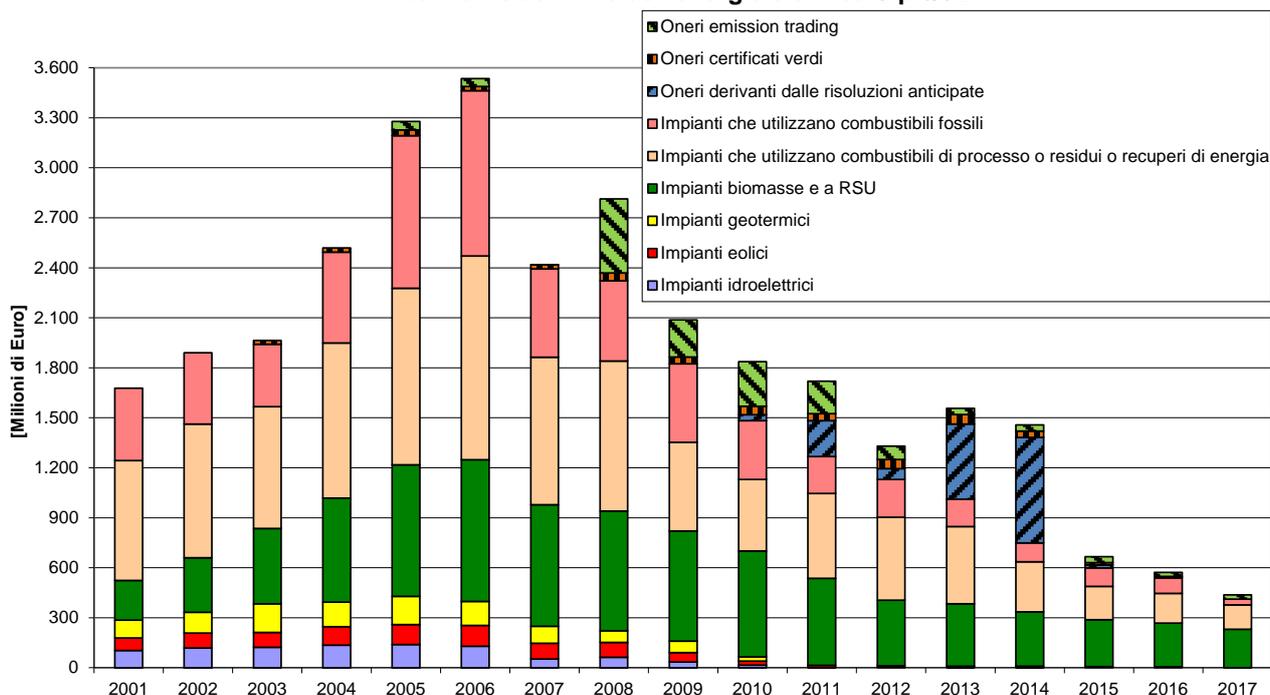
Le figure 29 e 30 evidenziano, rispettivamente, la quantità di energia elettrica e gli oneri annuali del provvedimento Cip 6/92 (intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico), ripartiti per fonte, a partire dal 2001: essi sono oggetto di progressivo esaurimento. Nella figura 30 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 -

³⁰ Benché la parte relativa ai rifiuti non biodegradabili viene separata dal 2018, a titolo indicativo nel 2017 essa incide per circa 71 milioni di euro (è circa la metà dell'impatto totale sulle bollette elettriche derivante dai termovalorizzatori di rifiuti).

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dal ritiro dell'energia elettrica Cip 6/92



- 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 5 -

Incentivi sostitutivi dei Certificati verdi (CV)

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 per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. Tale Conto fino al 2017 era alimentato dalla componente tariffaria A₃, mentre dal 2018 è alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} in relazione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione e dalla componente tariffaria A_{3RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.

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 2018, è pari a 98,95 €/MWh, in decrescita rispetto all'anno precedente (107,34 €/MWh) per effetto della crescita del prezzo di mercato dell'energia

elettrica. Nel solo caso di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, il valore unitario dell'incentivo è costante e pari al prezzo medio di mercato registrato nel 2010 (84,34 €/MWh).

La quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata con gli incentivi sostitutivi dei CV è stata pari a circa 27,6 TWh nell'anno 2017 (figura 31); a essa occorre aggiungere la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e incentivata con gli incentivi sostitutivi dei CV, pari a circa 0,3 TWh nell'anno 2017, per un totale di 27,9 TWh.

Gli oneri associati agli incentivi sostitutivi dei CV sono stimati pari, per l'anno di competenza 2017, a circa 3,2 miliardi di euro (di cui 24,5 milioni di euro relativi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e la restante parte attribuibile alle fonti rinnovabili), come evidenziati in figura 32³¹. I contributi più significativi sono dovuti alla fonte eolica (1,46 miliardi di euro) e idrica (0,64 miliardi di euro). Per gli anni successivi, tali oneri sono attesi in riduzione, con il progressivo esaurirsi del meccanismo.

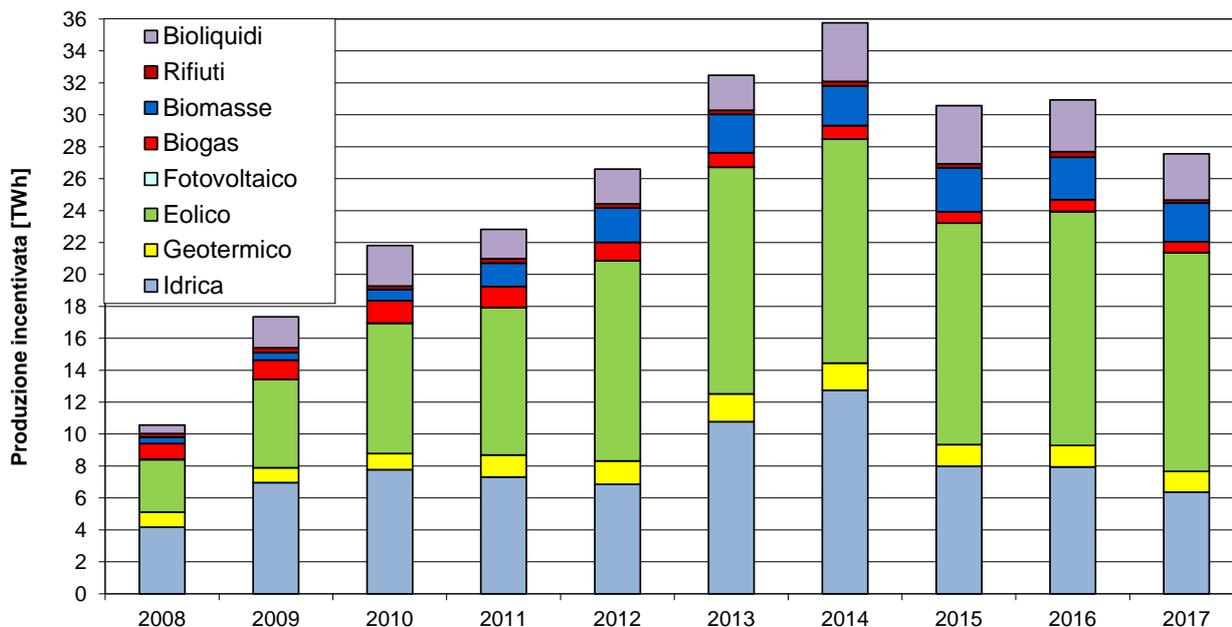
Un ultimo richiamo riguarda il cosiddetto "spalma incentivi" volontario di cui al decreto legge 145/13³². Esso tuttavia ha avuto effetti molto limitati, avendo comportato una riduzione temporanea del costo degli strumenti incentivanti di circa 53 milioni di euro annui che verranno recuperati tramite un allungamento del periodo incentivante.

³¹ Benché la parte relativa ai rifiuti non biodegradabili viene separata dal 2018, a titolo indicativo nel 2017 essa incide per circa 0,2 milioni di euro.

³² L'articolo 1, comma 3, del decreto legge 145/13 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:

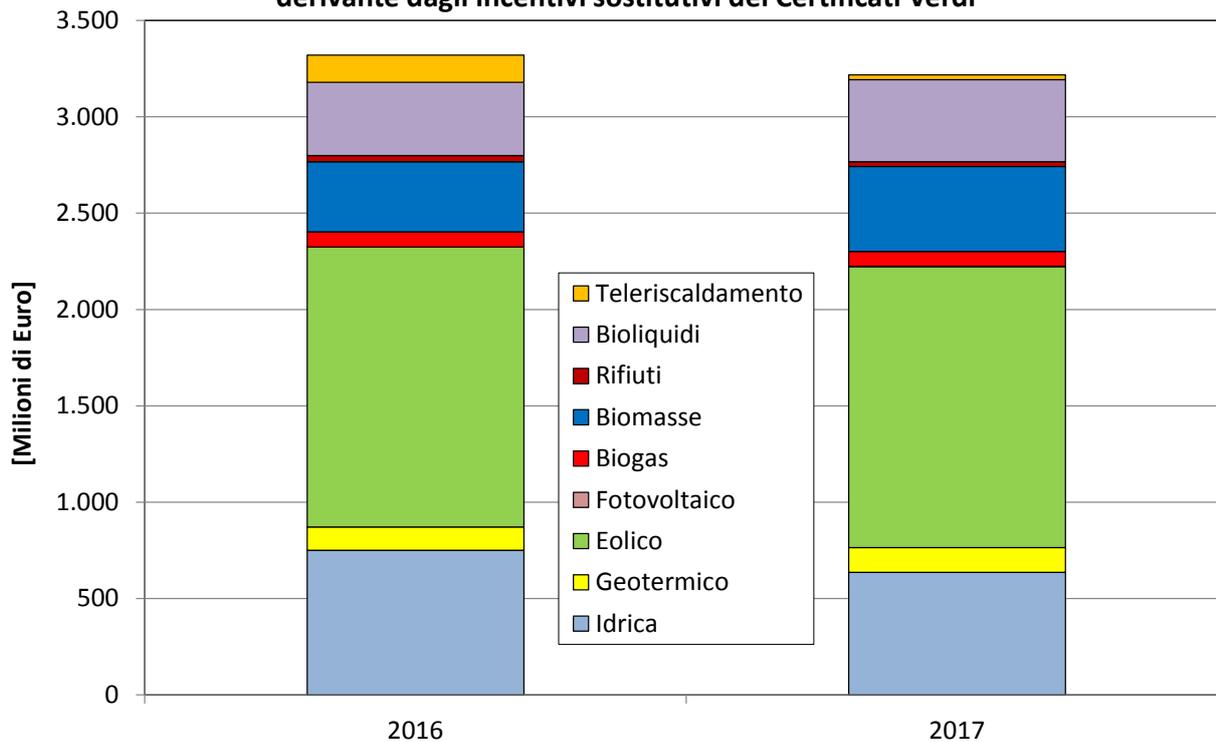
- a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per un periodo di dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso a ulteriori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

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



- figura 31 -

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dagli incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi



- figura 32 -

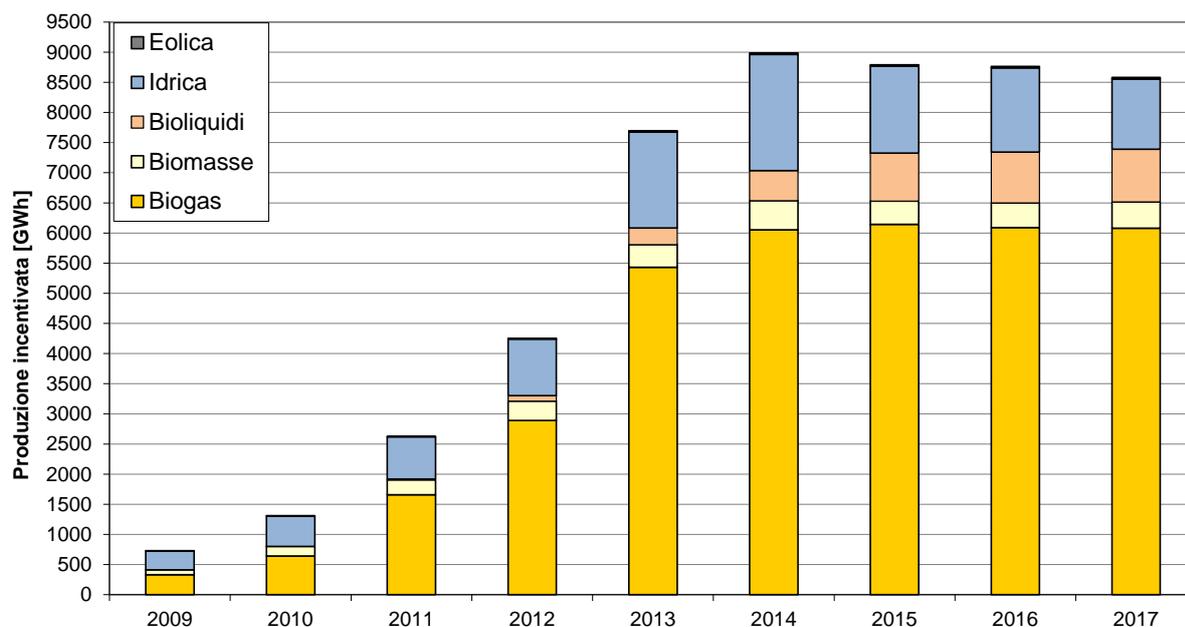
Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07

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 (A_{SOS} dal 2018); tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

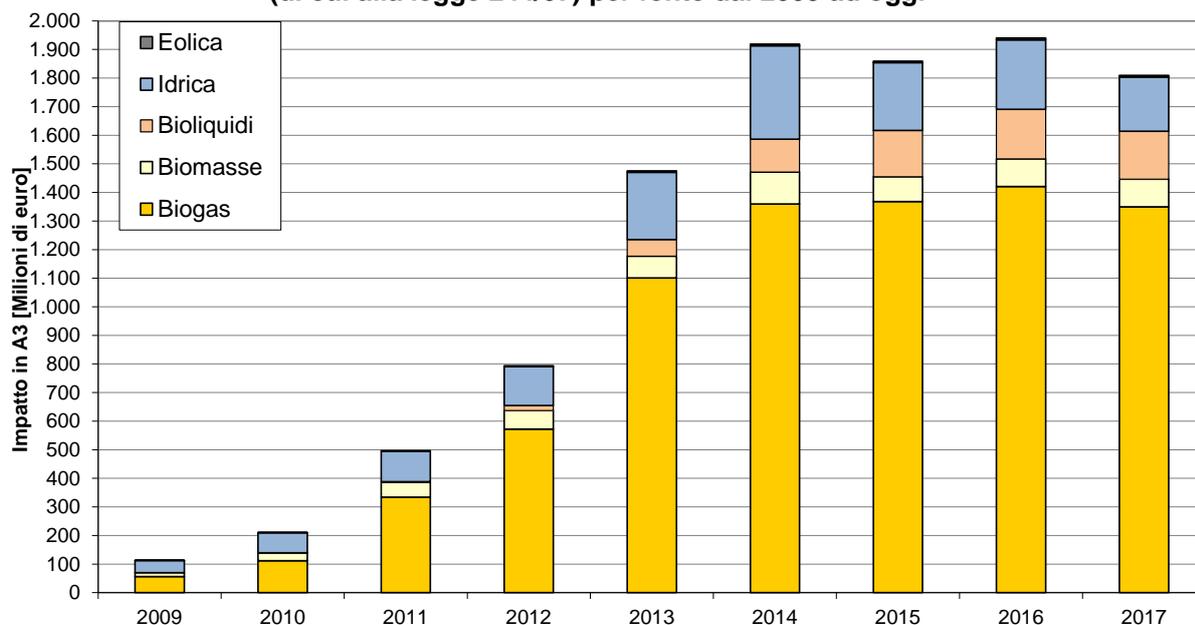
La [figura 33](#) rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva. Nell'anno 2017 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 1.810 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 8,6 TWh prodotta da 2.867 impianti per una potenza complessiva di circa 1.655 MW. Per l'anno 2018 e seguenti, al pari di quanto avvenuto negli ultimi anni, si attende una stabilizzazione poiché non è più possibile accedere alle tariffe fisse onnicomprensive di cui alla legge 244/07. La [figura 34](#) rappresenta l'evoluzione dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate associato all'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 244/07) per fonte dal 2009 ad oggi



- figura 33 ³³-

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla legge 244/07) per fonte dal 2009 ad oggi



- figura 34 ³³-

³³ La voce "biogas" comprende anche gli impianti alimentati da gas di discarica, da gas residuati dai processi di depurazione e da rifiuti.

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 con la 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 posto³⁴.

Con il V conto energia:

- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 1 MW hanno diritto a una tariffa onnicomprensiva (*feed in tariff*) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, nonché a un premio (*feed in premium*) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;
- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 1 MW hanno diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante e il prezzo zonale orario (*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 (A_{SOS} dal 2018) 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 pro-

³⁴ 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.

duttori. 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 (a eccezione del premio sul consumo in sito).

L'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, nel 2017 (dati di preconsuntivo), è stato pari a circa 6,35 miliardi di euro, relativi a una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 22,1 TWh (550.101 impianti per una potenza pari a 17,7 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 kW³⁵. Tale rimodulazione trova applicazione per circa 13.000 impianti (circa 10,5 GW), comportando un risparmio di circa 400 milioni di euro annui (di cui meno della metà comportano un effettivo risparmio, non venendo recuperati tramite un allungamento del periodo incentivante).

La [figura 35](#) 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 36](#) evidenzia l'evoluzione dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate associato agli impianti fotovoltaici.

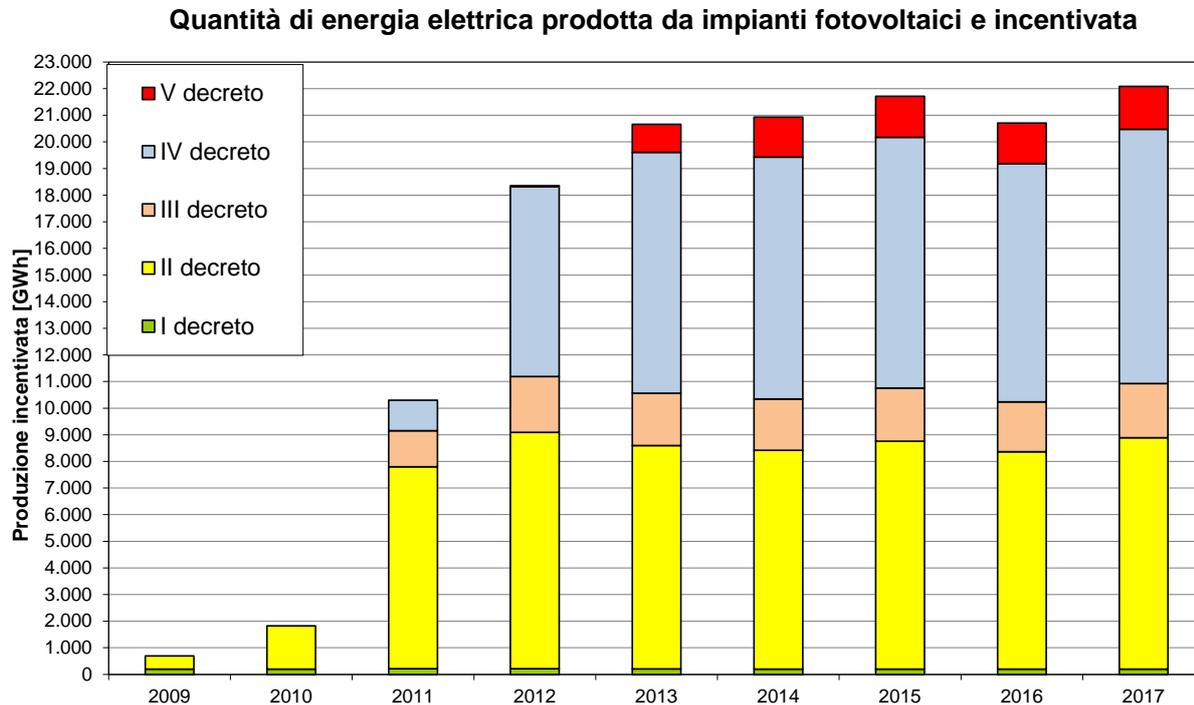
In relazione all'anno 2017, 99.508 impianti di potenza totale pari a circa 1,4 GW hanno beneficiato delle *feed in tariff* per circa 1 TWh di energia elettrica comportando un impatto sulla componente A₃ di circa 133 milioni di euro; 450.593 impianti di potenza totale pari a circa 16,3 GW hanno invece beneficiato del *feed in premium* per 20,5 TWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A₃ di circa 6.147 milioni di euro. In aggiunta a quanto sopra riportato, nel 2017 è stato erogato il premio sul consumo in sito (che,

³⁵ L'articolo 26, comma 3, del decreto legge 91/14 prevede che, a decorrere dall'1 gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 200 kW è rimodulata, a scelta dell'operatore, sulla base di una delle opzioni di seguito indicate:

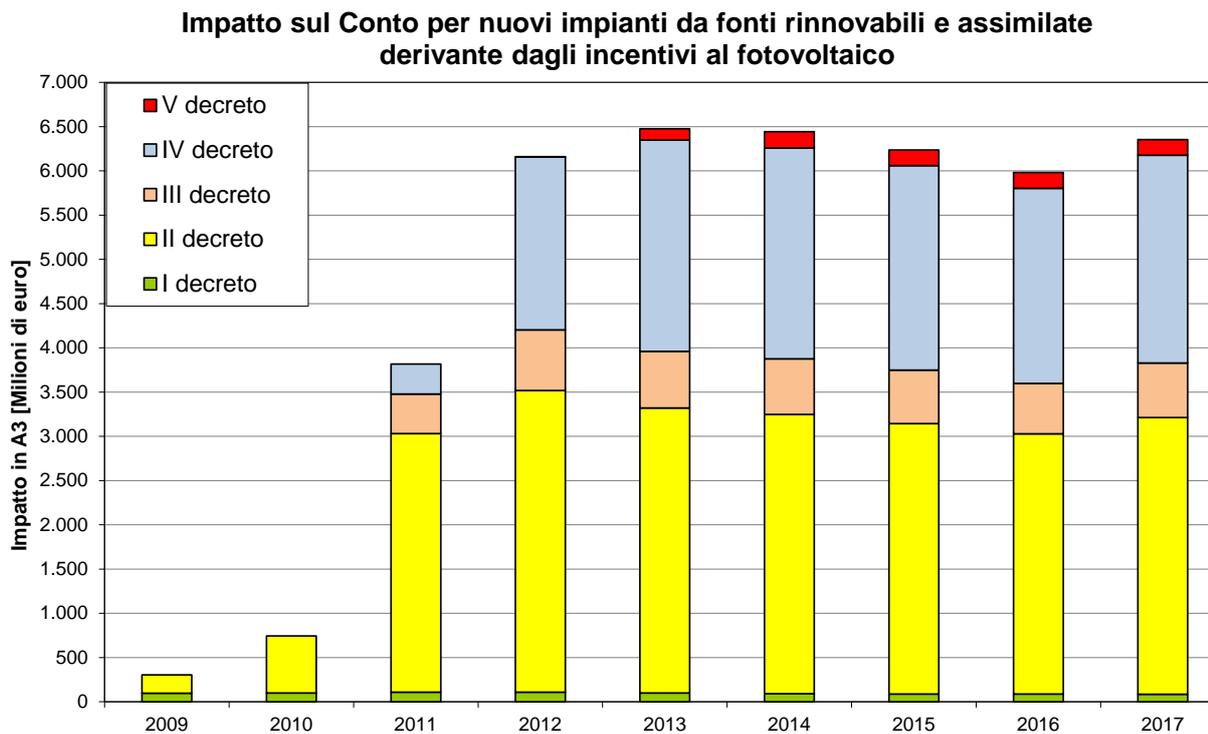
- l'opzione a) prevede che la tariffa sia erogata per un periodo di 24 anni, decorrente dall'entrata in esercizio degli impianti, e sia ricalcolata di conseguenza secondo una percentuale di riduzione dipendente dal periodo residuo di incentivazione;
- l'opzione b) stabilisce che, fermo restando il periodo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

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

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 73 milioni di euro.



- figura 35 -



- figura 36 -

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 (A_{SOS} dal 2018) e deriva:

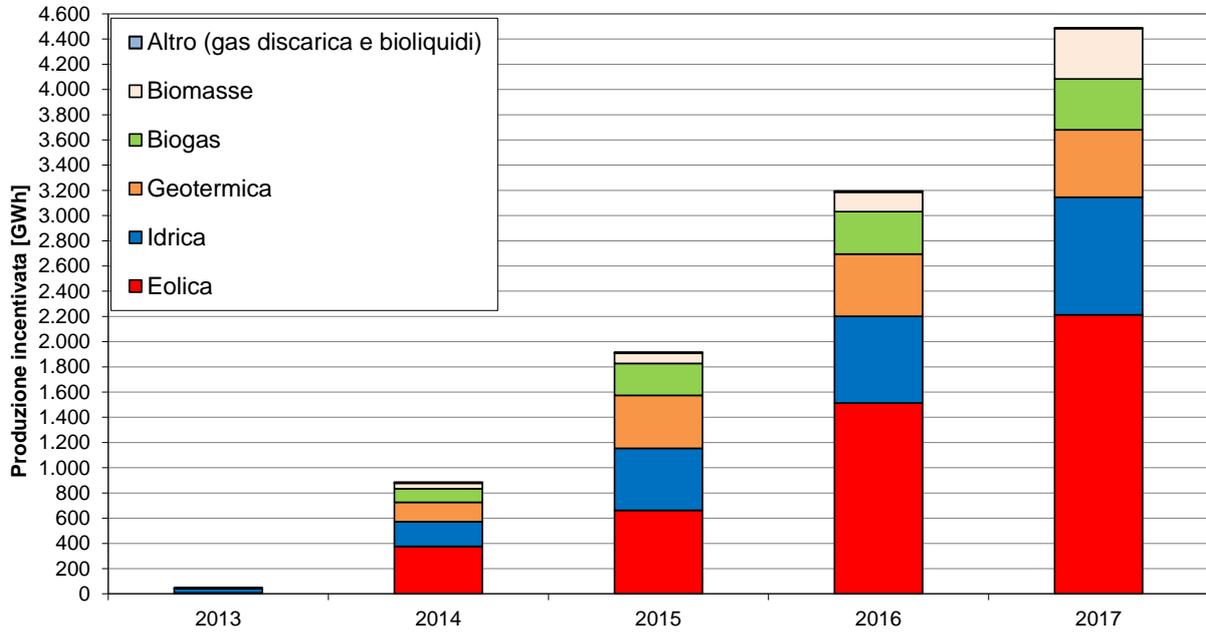
- nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW (fino a 500 kW nel caso del decreto interministeriale 23 giugno 2016), dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. L'onere complessivo 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 sulle bollette elettriche), per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e aumenta al diminuire dei medesimi prezzi.

Le [figure 37 e 38](#) evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 6 luglio 2012, suddivisi per fonte, dal 2013 al 2017. Con riferimento alla quantità di energia elettrica incentivata, il totale è aumentato da 48 GWh nel 2013 sino a circa 4.487 GWh nel 2017, principalmente per effetto di impianti eolici (2.212 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 353 milioni di euro nel 2017: i maggiori contributi sono rappresentati dalla fonte eolica (156 milioni di euro).

In relazione all'anno 2017, 2.683 impianti hanno beneficiato delle *feed in tariff* per circa 1.233 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A₃ di circa 181

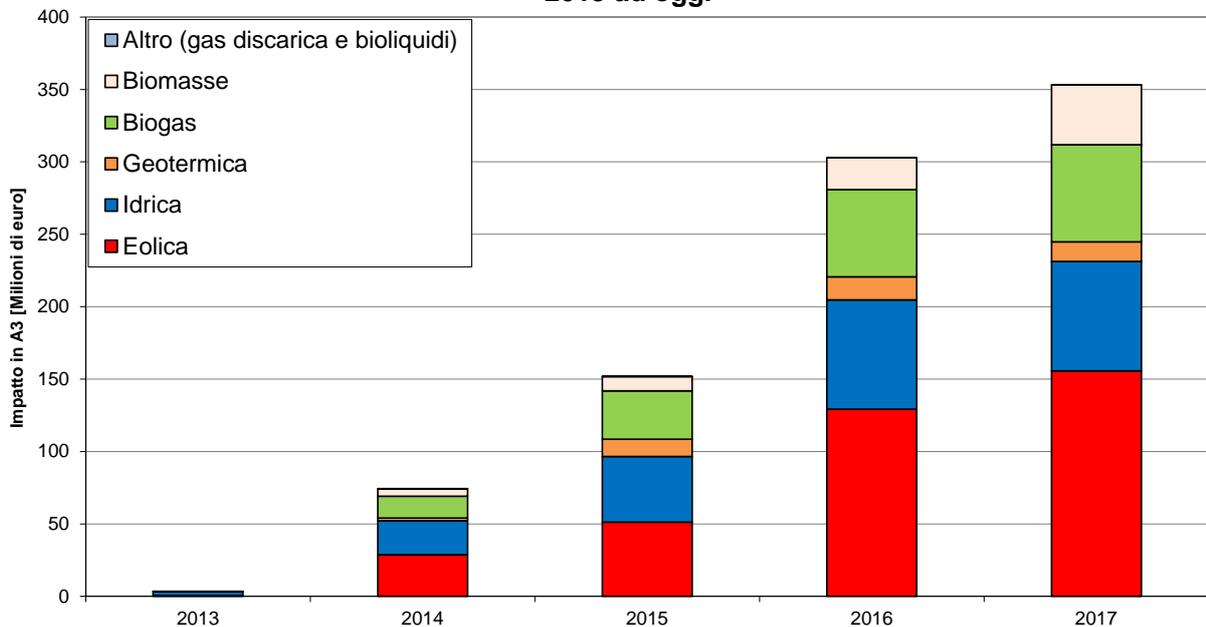
milioni di euro; 156 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* per 3.254 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A₃ di circa 172 milioni di euro.

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



- figura 37 -

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012 per fonte dal 2013 ad oggi



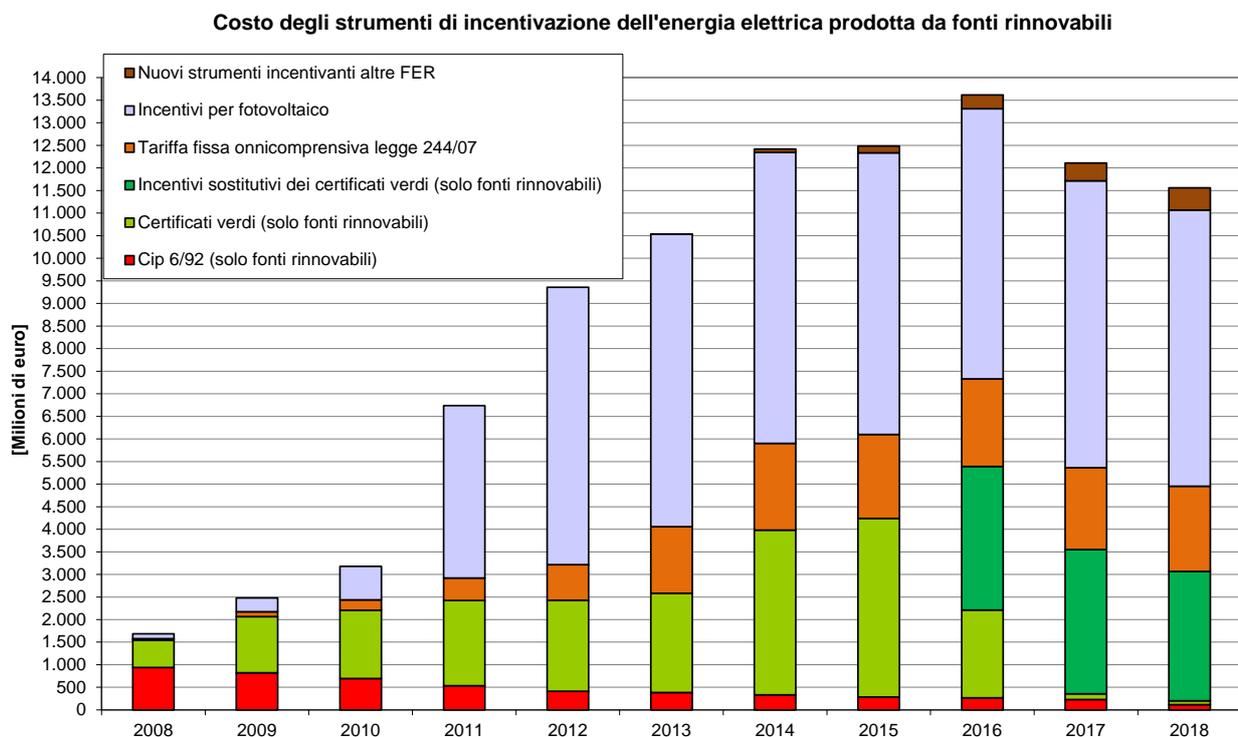
- figura 38 -

Sulla base dei dati di pre-consuntivo per l'anno 2017, 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 267 GWh (da aggiungere a quelli evidenziati in figura 37), abbiano comportato un costo in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate pari a circa 41 milioni di euro (da aggiungere a quelli evidenziati in figura 38). 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

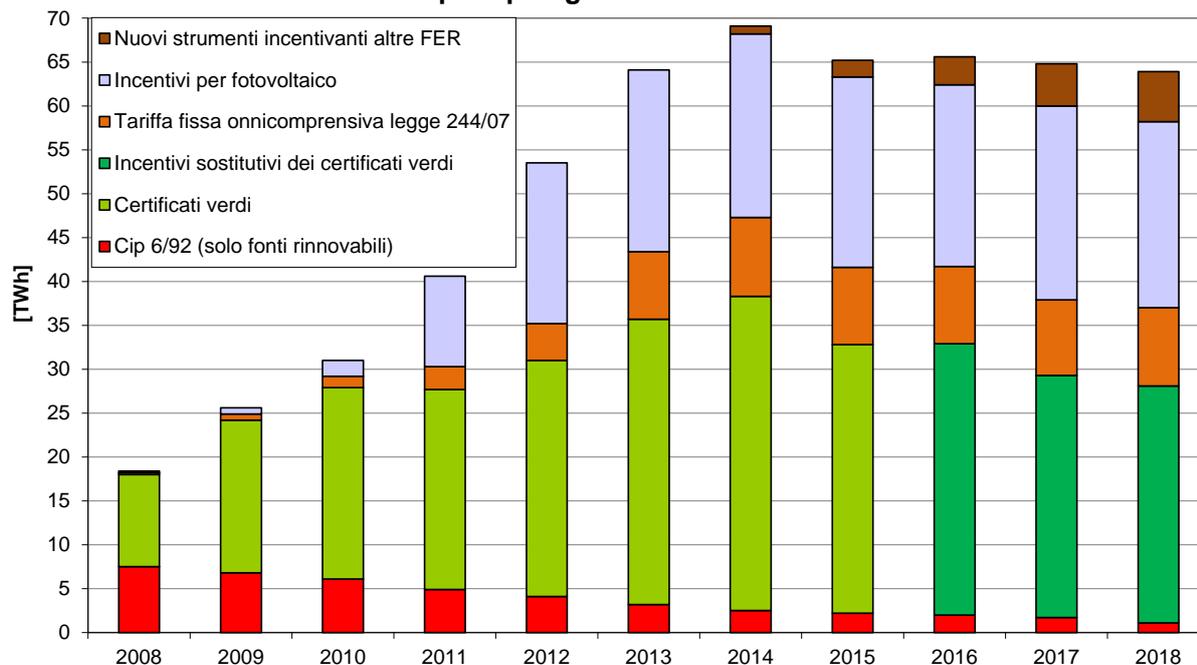
La figura 39 evidenzia gli oneri, fino ad oggi sostenuti, derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili. Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica piuttosto stabile, di circa 65 TWh, come evidenziato nelle figure 40 e 41, e attesa circa costante nel 2018.



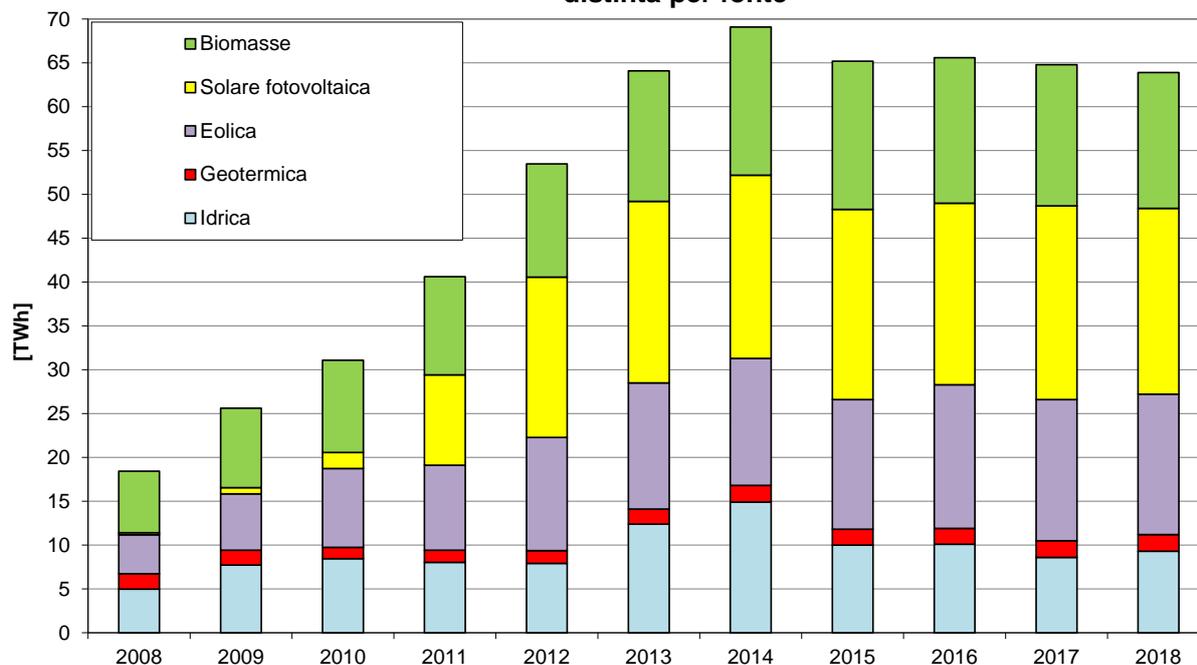
- figura 39: i dati relativi all'anno 2017 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2018 rappresentano la miglior stima a oggi possibile -

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



- figura 40: 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 2017 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2018 rappresentano la miglior stima a oggi possibile -

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



- figura 41 -

3.3 Impatto sulle bollette elettriche degli strumenti di sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate sono posti, in generale, sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. Come già anticipato, tale Conto fino al 2017 era alimentato dalla componente tariffaria A_3 , mentre dal 2018 è alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} in relazione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione e dalla componente tariffaria A_{3RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti. Complessivamente, per l'anno 2017, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili si stima che, a consuntivo, siano pari a circa 12,1 miliardi di euro (come emerge dalla figura 39), interamente coperti tramite la componente A_3 . Si stima che per l'anno 2018, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 11,6 miliardi di euro, quasi interamente coperti tramite la componente A_{SOS} (solo 46 milioni di euro si stima siano coperti tramite la componente A_{3RIM}).

La componente tariffaria A_3 (A_{SOS} dal 2018) 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 (in relazione agli incentivi sostitutivi dei CV). Ad esempio, per l'anno 2017, gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono pari a circa 12,5 miliardi di euro³⁶.

Si noti che quanto appena riportato non è necessariamente pari al gettito della componente A_3 (A_{SOS} dal 2018) per il medesimo anno, poiché in alcune circostanze particolari è possibile che la raccolta sia lievemente disallineata rispetto alle reali necessità.

Le tabelle 3, 4 e 5 evidenziano nel dettaglio quanto fino a ora presentato³⁷.

³⁶ Ai circa 12,1 miliardi di euro imputabili alle fonti rinnovabili, di cui si è detto sopra, occorre aggiungere circa 0,2 miliardi di euro riferiti alle fonti non rinnovabili e circa 0,2 miliardi di euro derivanti dal ritiro dedicato e scambio sul posto.

³⁷ I dati puntuali relativi agli anni precedenti il 2017 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	2017 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2017
	Milioni di euro						
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate							
Energia elettrica da impianti Cip 6/92 (fonti rinnovabili)	415	384	335	285	267	231	<i>in riduzione</i>
Certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (fonti rinnovabili)	1.255	1.263	3.134	3.747	1.943	128	<i>in azzeramento</i>
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (fonti rinnovabili)	-	-	-	-	3.179	3.193	<i>in riduzione</i>
Fotovoltaico	6.141	6.477	6.443	6.237	5.981	6.353	<i>stabile</i>
Tariffa fissa onnicomprensiva legge 244/07	793	1.475	1.920	1.859	1.940	1.810	<i>stabile</i>
Incentivi di cui ai DM 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016	-	3	74	152	305	394	<i>in aumento</i>
Totale (a)	8.604	9.602	11.906	12.280	13.615	12.109	
Oneri associati agli strumenti incentivanti NON a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate							
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	12.417	12.485	13.615	12.109	

– tabella 3. 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 5) –

	2012	2013	2014	2015	2016	2017 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2017
	Milioni di euro						
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate							
Totale tratto dalla tabella 3 (a)	8.604	9.602	11.906	12.280	13.615	12.109	
Ulteriori oneri associati alle fonti rinnovabili a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (1)							
Ritiro dedicato	84	373	66	38	49	18	<i>stabile</i>
Scambio sul posto	98	157	152	159	181	139	<i>stabile</i>
Totale (d)	182	530	218	197	230	157	
Totale oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali per le fonti rinnovabili (e = a + d)	8.786	10.132	12.124	12.477	13.845	12.266	

(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.

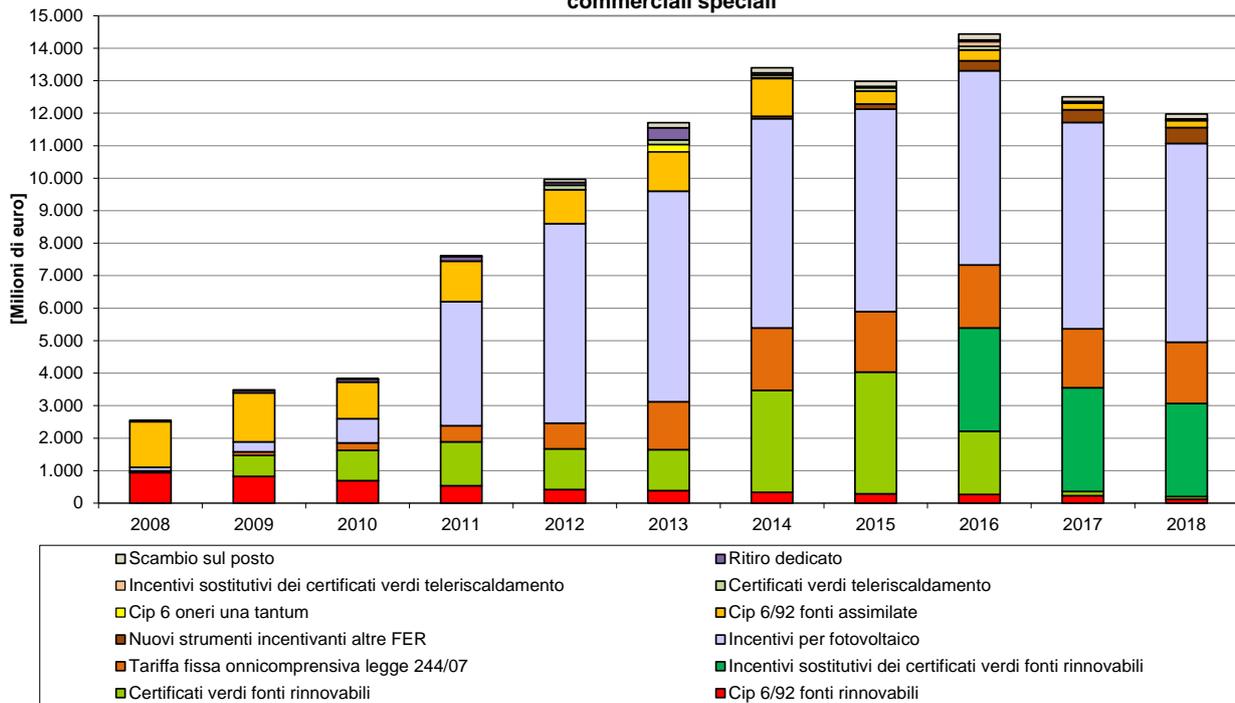
– tabella 4 –

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Prospettive per gli anni successivi al 2017
	Milioni di euro						
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti assimilate a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate							
Energia elettrica da impianti Cip 6/92 (fonti assimilate)	740	628	414	308	272	180	<i>in riduzione in riduzione non più presente voce una tantum</i>
Riconoscimento oneri CO ₂	194	80	38	37	36	24	
Riconoscimento oneri acquisto certificati verdi	42	55	57	37	14	-	
Oneri anticipati derivanti dalla risoluzione Cip 6/92	64	450	648	18	9	-	
Totale (f)	1.040	1.213	1.157	400	331	204	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate							
Certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (teleriscaldamento)	137	146	84	103	119	9	<i>in azzeramento in riduzione</i>
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (teleriscaldamento)	-	-	-	-	141	24	
Totale (g)	137	146	84	103	260	33	
Totale oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivanti da strumenti incentivanti per le fonti non rinnovabili (h = f + g)	1.177	1.359	1.241	503	591	237	
Altri oneri una tantum							
Conguagli Cip 6 per effetto di contenziosi e deroghe (2) (i)	-	218	32	2	-	-	<i>voce una tantum</i>
(2) Sono conguagli derivanti dall'esito del contenzioso relativo al CEC dell'anno 2008 e dall'applicazione delle deroghe consentite dal D.M. 20 novembre 2012 in relazione ai rendimenti da utilizzare ai fini del calcolo del CEC.							
Totale oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali (m = e + h + i)	9.963	11.709	13.397	12.982	14.436	12.503	

– tabella 5. 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 42 evidenzia l'andamento negli ultimi anni dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dagli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate e dai regimi commerciali speciali.

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dagli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate e dai regimi commerciali speciali



– figura 42. 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 39 e 42 emerge un picco nel 2016 per effetto della somma tra il ritiro dei CV rimasti invenduti e della contestuale erogazione dei nuovi incentivi sostitutivi³⁸.

Emerge altresì una importante riduzione del costo degli strumenti incentivanti tra il 2018 e il 2017, riduzione che dovrebbe gradualmente proseguire negli anni successivi³⁹. Più in dettaglio:

- gli oneri associati al provvedimento Cip 6 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;

³⁸ 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 in generale 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).

³⁹ A 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 derivanti dal ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti sono in forte riduzione. Sulla base dei dati attualmente disponibili risultano ancora presenti circa 1 milione di CV invenduti per un esborso atteso nel 2018 di circa 100 milioni di euro;
- le tariffe incentivanti che hanno sostituito i CV a decorrere dal 2016 saranno in riduzione per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto;
- gli oneri associati alle 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 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, più recentemente, 23 giugno 2016) sono attesi in crescita. Tuttavia essi verranno assegnati agli impianti di nuova realizzazione finché il costo indicativo cumulato⁴⁰ 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 comunque 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.

⁴⁰ 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)⁴¹, il legislatore ha individuato i Sistemi di Autoproduzione (SAP), i Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU), i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU (SESEU)⁴² e i Sistemi in Scambio sul Posto (SSP)⁴³. 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. Inoltre, l'Autorità, con la deliberazione 578/2013/R/eel, ha introdotto la categoria degli Altri Sistemi Esistenti (ASE) che raggruppa tutti i sistemi che, pur non rientrando in specifiche definizioni di SSPC, sono stati realizzati e connessi alla rete pubblica prima dell'entrata in vigore della medesima deliberazione 578/2013/R/eel;
- b) nell'ambito delle reti elettriche⁴⁴, oltre alle reti pubbliche gestite da un concessionario, il legislatore ha individuato i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) di cui alla direttiva 2009/72/CE, a loro volta suddivisibili in Reti Interne d'Utenza (RIU) e Altri SDC (ASDC). A oggi non possono essere realizzati nuovi SDC (si veda, al riguardo, la Segnalazione al Governo e al Parlamento 348/2014/I/eel).

La tabella 6 riporta una sintesi delle diverse tipologie di sistemi ammissibili nel sistema elettrico nazionale.

Con riferimento all'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, a decorrere dall'1 gennaio 2017, per effetto del decreto-legge 244/16

⁴¹ 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 a 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 (cliente finale e produttore possono coincidere con lo stesso soggetto ovvero possono essere soggetti diversi).

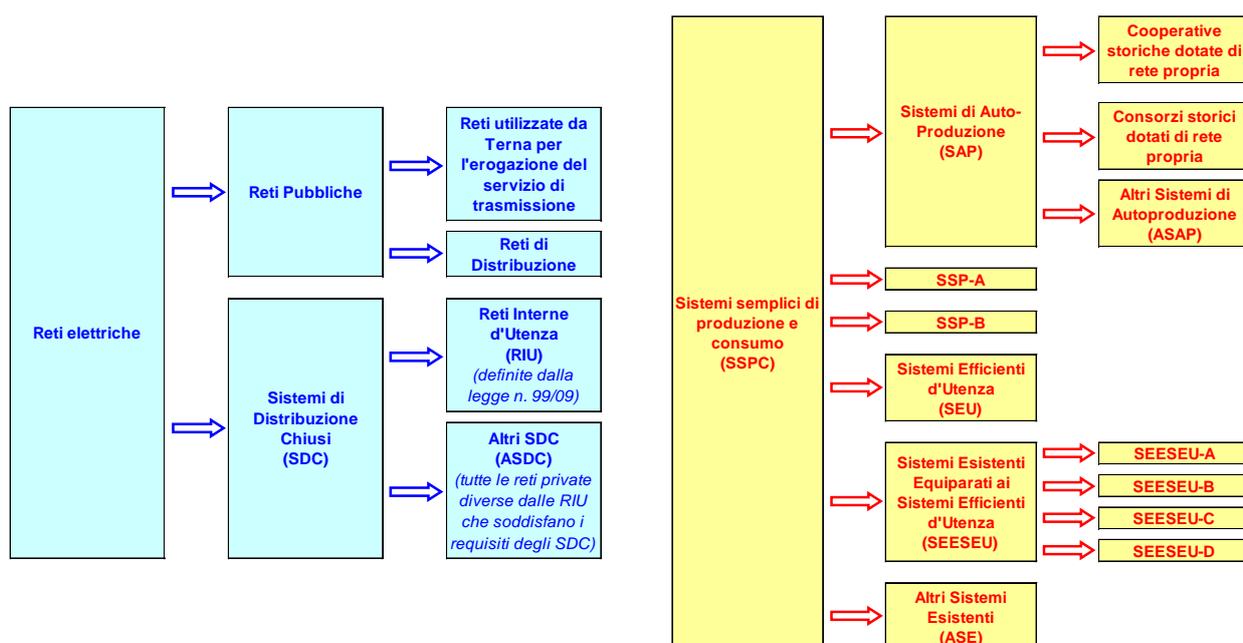
⁴² I SESEU, a loro volta, possono essere ripartiti in quattro diverse categorie. Si vedano, al riguardo, la deliberazione 578/2013/R/eel (che definisce i SESEU di tipo A, B e C) e i comunicati a essa riferiti e la deliberazione 788/2016/R/eel (che definisce i SESEU di tipo D).

⁴³ 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.

⁴⁴ 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 a 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 a uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica.

(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.

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 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – TISSPC e Testo Integrato 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 6. 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 SEESEU 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). 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). Il registro delle RIU è stato da ultimo aggiornato con la deliberazione 426/2018/R/eel: attualmente le RIU sono 33. La loro significativa riduzione deriva dal fatto che molte di esse sono state ricondotte ad ASSPC.

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, erano tenuti ad auto-dichiararsi entro il 30 giugno 2018, richiedendo la connessione al gestore di rete territorialmente competente⁴⁵ (diventando quindi utenti della rete pubblica) ovvero richiedendo all'Autorità la costituzione di un ASDC ai sensi del TISDC (ove ne ricorrano i presupposti e qualora sia

⁴⁵ In tali casi, spetta al gestore di rete concessionario valutare se realizzare una nuova connessione ovvero se utilizzare il collegamento elettrico già esistente (POD virtuale), tenendo conto della necessità di garantire l'uso efficiente delle risorse complessive.

effettuata tale scelta⁴⁶). Per ulteriori approfondimenti si rimanda alla deliberazione 276/2017/R/eel e ai comunicati associati⁴⁷.

Sulla base dei dati più recenti a oggi disponibili riferiti all'anno 2017, risultano censiti circa 740.000 ASSPC. Oltre ai più di 600.000 sistemi in scambio sul posto (SSP) già analizzati nel capitolo 3, si registrano circa 131.000 SEU e circa 3.000 SEESEU; la potenza degli impianti di produzione installati in tali ASSPC già censiti è pari a circa 17,2 GW (di cui 5,2 riferita ai SSP, 6,6 GW riferita ai SEESEU, 4,8 GW ai SEU e 0,6 GW agli ASE), mentre l'energia elettrica consumata in sito negli ASSPC è stimabile in circa 22,1 TWh (di cui 2,5 TWh attribuibile ai SSP, 12 TWh attribuibile ai SEESEU, 6,6 TWh attribuibile ai SEU e 1 TWh attribuibile agli ASE). Si evidenzia infine che il censimento degli ASSPC, intestato al GSE ai sensi della deliberazione 276/2017/R/eel, non è ancora del tutto completato⁴⁸: pertanto i dati sopra riportati sono ancora suscettibili di aggiornamenti.

⁴⁶ 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.

⁴⁷ <https://www.arera.it/it/elettricit /SSPC.htm> e <https://www.arera.it/it/comunicati/18/180529uc.htm>.

⁴⁸ Al momento non sono ancora stati censiti gli ASAP e permangono sistemi semplici di produzione e consumo per i quali i dati disponibili non consentono di completare il censimento.