

RELAZIONE 25 GIUGNO 2015

308/2015/I/EFR

**IL NUOVO MIX DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA: STATO DI
UTILIZZO E DI INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE
ALIMENTATI DALLE FONTI RINNOVABILI E DEGLI IMPIANTI DI
COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO**

Relazione sullo stato dei servizi

25 giugno 2015

Premessa

La presente relazione fa seguito a quella pubblicata lo scorso anno in merito allo “Stato di utilizzo e integrazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili” (277/2014/I/efr), focalizzando l’attenzione anche sulla generazione distribuita e la cogenerazione ad alto rendimento.

La relazione descrive inizialmente l’evoluzione del mix produttivo di energia elettrica in Italia, evidenziando la crescente diffusione delle fonti rinnovabili, in particolare non programmabili e della generazione distribuita, nonché il nuovo ruolo degli impianti termoelettrici e idroelettrici a serbatoio ai quali viene richiesta maggiore flessibilità.

Successivamente essa affronta gli effetti che tale nuovo mix produttivo ha avuto sull’intero sistema, in particolare sulle reti elettriche, sui mercati e sul dispacciamento, focalizzando l’attenzione sulle attività già poste in essere dall’Autorità e di quelle ancora in corso finalizzate a consentire una maggiore diffusione delle nuove tipologie impiantistiche garantendo la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. La relazione evidenzia come l’intero sistema elettrico debba diventare uno “smart system” caratterizzato da maggiore flessibilità e interoperabilità rispetto al passato.

La relazione dà seguito all’analoga pubblicata lo scorso anno anche per quanto riguarda l’impatto economico degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili, con alcune brevi considerazioni in merito all’evoluzione dei costi degli strumenti incentivanti.

Viene dato spazio anche a considerazioni afferenti al crescente consumo in sito di energia elettrica, il che rende urgenti riflessioni e revisioni della struttura delle bollette elettriche, con particolare riferimento alla parte attinente agli oneri generali di sistema, di entità complessiva molto rilevante e non correlati all’utilizzo delle reti elettriche (anche se storicamente sono sempre stati applicati all’energia elettrica prelevata dalle reti medesime).

Infine, per la prima volta, viene dato spazio anche alla cogenerazione ad alto rendimento che riveste un ruolo molto rilevante sia nel settore elettrico sia, più in generale, nel contesto dell’efficienza energetica e che spesso viene trascurata solo perché non ha avuto una crescita così marcata e veloce come le fonti rinnovabili.

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

INDICE

SINTESI DEI PRINCIPALI COMMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE	4
1. QUADRO GENERALE	8
<i>La variazione del mix produttivo di energia elettrica</i>	8
<i>La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica</i>	9
<i>La produzione termoelettrica</i>	11
<i>La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita</i>	13
2. EFFETTI DELLE FONTI RINNOVABILI E DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA SUL SISTEMA ELETTRICO	14
2.1 Gli effetti sulle reti elettriche	14
<i>Connessioni</i>	14
<i>Il problema della saturazione virtuale delle reti</i>	20
<i>Il tema delle inversioni di flusso</i>	22
<i>Il tema delle perdite di rete</i>	24
<i>Lo sviluppo delle infrastrutture di rete</i>	25
2.2 L'evoluzione dei mercati e del dispacciamento	27
<i>Il cambiamento del profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima</i>	27
<i>Nuova modalità di funzionamento degli impianti termoelettrici e degli impianti idroelettrici a serbatoio</i>	29
<i>Evoluzione del dispacciamento</i>	30
3. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE: REGIMI COMMERCIALI SPECIALI, INCENTIVI E IMPATTO IN A3	42
3.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica	42
<i>Ritiro dedicato</i>	43
<i>Scambio sul posto</i>	44
3.2 Meccanismi di incentivazione	46
<i>Provvedimento Cip 6/92</i>	48
<i>Certificati verdi (CV)</i>	51
<i>Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07</i>	57
<i>Incentivi per gli impianti fotovoltaici</i>	58
<i>Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 per gli impianti diversi dai fotovoltaici</i>	61
<i>Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati</i>	63
3.3 Impatto in A3 degli strumenti di sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate	65
4. QUESTIONI AFFERENTI AL CONSUMO IN SITU	69
<i>Tariffe di trasporto</i>	70
<i>Oneri generali di sistema</i>	70
5. LA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO	73

SINTESI DEI PRINCIPALI COMMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE

La struttura del portafoglio di generazione di energia elettrica in Italia sta subendo profondi cambiamenti in un arco temporale molto ristretto. Tali cambiamenti riguardano essenzialmente:

- la forte crescita delle fonti rinnovabili negli ultimi dieci anni, sia in termini di potenza installata (39% nel 2013 a fronte del 24% nel 2004), che di produzione (circa 39% nel 2013, a fronte di circa 18% nel 2004) e conseguente riduzione dell'incidenza delle fonti fossili, soprattutto dell'olio combustibile, ormai quasi del tutto inutilizzato (1,9% del totale prodotto nel 2013);
- il correlato aumento del peso delle fonti aleatorie e in particolare del solare e dell'eolico (21% del totale installato nel 2013 a fronte di poco più dell'1% nel 2004; circa 13% del totale prodotto nel 2013, a fronte di poco meno dell'1% nel 2004);
- l'incremento del peso degli impianti di generazione di piccola taglia, prevalentemente connessi alle reti di distribuzione. Nel 2013 gli impianti con potenza inferiore a 10 MVA rappresentavano il 19% della potenza installata: circa 14 punti percentuali in più rispetto al 2004. Il loro peso in termini di produzione è passato dal 4,7% del 2004 al 16,3% del 2013, con +7,5 TWh rispetto al 2012.

Nel 2013 è proseguita la contrazione dei consumi di energia elettrica, anche per effetto della crisi economica: 297 TWh, con una riduzione del 3,2% rispetto all'anno precedente (i consumi sono stati 319 TWh nel 2008 e 303 TWh nel 2004). Sta diminuendo ancora di più il prelievo di energia elettrica dalle reti perché buona parte della generazione distribuita è realizzata presso i centri di consumo.

Poiché gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita non sono più trascurabili, è necessario fare in modo che anch'essi partecipino attivamente al funzionamento del sistema elettrico, sia attraverso la fornitura dei servizi di rete, sia attraverso la loro responsabilizzazione in termini di bilanciamento. Al tempo stesso è importante fare in modo che i mercati e la regolazione del servizio di dispacciamento consentano di sfruttare le potenzialità e le caratteristiche di tali impianti e che i gestori di rete possano avvalersi di tali impianti per la gestione delle reti elettriche. Ciò consentirebbe l'integrazione e l'ulteriore diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, garantendo allo stesso tempo la sicurezza del sistema elettrico.

L'Autorità, al riguardo, ha definito e sta definendo una serie di interventi che coinvolgono i produttori di energia elettrica, i gestori di rete e il sistema elettrico nella sua complessità, secondo un approccio integrato volto a porre al centro dell'attenzione lo *smart system*, più che una sua singola componente (sia essa la rete o gli impianti di produzione o di consumo). In tale ambito si evidenziano i seguenti cambiamenti introdotti nella regolazione negli ultimi tre anni:

- 1) l'obbligatorietà dell'installazione, anche nel caso di impianti di generazione distribuita, di dispositivi che consentano la prestazione di servizi di rete (ivi incluso il teledistacco per gli impianti connessi alle reti di media tensione di potenza almeno pari a 100 kW), sulla base delle specifiche tecniche declinate dal CEI e/o dal Codice di rete di Terna;

- 2) la revisione della disciplina degli sbilanciamenti per le fonti rinnovabili non programmabili ed i risultati che essa ha prodotto, nonostante i contenziosi tuttora in corso;
- 3) la regolazione definita allo scopo di consentire la connessione e l'utilizzo delle reti elettriche nel caso di sistemi di accumulo. Proprio questi ultimi, in un contesto sempre più caratterizzato da aleatorietà, possono assumere un ruolo di rilievo. Essi possono essere installati singolarmente oppure presso un centro di consumo ovvero presso un impianto di produzione di energia elettrica; possono essere utilizzati per erogare servizi di rete, per contenere gli sbilanciamenti (soprattutto se combinati con impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili), per contenere i picchi di prelievi di energia elettrica, nonché per massimizzare il consumo in sito. Si ritiene necessaria una riflessione in merito ai casi in cui i sistemi di accumulo sono installati dai gestori di rete, attualmente solo nell'ambito dei progetti pilota. Al riguardo, l'Autorità ritiene che¹ tali gestori, al termine delle sperimentazioni attualmente in corso, dovrebbero limitarsi a utilizzare i sistemi di accumulo volti a garantire la sicurezza del sistema (applicazioni c.d. *power-driven*), mentre dovrebbero essere assegnati a soggetti terzi le applicazioni che comportano spostamenti dei flussi di energia nel tempo (applicazioni c.d. *energy driven*).

Per il futuro, occorre rivedere e aggiornare la regolazione complessiva del dispacciamento affinché sia più aderente alla nuova realtà e consenta una partecipazione più attiva anche da parte di impianti che fino ad oggi non hanno prestato servizi di rete (se non in piccola parte) nonché un maggiore utilizzo di tali risorse da parte di Terna.

Per quanto riguarda gli oneri derivanti dal pagamento degli incentivi a valere sul conto A3, essi sono attualmente pari a circa 13,4 miliardi di euro (dato 2014), di cui circa 12,2 miliardi di euro imputabili alle fonti rinnovabili, a cui si aggiungono gli oneri "filtrati dal mercato dell'energia" e associati ai certificati verdi oggetto di negoziazione (stimati, per l'anno 2014 in circa 700 milioni di euro).

Per l'anno 2015 gli oneri derivanti dal pagamento degli incentivi a valere sul conto A3 dovrebbero essere in calo fino a circa 12,5 miliardi di euro sia per effetto del termine al diritto di alcuni incentivi sia per effetto delle misure introdotte dal decreto legge 91/14. Tuttavia, per l'anno 2016 si attende un consistente aumento di tali oneri per effetto del termine del meccanismo dei certificati verdi. Infatti, nel 2016, oltre ai costi derivanti dalle tariffe incentivanti che ne prenderanno il posto (stimabili in circa 3 miliardi di euro), si sosterranno i costi associati al ritiro, da parte del GSE, degli ultimi certificati invenduti. Si tratta di circa la metà di quelli emessi nel 2015 e rimasti invenduti, oltre agli altri CV eventualmente rimasti nei conti proprietà dei produttori, per un totale stimabile in circa 2 miliardi di euro. Ci si attende pertanto che, nel 2016, il costo totale derivante dalla fine del meccanismo dei certificati verdi e dalle nuove tariffe incentivanti che ne prenderanno il posto sia pari a circa 5 miliardi di euro. Tale aumento, combinato con le variazioni attese su altri strumenti incentivanti, porta a ritenere che gli oneri derivanti dal pagamento degli incentivi a valere sul conto A3 nel 2016 potranno superare abbondantemente i 14 miliardi di euro.

¹ Si vedano le Osservazioni dell'Autorità in ordine alle comunicazioni della Commissione Europea sul c.d. Pacchetto «Unione dell'Energia» (Memoria 11 maggio 2015, 212/2015/I/com).

L'Autorità sta valutando l'assunzione di apposite misure finalizzate a rendere sostenibile tale rilevante incremento di oneri.

A partire dal 2017, gli oneri derivanti dal pagamento degli incentivi a valere sul conto A3 dovrebbero ritornare ai livelli del 2015, intorno ai 12,5 miliardi di euro l'anno, nell'ipotesi che non venga rivisto il costo cumulato indicativo di 5,8 miliardi di euro annui anche a seguito della definizione di nuovi incentivi da applicarsi ai nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici. Proprio in relazione alla revisione attualmente in corso delle tariffe incentivanti, si ritiene importante definire con chiarezza i contingenti disponibili al fine di contenere la spesa totale in capo ai clienti finali, nonché optare per sistemi che consentano la competizione (in relazione al valore unitario dell'incentivo) tra iniziative diverse tramite procedure concorsuali, nel pieno rispetto della disciplina europea in materia di aiuti di Stato. Si ritiene altresì che sia preferibile un meccanismo incentivante di tipo *feed in premium* poiché esso lascia l'energia elettrica nella disponibilità dei produttori, evitando che essa sia interamente commercializzata dal GSE. Allo stesso modo, sempre al fine di incrementare la pluralità dei soggetti che operano sui mercati e la concorrenza, si ritiene opportuno ridurre la platea dei soggetti che possono accedere al ritiro dedicato, ad esempio limitandola agli impianti di potenza fino a 1 MW. Il ritiro dedicato è infatti una forma di "tutela" per i produttori che, con il passare del tempo, vede venir meno i presupposti sulla base dei quali era stato istituito.

Un ultimo tema rilevante è relativo al consumo in sito che potrebbe aumentare ulteriormente (comportando anche una riduzione dell'energia elettrica prelevata da rete pubblica) per effetto della diffusione di impianti di generazione distribuita, spesso realizzati presso un centro di consumo. Sebbene l'autoconsumo in sito possa apportare effetti benefici alle reti elettriche nel caso in cui attenui i picchi di richiesta e riduca le perdite di rete, è necessario evitare evoluzioni inefficienti di sviluppo dell'autoconsumo unicamente allo scopo di evitare o di ridurre il pagamento di alcune parti delle bollette elettriche.

Al riguardo si ritiene che con una struttura tariffaria che rispecchi nel migliore dei modi i costi di trasporto, gli stessi Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU) possano meglio perseguire l'obiettivo dell'efficientamento energetico. In tal modo, lo stesso autoconsumo trarrebbe il proprio fondamento da valutazioni puramente energetiche e ambientali, non anche dal mero perseguimento di sgravi tariffari.

In relazione agli oneri generali di sistema, più volte l'Autorità ha evidenziato² l'opportunità che il Governo e il Parlamento, nell'ambito delle proprie scelte di politica energetica, operi o dia indirizzi ai fini di una completa e omogenea redistribuzione della copertura degli stessi, prevedendo un'applicazione selettiva, al fine di tenere conto delle diverse tipologie di cliente finale e non dei diversi assetti societari o configurazioni di rete, come oggi avviene. Ciò peraltro consentirebbe di introdurre rilevanti semplificazioni amministrative per tutti i soggetti coinvolti.

Sempre al fine di evitare o contenere le distorsioni indotte dalle tariffe elettriche, più volte l'Autorità ha chiesto al Governo e al Parlamento di valutare l'opportunità che parte degli

² Al riguardo, si veda in particolare la Segnalazione al Governo e al Parlamento in merito ai sistemi semplici di produzione e consumo e alle reti private, 17 luglio 2014, 348/2014/I/eel.

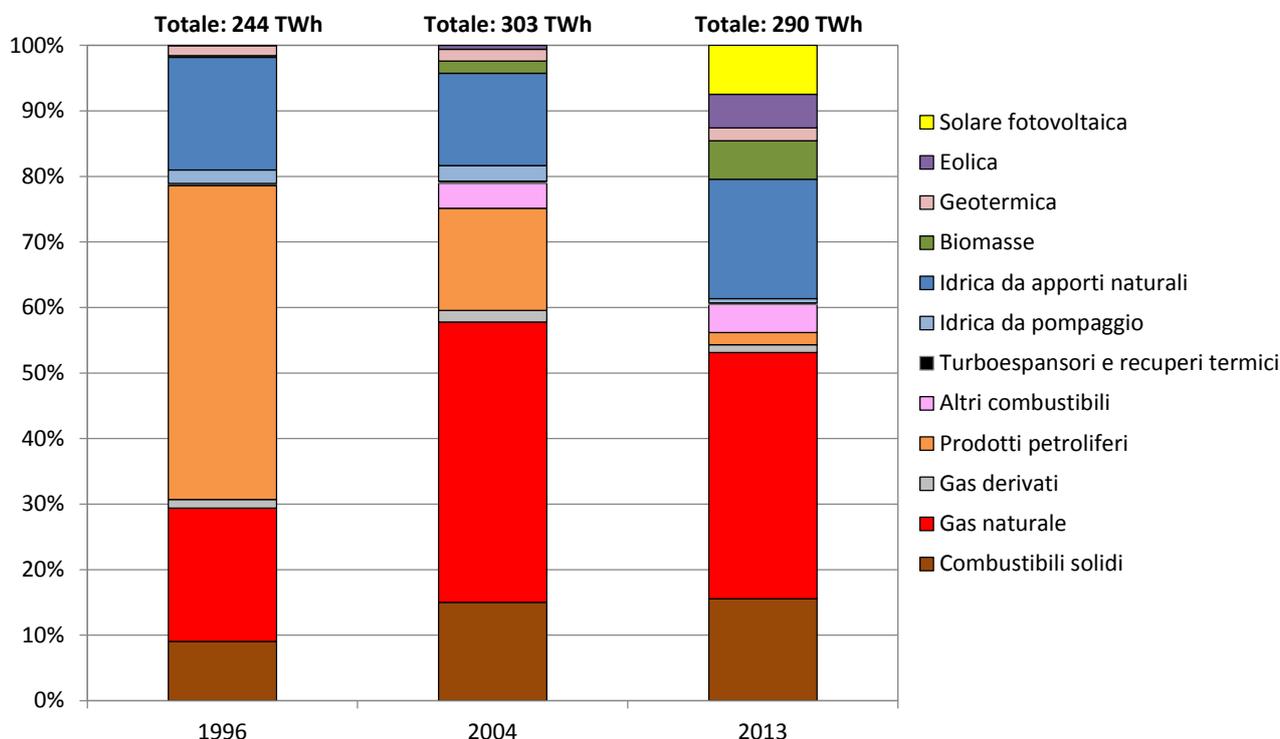
oneri di sistema sia posta in capo alla fiscalità generale, ad esempio prevedendo che siano lasciati in capo alle bollette elettriche solo gli oneri strettamente correlati al raggiungimento degli obiettivi europei vincolanti e non anche quelli che consentiranno di superare tali obiettivi raggiungendo quelli più sfidanti indicati nella Strategia Energetica Nazionale (SEN).

1. QUADRO GENERALE

La variazione del mix produttivo di energia elettrica

Negli ultimi anni si sta assistendo a una significativa variazione del mix produttivo in Italia (figura 1), dovuta principalmente alla forte diffusione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili³ (in particolare quelle non programmabili), all'utilizzo di un diverso mix di combustibili negli impianti termoelettrici (sostituzione del petrolio con il gas naturale) e al ruolo crescente della generazione distribuita. La produzione lorda di energia elettrica è in riduzione (attualmente è pari a 290 TWh, valore notevolmente inferiore al valore massimo di 319 TWh raggiunto nel 2008 e ai 303 TWh del 2004) per effetto del calo nei consumi finali di energia elettrica imputabile soprattutto alla riduzione dei consumi in ambito industriale: ciò fa sì che l'incidenza delle fonti rinnovabili sulla produzione lorda e sui consumi finali di energia elettrica sia ancora più marcata. Infine si sta assistendo a una lieve crescita della potenza installata (figura 2) derivante dal rilevante aumento degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e dalla contestuale dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche di elevata taglia.

Variazione del mix produttivo in Italia

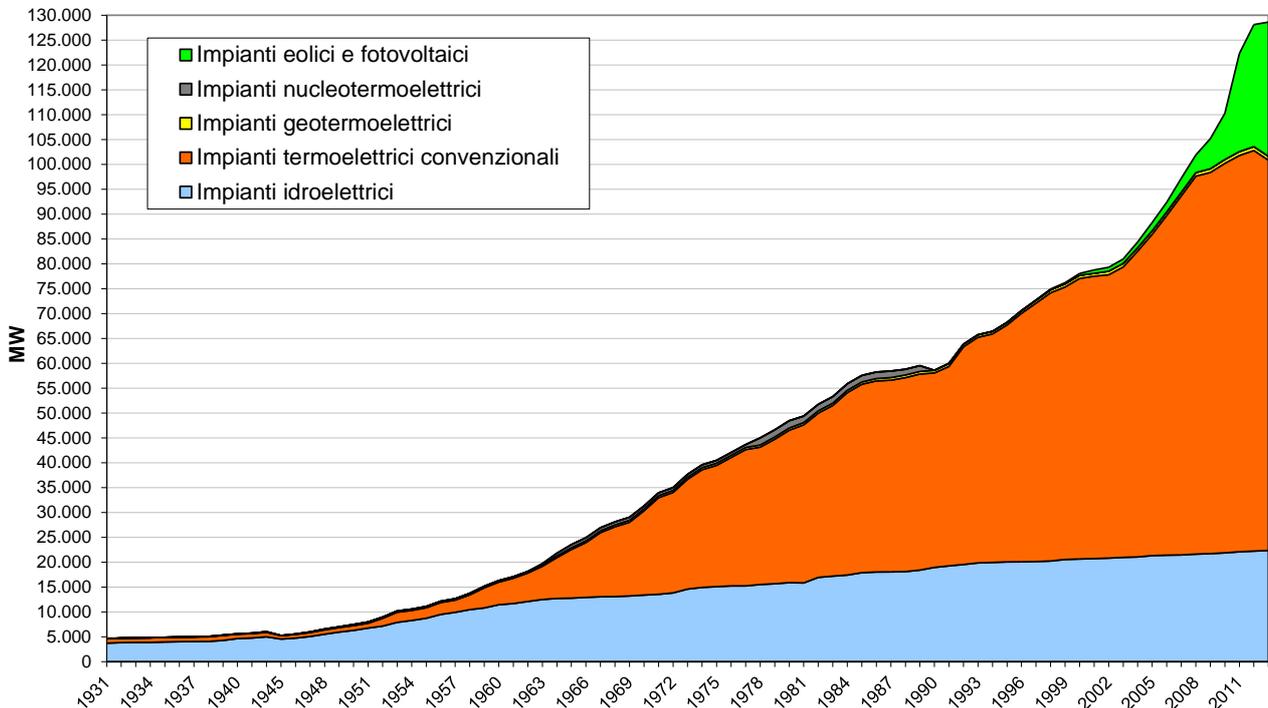


- figura 1 -

³ 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.

Nel 1996 la produzione elettrica da fonti rinnovabili incideva per il 19,0% sul totale della produzione lorda di energia elettrica (il 16,5% sul consumo interno lordo); sino al 2004 si è mantenuta su valori simili (il 18,4% sulla produzione lorda, il 16,0% sul consumo interno lordo), poi è rapidamente cresciuta al 30,8% nel 2012 (il 26,9% sul consumo interno lordo) e al 38,6% nel 2013 (il 32,7% sul consumo interno lordo), comportando una conseguente riduzione, sia in termini assoluti che percentuali, della produzione termoelettrica classica.

Potenza efficiente lorda installata in Italia dal 1931 a oggi



- figura 2 -

A fronte di una potenza complessivamente installata pari a circa 128 GW, la punta di domanda da soddisfare è stata pari a 53,9 GW nel 2013 e a 51,6 GW nel 2014, mentre la richiesta minima in rete è stata pari a 19,5 GW nel 2013 e a 18,7 GW nel 2014.

La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica

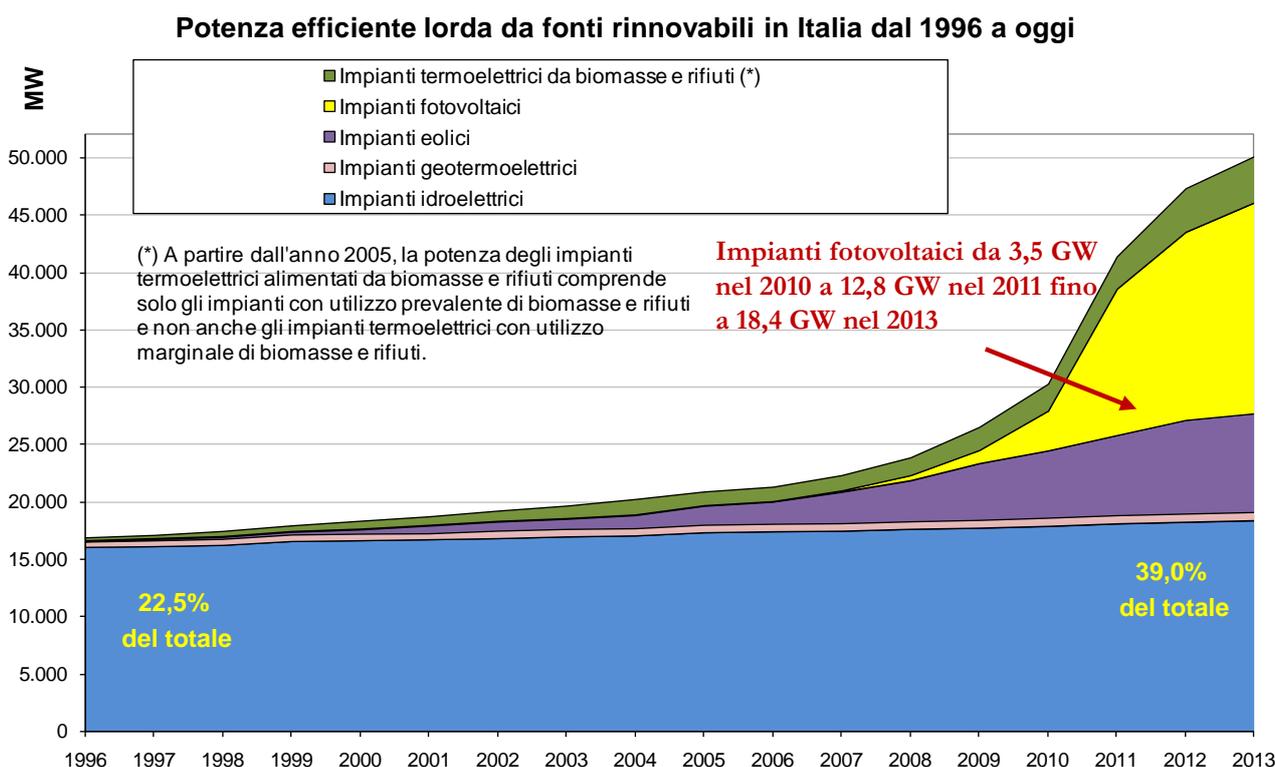
Con riferimento ai dati dell'anno 2013, la produzione lorda di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è stata pari a circa 112 TWh (di cui oltre 36 TWh attribuibili ad impianti eolici e fotovoltaici, +14,0% rispetto all'anno precedente), a fronte di un totale nazionale pari a circa 290 TWh. La potenza efficiente lorda relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è pari a circa 50 GW (di cui circa 27 GW attribuibili ad impianti eolici e fotovoltaici), a fronte di una potenza totale nazionale pari a circa 128 GW.

Sulla base dei dati di preconsuntivo 2014 appare che la produzione da fonti rinnovabili continua a crescere in modo significativo, superando i 116 TWh, a fronte di una produzione lorda complessiva che appare inferiore a 280 TWh (in calo rispetto all'anno precedente)

e di un consumo finale inferiore a 290 TWh. L'incidenza delle fonti rinnovabili sulla produzione totale ha ormai ampiamente superato il 40%.

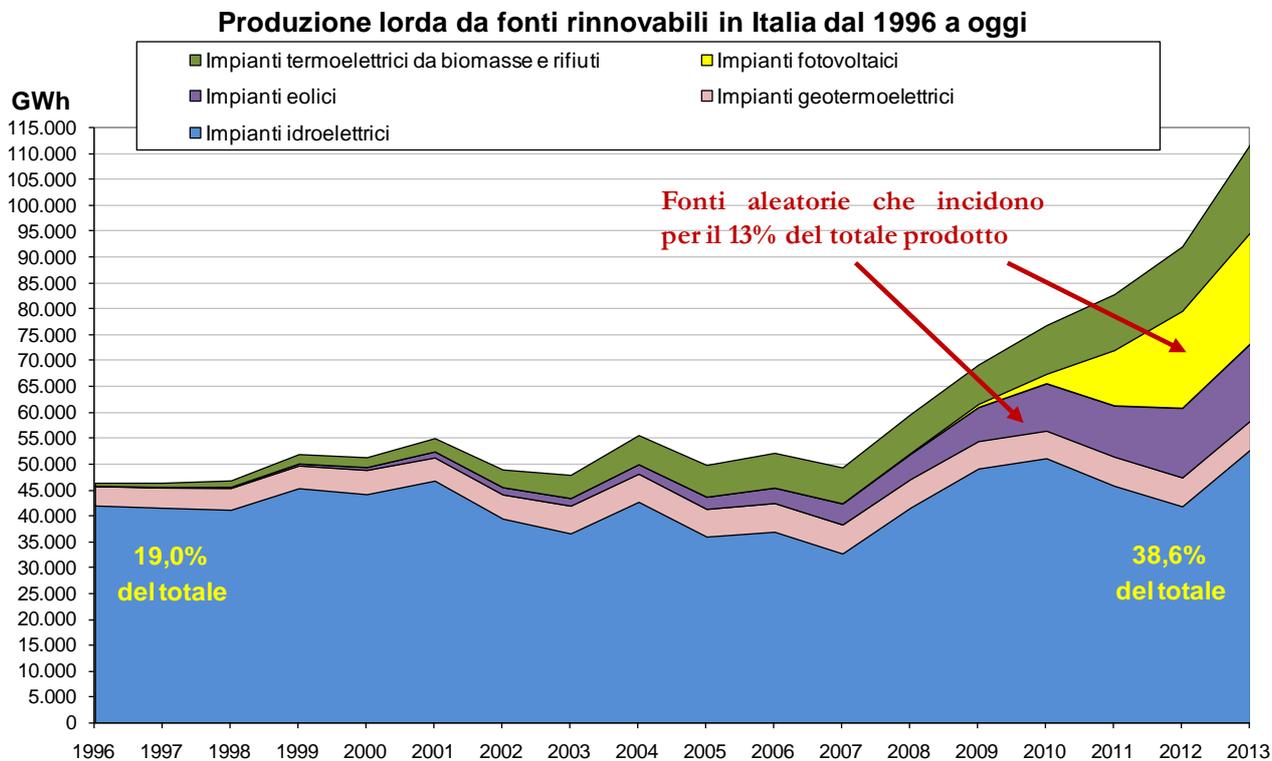
L'evoluzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto fotovoltaici, è stata estremamente rapida negli ultimi anni, come si nota dalle figure 3 e 4. Peraltro, dalla figura 3 appare evidente che la crescita del fotovoltaico ha registrato un andamento tumultuoso, che è stato certamente influenzato dagli strumenti incentivanti troppo generosi, anche se appare molto meno rilevante nel 2013 rispetto al 2012 per effetto della revisione dei medesimi strumenti incentivanti; invece la crescita (pur rilevante) degli impianti eolici è stata molto più lineare nel tempo.

Una crescita così rapida (e non graduale nel tempo) quale quella che ha caratterizzato gli impianti fotovoltaici tra il 2010 e il 2012 ha comportato difficoltà sistemiche poiché difficilmente può essere accompagnata da un analogo sviluppo delle reti elettriche e delle infrastrutture e, inoltre, può comportare l'insorgere di attività di natura speculativa.



(*) I rifiuti sono limitati alla parte biodegradabile.

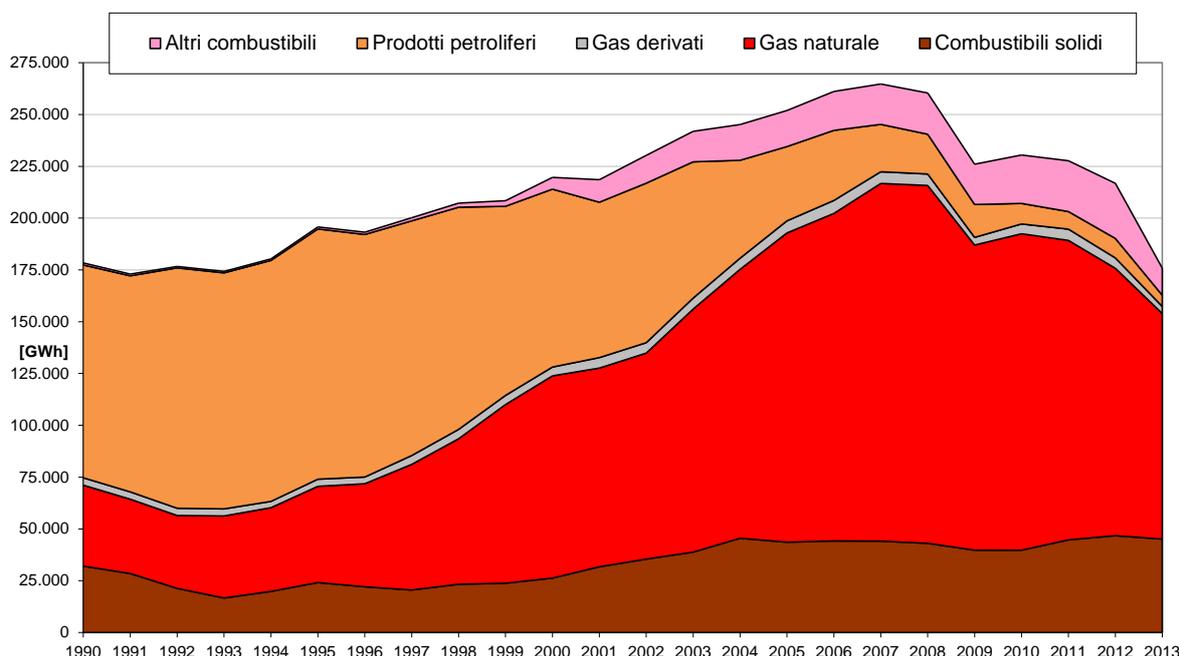
- figura 3 -



La produzione termoelettrica

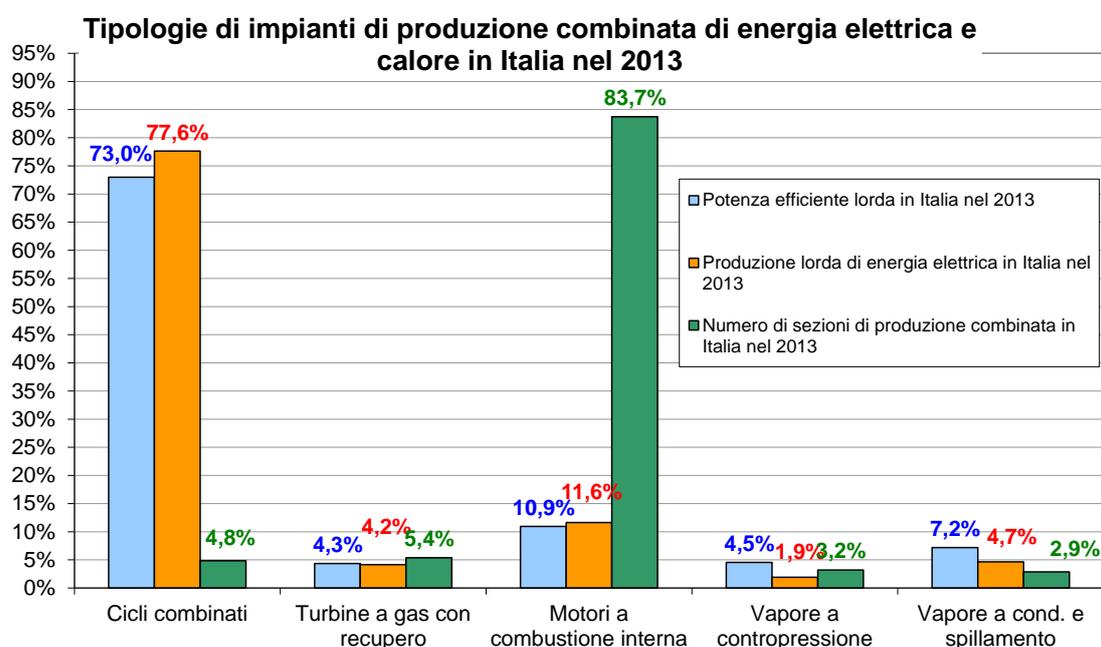
Come già evidenziato nella figura 1, anche nell'ambito della produzione termoelettrica il mix di combustibili è stato radicalmente modificato negli ultimi anni, con sempre più marcata prevalenza del gas naturale e con la progressiva scomparsa dei prodotti petroliferi, anche per effetto della crescente 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.

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. Essa, nel 2013, è risultata pari a 91,3 TWh, derivante da 3.328 sezioni per una potenza efficiente lorda di 23,2 GW. È interessante notare (figura 6) che, mentre in termini di sezioni il maggior contributo è dato da motori a combustione interna (83,7% del totale), in termini di potenza efficiente lorda e di produzione, il ruolo predominante è svolto dai cicli combinati (73% e 77,6% dei rispettivi totali).



- figura 6 -

La produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita

Con riferimento ai dati dell'anno 2013 relativi alla definizione di generazione distribuita (GD) introdotta dalla direttiva 2009/72/CE⁴, la produzione lorda è stata pari a circa 63,4 TWh (di cui circa 24,5 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in generazione distribuita contribuiscono per circa 25,8 GW (di cui 19,9 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 30,2 GW. Si noti che rientrano in tale definizione anche impianti termoelettrici di elevata taglia che, pur essendo connessi alla rete di distribuzione, utilizzano sostanzialmente la rete di trasmissione nazionale (sono impianti connessi alle sbarre rimaste nella titolarità di Enel Distribuzione a seguito della cessione delle reti di alta e altissima tensione a Terna).

Con riferimento ai dati dell'anno 2013 relativi alla definizione di generazione distribuita in precedenza definita ed utilizzata dall'Autorità⁵, la produzione da fonti rinnovabili in generazione distribuita (GD-10 MVA) è stata pari a circa 47,2 TWh (di cui circa 21,6 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in generazione distribuita contribuiscono per circa 22,8 GW (di cui circa 18,2 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 24,6 GW.

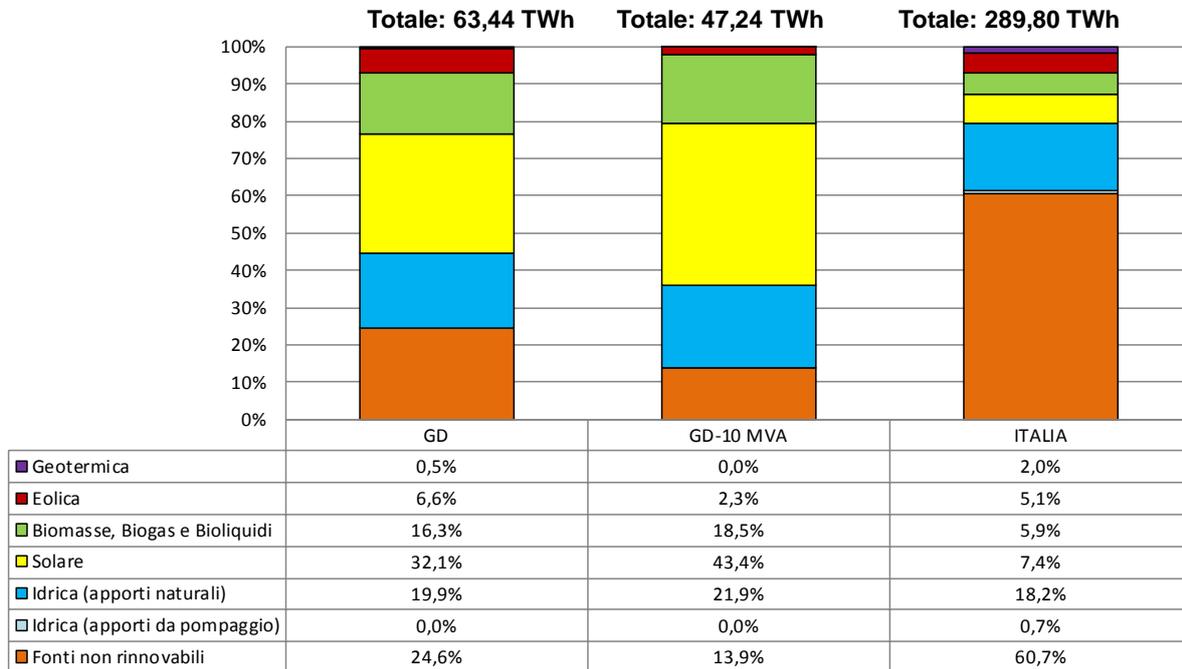
La [figura 7](#) mostra la forte differenza tra il mix produttivo nel caso di generazione distribuita rispetto al mix nazionale. Emerge la rilevante incidenza delle fonti rinnovabili, in particolare di quelle aleatorie, nell'ambito della GD e della GD – 10 MVA rispetto al totale nazionale. Gli impianti di generazione distribuita vengono spesso realizzati proprio per sfruttare le fonti rinnovabili diffuse sul territorio, oltre che per la produzione combinata di energia elettrica e calore dove serve calore (che non può essere trasportato se non per brevi distanze). Pertanto, nell'ambito della generazione distribuita, assumono un ruolo di rilievo anche gli impianti di cogenerazione (sia alimentati da gas naturale sia da altri combustibili ivi inclusi biogas e biomasse).

Infine, per effetto dello sviluppo della generazione distribuita, sta anche aumentando l'incidenza della quantità di energia elettrica consumata in sito, soprattutto per effetto degli impianti termoelettrici (tipicamente cogenerativi) e dei fotovoltaici, spesso realizzati sulle coperture di edifici. Anche tale aspetto assume forte rilievo nell'evoluzione del sistema elettrico nazionale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al Rapporto recante il monitoraggio della generazione distribuita per l'anno 2013, Allegato A alla deliberazione 225/2015/I/eel.

⁴ 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.

⁵ In precedenza, l'Autorità aveva definito e analizzato la generazione distribuita come l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA prendendo spunto da alcuni riferimenti normativi quali la legge 239/04 e partendo dalla considerazione che, storicamente, gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA sono sempre stati trattati come impianti "non rilevanti" ai fini della gestione del sistema elettrico complessivo.



- figura 7 -

2. EFFETTI DELLE FONTI RINNOVABILI E DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA SUL SISTEMA ELETTRICO

2.1 Gli effetti sulle reti elettriche

Connessioni

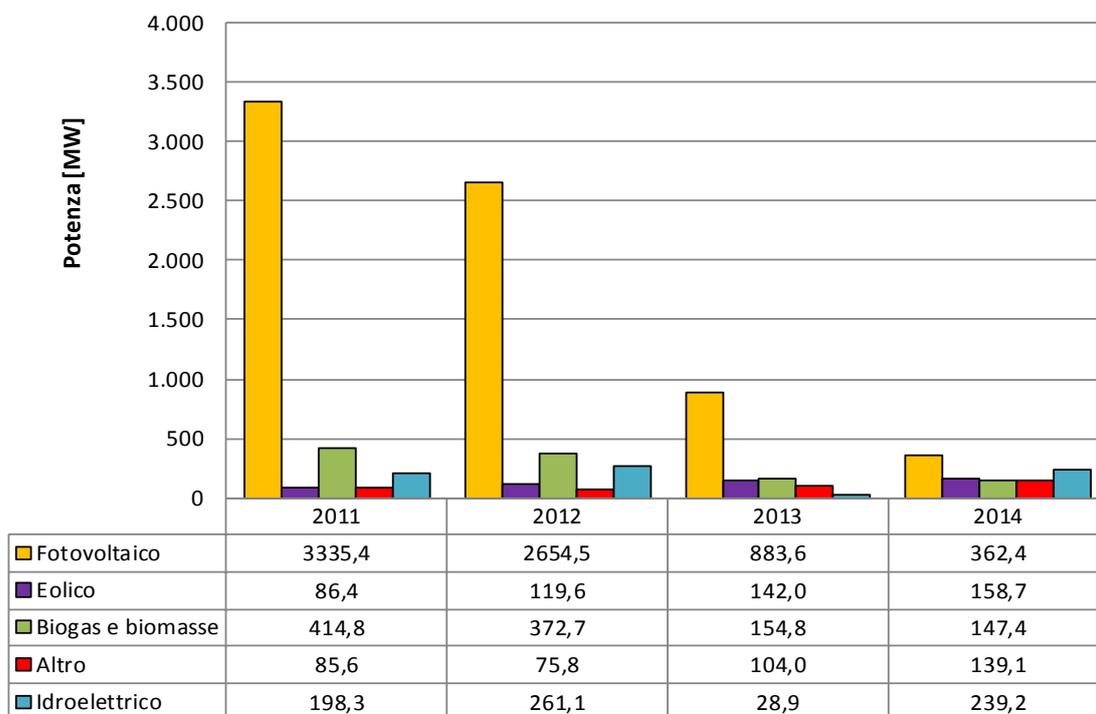
Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si riportano di seguito i dati riferiti alle attività che sono state svolte negli anni dal 2011 al 2014 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

In questi anni, si è assistito a una progressiva riduzione del numero di richieste di connessione ricevute dalle imprese distributrici per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di bassa e media tensione, sia in termine di numero che di potenza (nel 2011 sono state ricevute circa 152.000 richieste per una potenza di 10,8 GW; nel 2014 si sono avute circa 59.400 richieste per una potenza di 1,9 GW).

In modo analogo, si è registrata una riduzione, sia in termine di numero che di potenza, dei preventivi accettati, che si sono ridotti da circa 116.700 per una potenza di 4,1 GW nel 2011 sino a circa 49.500 per una potenza di 1,0 GW nel 2014.

La figura 8 mostra, in termini assoluti, il trend della potenza: risulta in particolare evidente la riduzione netta e continua degli impianti fotovoltaici, mentre si è assistito ad una moderata ma costante crescita degli impianti eolici.

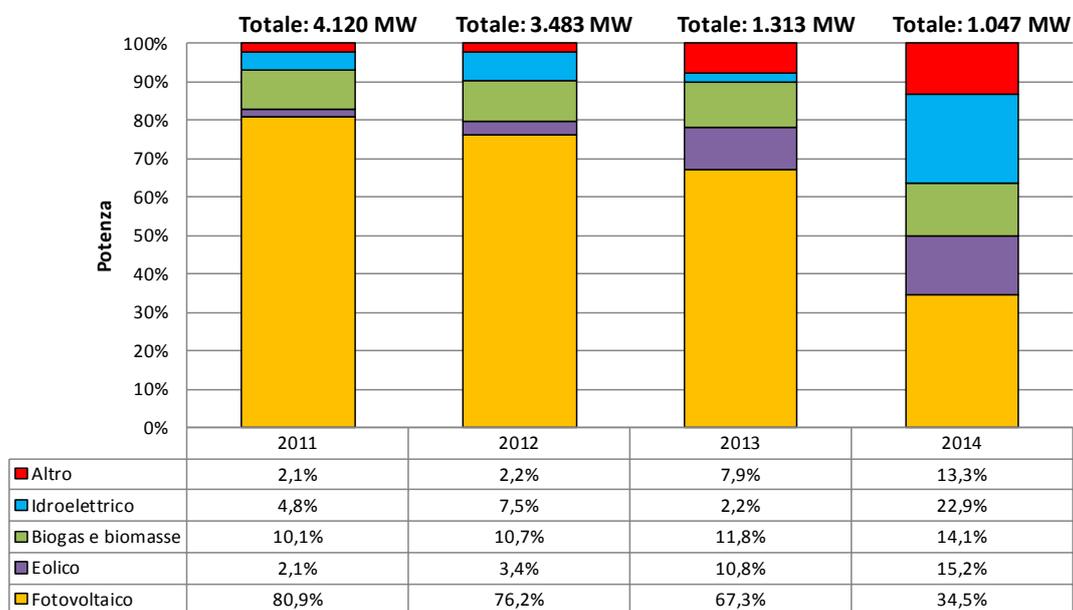
Preventivi accettati per richieste di connessione in BT e MT



- figura 8. 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 -

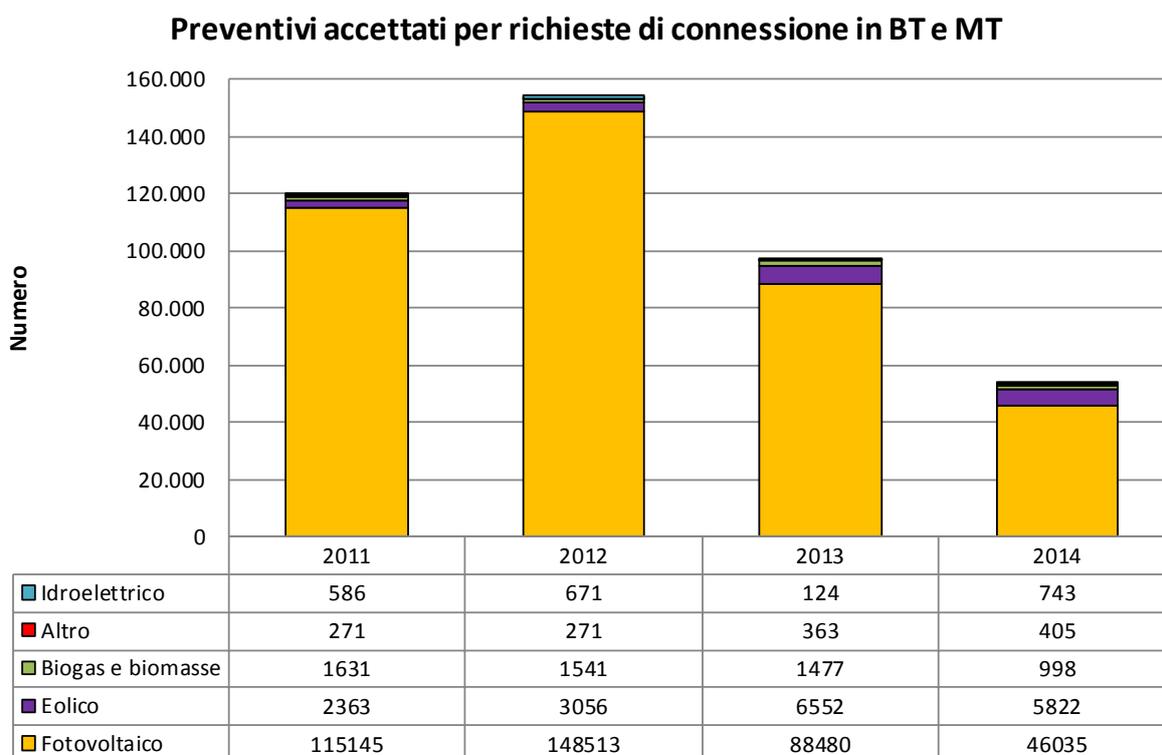
La figura 9 mostra il trend della potenza, in termini percentuali. Si nota in particolare che, a seguito delle riduzioni degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici per effetto del decreto interministeriale 5 luglio 2012 e del successivo azzeramento, la potenza si è notevolmente ridotta rispetto agli anni precedenti.

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



- figura 9. 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 10 mostra il trend del numero di preventivi accettati relativi alle richieste di connessione in bassa e media tensione, suddivisi per fonte. Si può notare, per quanto riguarda il fotovoltaico, un aumento dal 2011 al 2012, a cui poi ha fatto seguito una progressiva riduzione negli anni successivi. Si ritiene che ciò sia avvenuto per effetto del decreto ministeriale 5 maggio 2011 che ha orientato gli incentivi previsti per impianti fotovoltaici verso impianti realizzati su edifici e di taglia più contenuta. Per quanto riguarda le altre fonti, sempre in termini di numerosità dei preventivi accettati, si nota in particolare il raddoppio di quelli relativi agli impianti eolici. Complessivamente, data la grande numerosità degli impianti fotovoltaici, il trend globale rispecchia l'andamento di questi ultimi.



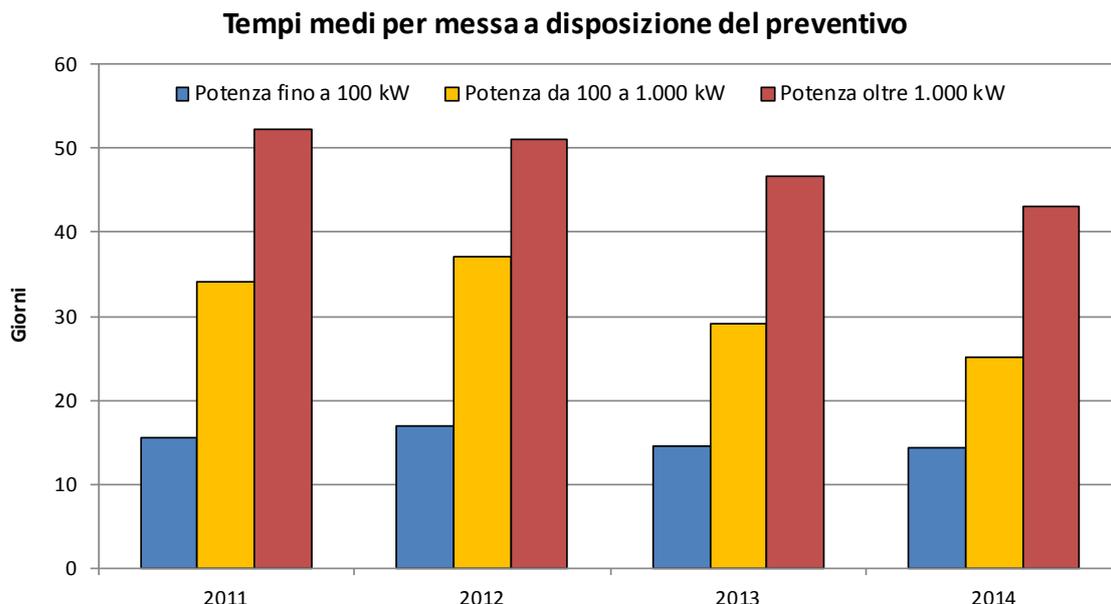
- figura 10. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi -

La figura 11 mostra il trend dei tempi medi per la messa a disposizione del preventivo da parte delle imprese distributrici: è interessante notare come, a seguito della riduzione del numero di richieste e di preventivi accettati riportati nelle precedenti figure, si è assistito a una conseguente riduzione dei tempi. In particolare, tra il 2011 e il 2014:

- per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, i tempi medi si sono ridotti da 15 a 14 giorni lavorativi⁶;

⁶ 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.

- per potenze in immissione richieste superiori ai 100 kW e fino a 1.000 kW, i tempi medi si sono ridotti da 34 a 25 giorni lavorativi;
- per potenze in immissione richieste oltre i 1.000 kW, i tempi medi si sono ridotti da 52 a 43 giorni lavorativi.



- figura 11. 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 -

Nell'anno 2014, in relazione alle richieste pervenute nel medesimo anno, sono state realizzate poco più di 32.700 connessioni, corrispondenti a circa 240 MW. I tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono stati pari a:

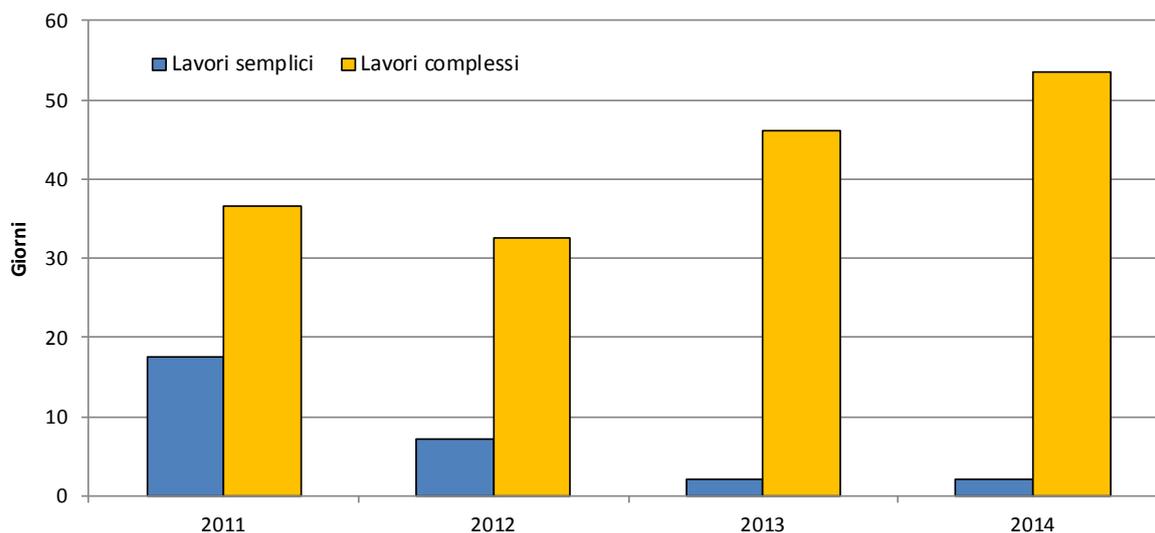
- 2 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici⁷;
- 53 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi⁸.

La [figura 12](#) mostra una netta riduzione dei tempi per quanto riguarda la realizzazione di connessioni nel caso di lavori semplici, mentre si è assistito ad un aumento dei tempi per quanto riguarda la realizzazione di connessioni nel caso di lavori complessi. Ciò è probabilmente imputabile al fatto che le nuove richieste di connessione che richiedono lavori semplici interessano soprattutto impianti fotovoltaici installati sui tetti destinati in buona parte all'autoconsumo (con una potenza in immissione richiesta non superiore alla potenza già precedentemente disponibile, in prelievo, sul punto di connessione), mentre le nuove richieste di connessione che richiedono lavori complessi riguardano principalmente impianti installati in siti non facilmente accessibili, comportando tempi per la realizzazione della connessione maggiori e in crescita, pur restando in media ampiamente inferiori ai tempi massimi indicati dalla regolazione.

⁷ 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.

⁸ 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



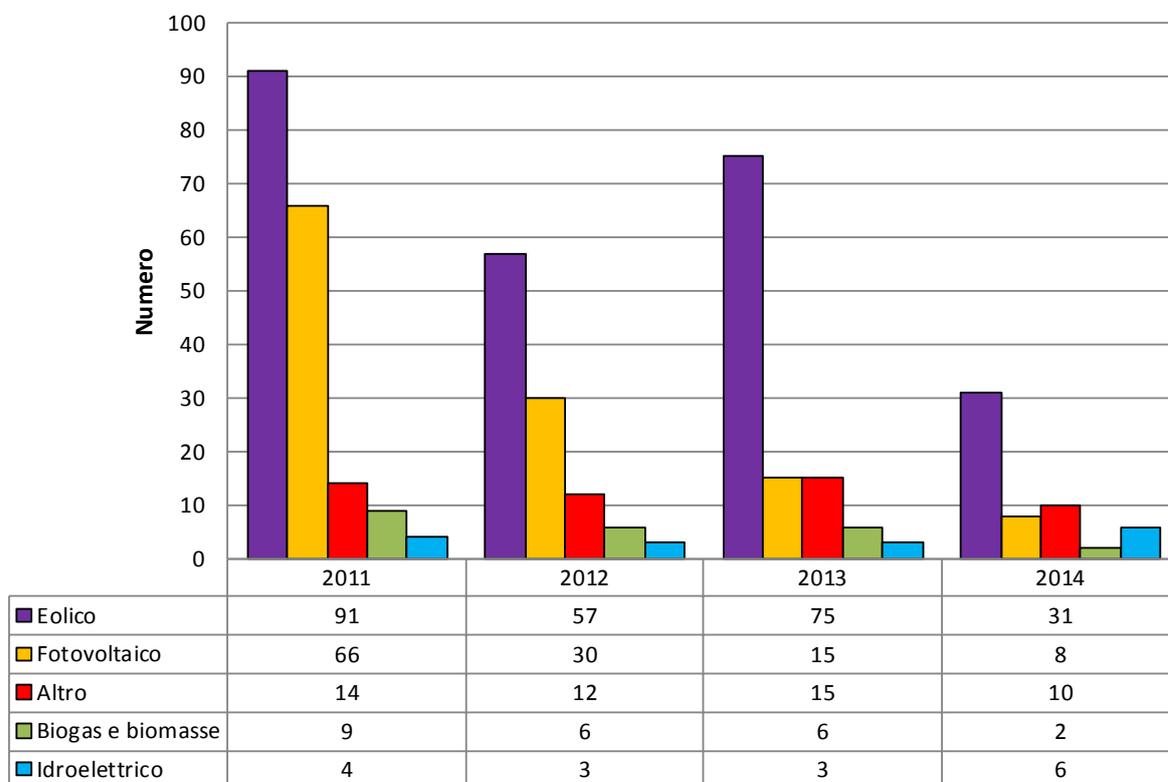
- figura 12. L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono state effettuate le connessioni -

Per quanto riguarda i ritardi, nell'anno di competenza 2014 circa l'1,6% delle richieste ha osservato un tempo di ritardo nella fase di definizione dei preventivi: per tali ritardi, sono stati erogati indennizzi complessivamente pari a 174 milioni di euro. Ad essi si aggiungono gli indennizzi legati ai ritardi nella realizzazione dei lavori di connessione (circa 8 milioni di euro) e ai ritardi nell'attivazione della connessione (circa 131 milioni di euro), per un totale complessivo di 313 milioni di euro di indennizzi erogati nel 2014.

Per quanto riguarda gli impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione, negli ultimi anni si è assistito a una riduzione progressiva delle richieste di connessione, sia in termini di numero che di potenza: nel 2011 si erano registrate 430 richieste per una potenza di 15,9 GW; nel 2014 solo 99 richieste per una potenza di 4,1 GW. In modo analogo, si è registrata una riduzione, sia in termini di numero che di potenza, dei preventivi accettati, ridotti da 184 per una potenza di 5,5 GW nel 2011 sino a 57 per una potenza di 2,2 GW nel 2014.

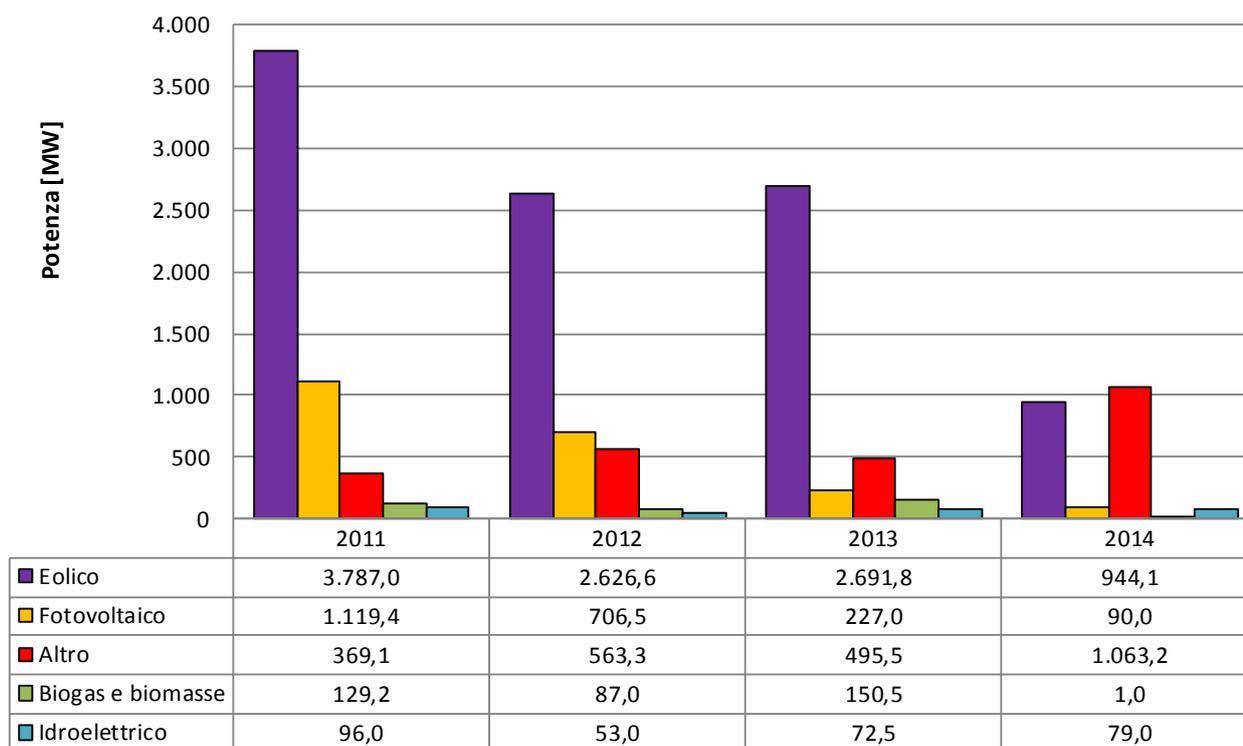
La [figura 13](#) e la [figura 14](#) evidenziano, con riferimento ai preventivi accettati, una distribuzione ben diversa rispetto alle connessioni per impianti in bassa e media tensione. In questo caso il ruolo dominante è rivestito dagli impianti eolici, nonostante il calo rispetto agli anni precedenti sia in termini di numero che di potenza. È interessante rilevare la forte riduzione degli impianti fotovoltaici, legato al fatto che la quasi totalità dei nuovi impianti di questo tipo sono installati sui tetti di edifici e destinati ad autoconsumo in loco (trattasi quindi per lo più di impianti connessi in bassa o media tensione).

Preventivi accettati per richieste di connessione in AT



- figura 13. 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 14. 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

Già in passato si è avuto modo di discutere il problema della saturazione virtuale delle reti, particolarmente diffuso in alcune aree del centro-sud. Esso costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono a ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "sulla carta". Tale problema deriva da vari aspetti: è possibile che alcuni produttori presentino richieste di connessione e accettino preventivi per potenze superiori a quelle che intendono effettivamente realizzare per poter richiedere l'avvio di più procedimenti autorizzativi in parallelo arrivando a compimento, in tempi rapidi, solo per alcuni di essi oppure è possibile che i preventivi accettati siano successivamente oggetto di negoziazione anche a fini speculativi.

Si ritiene che lo snellimento e l'omogeneizzazione dei procedimenti autorizzativi possa contribuire a ridurre il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

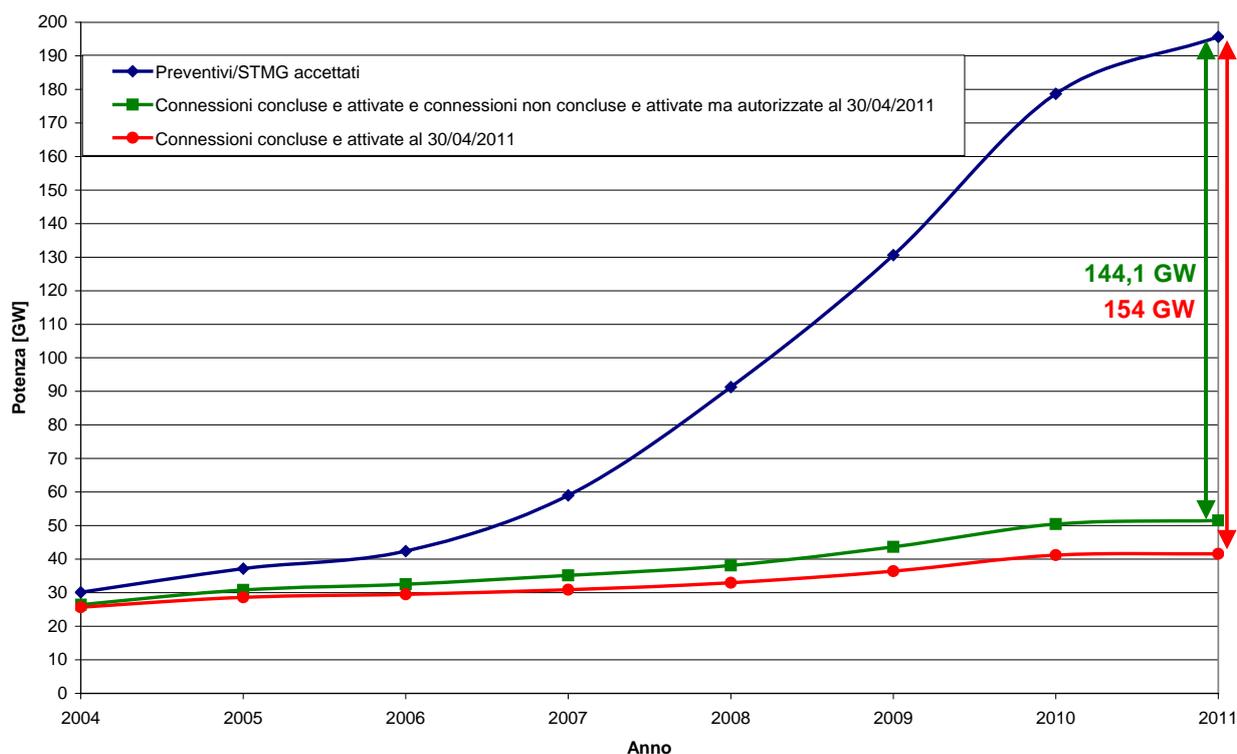
L'Autorità, nei limiti dei propri poteri e del proprio ambito di intervento, è più volte intervenuta per cercare di risolvere o almeno confinare il problema della saturazione virtuale. Nel dicembre 2011, l'Autorità ha infatti previsto che il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso di impianti di produzione da connettere a una linea critica o in un'area critica⁹, versi al gestore di rete, all'atto dell'accettazione del preventivo, un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete¹⁰. Tale corrispettivo trovava applicazione anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete perché, diversamente, il problema della saturazione virtuale delle reti non avrebbe potuto essere risolto né attenuato.

A seguito della sospensiva concessa dal Consiglio di Stato (in relazione alle parti dei provvedimenti relative al corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete), anche considerando che il medesimo ha ravvisato la sussistenza di un profilo di illegittimità nella previsione di un corrispettivo per la prenotazione di capacità di rete, l'Autorità, nel maggio 2012, è nuovamente intervenuta. In particolare, la 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). Tale deliberazione, attualmente vigente, si applica anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete.

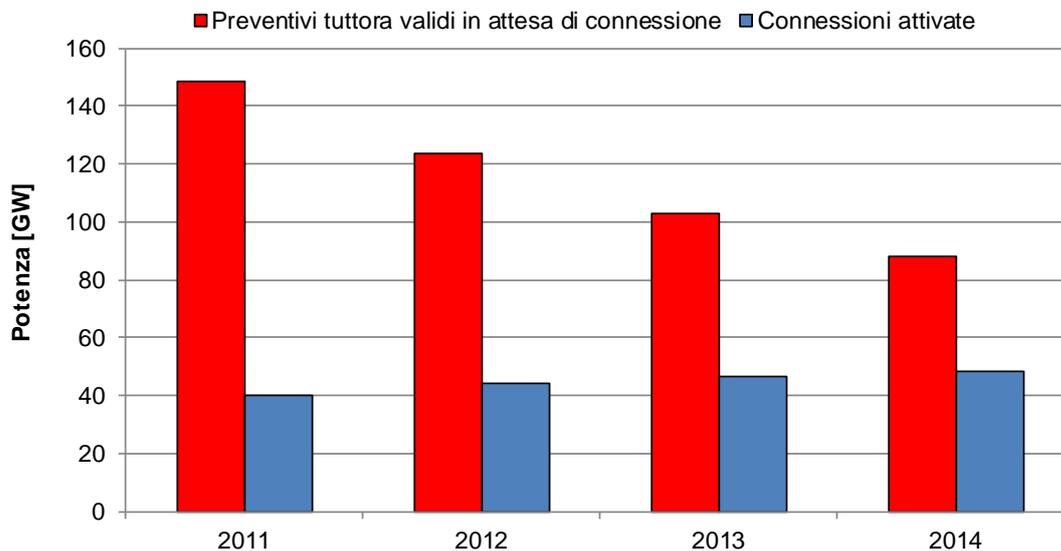
⁹ Le aree e le linee critiche sono individuate sulla base di formule definite dall'Autorità (nel caso di connessioni in bassa e media tensione) e da Terna (nel caso di connessioni in alta e altissima tensione). Ai fini della loro individuazione non sono considerati solo gli impianti già realizzati ma anche le potenze richieste in immissione afferenti a preventivi accettati e validi.

¹⁰ Si rinvia, per ulteriori dettagli, alla Relazione recante "Stato di utilizzo e integrazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili", 277/2014/I/efr.

A seguito degli interventi dell’Autorità, i cui effetti sono stati ulteriormente esaltati dalla riduzione degli incentivi, il fenomeno della saturazione virtuale delle reti si è molto attenuato. In particolare, la figura 15, già pubblicata nel documento per la consultazione DCO 37/11, evidenzia la presenza, nel 2011, di preventivi di connessione accettati e validi pur in assenza del completamento del procedimento autorizzativo (quindi potenzialmente afferenti a saturazione virtuale) per circa 144 GW, un numero enorme se confrontato con la potenza complessivamente installata in Italia e con la potenza richiesta alla punta: di essi, 121 GW erano afferenti alla rete di trasmissione nazionale e 23 GW alle reti di distribuzione. La figura 16 evidenzia invece che attualmente i preventivi di connessione accettati e validi pur in assenza del completamento del procedimento autorizzativo corrispondono a circa 88 GW: di essi, 78 GW sono afferenti alla rete di trasmissione nazionale e 10 GW alle reti di distribuzione. Ciò è anche testimoniato dalla riduzione delle aree critiche rispetto a quelle individuate (soprattutto nelle Regioni del sud) nel 2011.



- figura 15 -



- figura 16 -

Sicuramente gli interventi di regolazione effettuati dall'Autorità dal 2011 in poi (sopra riassunti) hanno avuto effetti positivi. 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).

Permangono 78 GW relativi a preventivi tuttora validi sulla rete di trasmissione nazionale, i quali appaiono ancora decisamente superiori rispetto alle effettive nuove installazioni. Si ritiene quindi 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. Non appaiono invece necessari ulteriori interventi strutturali né ulteriori disposizioni normative, anche se un'ulteriore omogeneizzazione e snellimento delle procedure autorizzative potrebbero ulteriormente contribuire alla rapidità e all'efficienza dei procedimenti.

Il tema delle inversioni di flusso

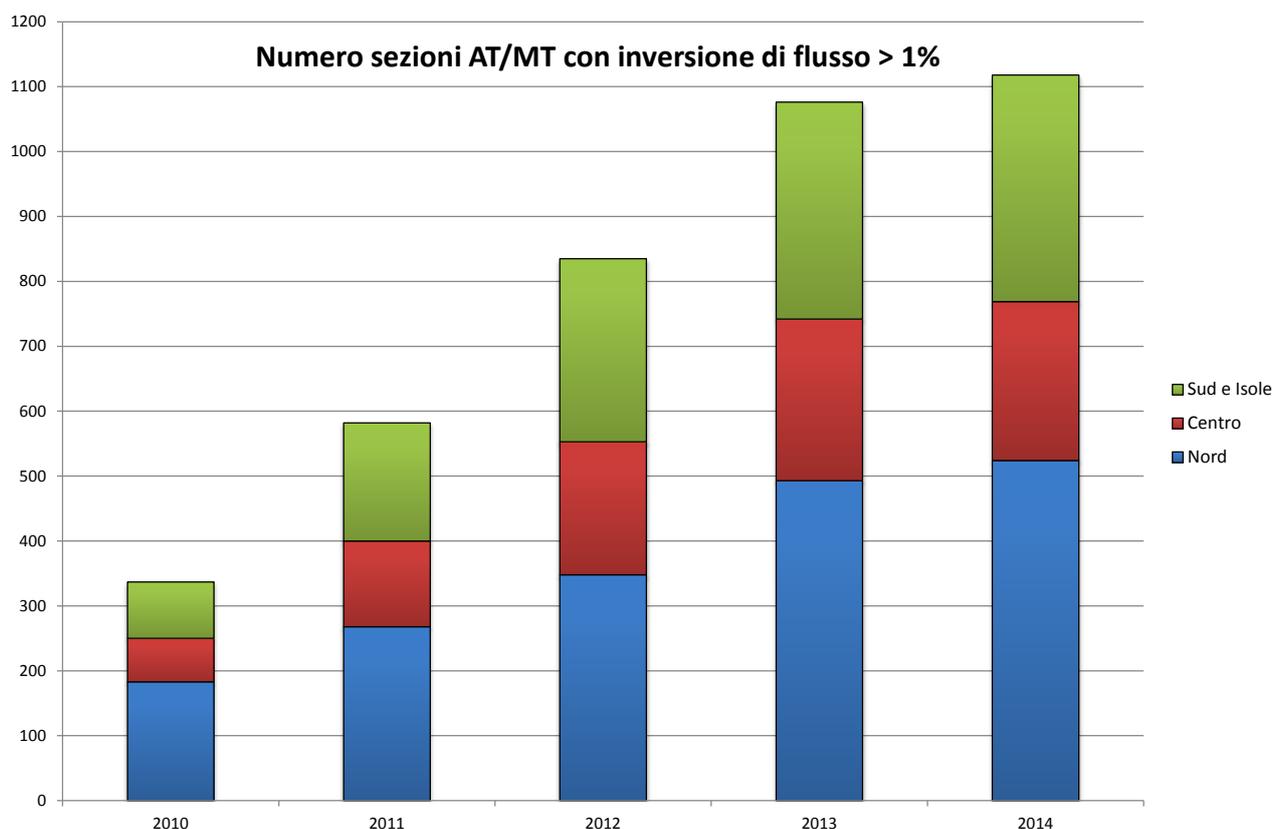
La diffusione della generazione distribuita aumenta la probabilità che l'energia elettrica prodotta in modo diffuso non venga autoconsumata in sito, soprattutto nel caso in cui tali nuovi impianti vengono realizzati per sfruttare le fonti rinnovabili diffuse in zone caratterizzate da totale (o quasi)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

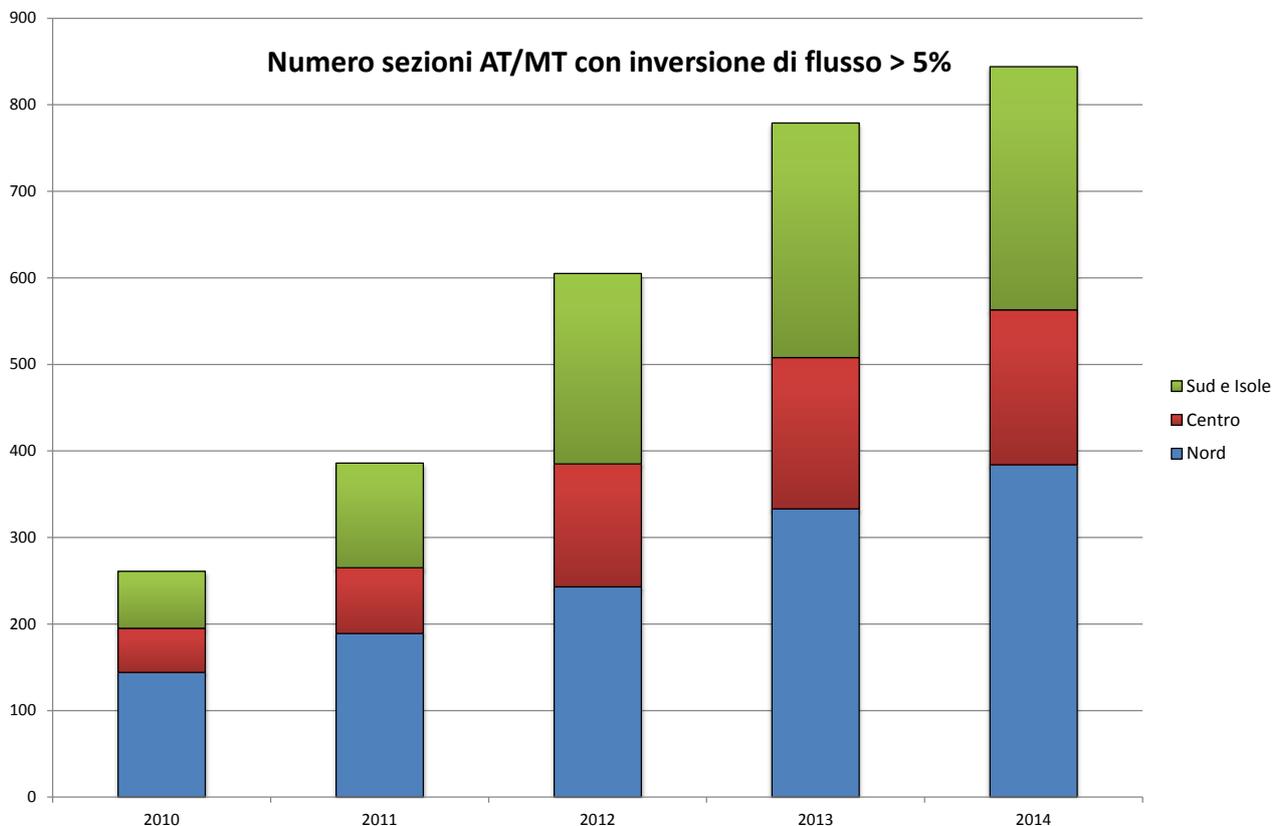
di trasformazione delle reti di distribuzione da passive, quali erano prima della diffusione della generazione distribuita, ad attive.

Al riguardo, sulla base dei dati ad oggi disponibili risulta che, nel 2014, per oltre il 27% delle circa 4.000 sezioni AT/MT delle cabine primarie si sono verificate inversioni di flusso per almeno l'1% delle ore. Per il 75% di queste ultime, le inversioni di flusso hanno riguardato almeno il 5% delle ore.

Le [figure 17 e 18](#) evidenziano la crescita del numero delle sezioni AT/MT delle cabine primarie per le quali si sono verificate le inversioni di flusso dal 2010 ad oggi. Appare quindi evidente che la gestione attiva delle reti di distribuzione e la conseguente necessaria evoluzione tecnica e regolatoria è un tema non più trascurabile in relazione sia all'adeguamento delle infrastrutture esistenti sia all'innovazione del dispacciamento.



- figura 17 -



- figura 18 -

Il tema delle perdite di rete

Come già evidenziato nella Relazione 277/2014/I/efr, lo sviluppo della generazione distribuita non necessariamente comporta una riduzione delle perdite sulle reti elettriche di media e bassa tensione. Infatti:

- per quanto riguarda le perdite sulle linee elettriche a livello di tensione superiore a quello a cui è connesso l'impianto e nelle sezioni di trasformazione dal livello di tensione immediatamente superiore a quello a cui è connesso l'impianto a livelli ancora superiori, la generazione distribuita comporta in generale (in assenza di inversioni di flusso) una riduzione delle perdite nei limiti in cui riduca i transiti di energia elettrica;
- per quanto riguarda le perdite presso le sezioni di trasformazione dal livello di tensione a cui è connesso l'impianto al livello di tensione immediatamente superiore, a livello generale vi è diminuzione di perdite quando la quota di carico coperta dagli impianti di produzione sulle reti al medesimo livello di tensione è sempre inferiore al carico complessivo. Qualora invece vi sia inversione di flusso, in particolare se prolungata e frequente, la generazione distribuita comporta una riduzione complessiva di perdite sempre meno evidente rispetto al caso di rete passiva fino ad arrivare a casi in cui le perdite complessive possono addirittura aumentare per effetto della doppia trasformazione (che si verifica nei casi in cui l'energia elettrica non consumata viene portata a livelli di tensioni superiori rispetto a quello di immissione e successivamente ricondotta a livelli di tensione più bassi);
- per quanto riguarda le perdite sulle linee elettriche al medesimo livello di tensione a cui è connesso l'impianto, nel caso in cui la potenza immessa in rete, ora per ora, sia inferiore a quella complessivamente assorbita dai carichi alimentati dalla linea stessa, la gene-

razione distribuita (nei limiti in cui consenta un avvicinamento fra produzione e consumo) comporterebbe una riduzione delle perdite registrabili sul tratto di rete in esame; nel caso, invece, di una forte penetrazione puntuale/localizzata della generazione distribuita, si possono verificare situazioni in cui le perdite sulla linea, eventualmente anche solo in alcune delle ore dell'anno, aumentano rispetto all'assetto di rete passiva. Ciò è vero soprattutto nel caso in cui gli impianti di produzione sono direttamente collegati alle cabine primarie o secondarie o richiedono la realizzazione di nuovi estesi tratti di rete (ad esempio perché sono ubicati in aree distanti dai centri di consumo).

Nell'attuale regolazione, la quantità di energia elettrica effettivamente immessa nelle reti di bassa e media tensione viene convenzionalmente maggiorata al fine di riconoscere alla generazione distribuita le perdite di rete mediamente evitate per effetto della sua presenza, almeno finché su base media verrà riscontrata una riduzione di tali perdite. I produttori connessi alle reti di bassa o media tensione possono così ottenere un beneficio, potendo negoziare sui mercati una quantità di energia elettrica superiore rispetto a quella effettivamente immessa in rete (pari mediamente a quella che avrebbero dovuto produrre per soddisfare i medesimi consumi finali qualora fossero stati connessi alle reti di alta o altissima tensione). Attualmente la maggiorazione per tenere conto delle minori perdite di rete è pari al 2,4% nel caso di energia elettrica immessa nelle reti di media tensione e al 5,1% nel caso di energia elettrica immessa nelle reti di bassa tensione. Tali coefficienti sono determinati nell'ipotesi (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 elettrica¹¹. Solo nel caso di energia elettrica ammessa a beneficiare delle tariffe fisse onnicomprensive, non è applicata la predetta maggiorazione convenzionale, proprio perché le tariffe riconosciute, in tali casi, sono onnicomprensive.

Lo sviluppo delle infrastrutture di rete

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

La realizzazione di nuove reti elettriche o il potenziamento di quelle esistenti ha l'obiettivo di velocizzare la connessione dei nuovi impianti e di aumentare la capacità di trasporto intrazonale e interzonale al fine di risolvere le congestioni. La necessità di sviluppare la rete esistente al fine di accogliere tutta l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione ed in particolare da quelli alimentati da fonti rinnovabili non programmabili appare piuttosto urgente in alcune aree del Paese caratterizzate da elevati potenziali di generazione e da scarso carico elettrico locale. Già oggi, infatti, vi sono reti elettriche real-

¹¹ Come sopra meglio descritto, ciò non è del tutto rappresentativo della realtà ma viene tuttora considerato una buona approssimazione. I valori numerici sono al momento oggetto di lieve aggiornamento.

mente sature (alcune dorsali appenniniche caratterizzate dalla presenza di numerosi impianti, per lo più eolici, e carichi limitati o nulli) e, pertanto, non in grado di veicolare tutta la produzione elettrica potenzialmente immessa¹².

L'adeguamento delle infrastrutture esistenti (per il passaggio da un servizio passivo ad uno attivo) non riguarda solo la rete di trasmissione nazionale ma anche le reti di distribuzione, in relazione, tra l'altro, al controllo dei profili di tensione che vengono modificati dalla potenza immessa dagli impianti di generazione distribuita (questi sono in grandissima parte alimentati da fonti rinnovabile le cui immissioni possono essere oggetto di migliore previsione e rilevazione). A questo riguardo, l'Autorità, a partire dal 2011, ha promosso alcuni progetti dimostrativi su reti reali. Essi si sono completati nel 2014: i relativi risultati sono stati resi pubblici, attraverso le Relazioni finali pubblicate sul sito dell'Autorità¹³. Queste sperimentazioni hanno consentito di raccogliere maggiori informazioni sulle effettive potenzialità delle singole funzionalità degli *smart distribution system*, ivi incluse quelle di telecomunicazione (fondamentali in un sistema attivo fondato sulla comunicazione con le risorse diffuse e l'interoperabilità tra apparati di diversi costruttori), nonché sulle diverse modalità di gestione delle reti che sono rese possibili dalle tecnologie *smart*.

Ciò ha consentito di avviare un processo di rinnovamento dell'attuale sistema regolatorio dello sviluppo infrastrutturale. Con il documento per la consultazione 255/2015/R/eel, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti iniziali per favorire lo sviluppo e la realizzazione di *smart distribution system*, sulla base delle lezioni apprese dai progetti sperimentali appena conclusi. Il documento esamina le principali funzionalità innovative sperimentate e le analizza sia in termini di diversi livelli di complessità delle soluzioni tecnologiche da promuovere, sia in relazione ai benefici di sistema conseguibili. In particolare, l'Autorità intende identificare, in logica di incentivazione *output based*, opportuni indicatori per la diffusione in tempi rapidi di nuove funzionalità *smart* che possono essere realizzate dalle imprese distributrici anche in assenza, per il momento, di stimoli agli utenti delle reti di distribuzione a fornire servizi per il funzionamento della rete. Ciò, almeno inizialmente, al fine di migliorare l'osservabilità, da parte dei gestori di rete, degli impianti di generazione distribuita e di migliorare il controllo del profilo di tensione lungo linea, alterato dalla presenza stessa di nuovi punti di immissione in bassa e media tensione. La predisposizione di una piattaforma infrastrutturale *smart* costituirà l'occasione per lo sviluppo di ulteriori funzionalità; la scelta delle prime due funzionalità innovative, sopra indicate, rappresenta solo il punto di partenza di un percorso che dovrà inevitabilmente riguar-

¹² La mancata produzione degli impianti eolici a causa di tali vincoli di rete oggetto di remunerazione è risultata pari a circa 500 GWh nel 2010 e si è progressivamente ridotta, fino a meno di 100 GWh nel 2014.

¹³ I progetti dimostrativi che sono arrivati a conclusione coinvolgono i seguenti distributori elettrici: Enel Distribuzione (CP Carpinone), A2A Reti Elettriche (CP Lambrate e CP Gavardo), ASSEM San Severino Marche, ACEA Distribuzione (CP Malagrotta), ASM Terni. I progetti pilota *smart grid* sono stati avviati ad inizio 2011 a seguito della deliberazione ARG/elt 12/11, sulla base dei criteri precedentemente fissati dall'Autorità. A fine 2014 i progetti si sono conclusi; con la deliberazione 183/2015/R/eel, l'Autorità ne ha permesso la prosecuzione per un ulteriore anno di sperimentazione, prolungando la fase di monitoraggio. Si veda www.autorita.energia.it/it/operatori/smartgrid.htm e l'Allegato 1 al documento di consultazione 255/2015/R/eel per una sintesi dei progetti e dei principali risultati.

dare anche il dispacciamento coinvolgendo i produttori e i clienti finali connessi a reti di distribuzione, attualmente non abilitati a fornire tali servizi.

2.2 L'evoluzione dei mercati e del dispacciamento

Nei prossimi paragrafi vengono evidenziati gli effetti delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita sul sistema elettrico, soffermando l'attenzione sui conseguenti provvedimenti adottati e da adottare affinché tali impianti possano essere integrati nel sistema elettrico, garantendone la sicurezza, e possano avere una diffusione crescente e sostenibile nel tempo.

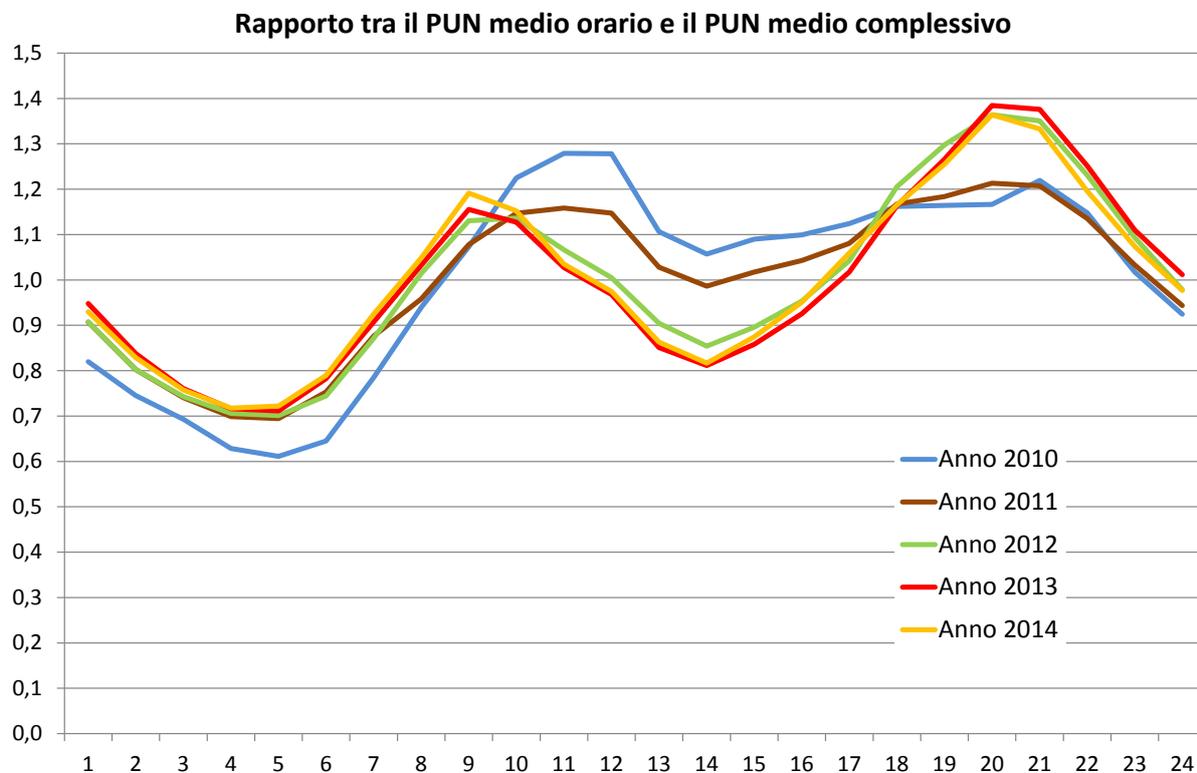
Il cambiamento del profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima

Come già evidenziato nella Relazione 277/2014/I/efr, per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della presentazione di offerte sui mercati anche in relazione a tali impianti, sta cambiando in modo sempre più rilevante il profilo di prezzo che si forma sul mercato del giorno prima.

In particolare, mentre storicamente i prezzi più alti si formavano nelle ore diurne, in corrispondenza della massima richiesta di energia elettrica in rete, attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. La [figura 19](#) mostra il radicale cambiamento del profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima intervenuto soprattutto tra il 2011 e il 2012 e successivamente stabilizzato (l'anno 2014 è infatti sostanzialmente in linea con i due precedenti). Al fine di evidenziare i soli profili, e non anche il valore assoluto dei prezzi che dipende da molti altri fattori (primo fra tutti il prezzo del gas naturale utilizzato attualmente per la produzione della metà dell'energia elettrica complessivamente necessaria per soddisfare i fabbisogni di energia elettrica), la medesima figura illustra, per ogni anno, lo scostamento del PUN medio orario rispetto al PUN medio annuo¹⁴.

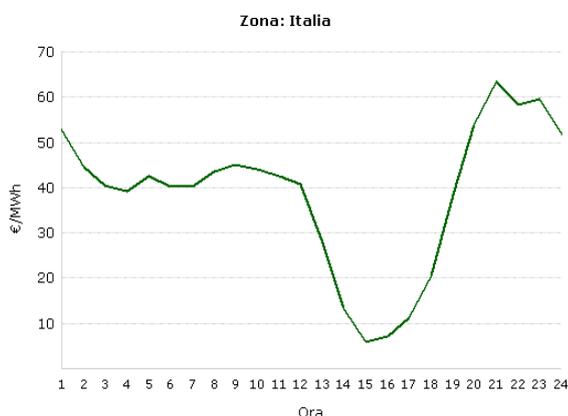
Da essa emerge che, su base media annua, il massimo scostamento positivo rispetto al PUN medio annuo è sempre più evidente nelle ore preserali (non più nelle ore centrali della giornata come ancora avveniva nel 2010), mentre il massimo scostamento negativo, che ancora si presenta nelle ore notturne, sta diventando confrontabile con quello che si registra nelle prime ore del pomeriggio.

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

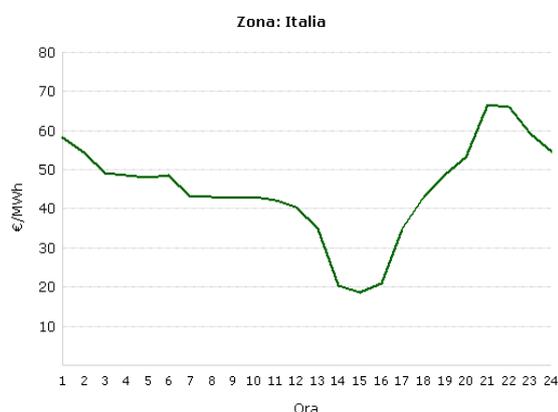


– figura 19 –

Nei più recenti giorni festivi appare rilevante lo scostamento tra il prezzo più elevato registrato nelle ore preserali e il prezzo più basso, registrato nelle ore diurne in cui la produzione fotovoltaica è massima e non più nelle ore notturne. Le [figure 20 e 21](#), tratte dal sito internet del Gestore dei Mercati Energetici, pongono in evidenza proprio tale scostamento per due domeniche (in particolare, il 5 aprile 2015 e il 3 maggio 2015), confermando quanto già osservato nel 2014.



– figura 20. 5 aprile 2015 –



– figura 21. 3 maggio 2015 –

La variazione del profilo di prezzo deriva dal fatto che nelle ore diurne non è più trascurabile la quantità di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili caratterizzati da costi variabili pressoché nulli. Pertanto, gli impianti termoelettrici, per poter rimanere in esercizio nelle ore diurne (a causa dei loro vincoli tecnici di funzionamen-

to) ed essere disponibili a produrre nelle ore serali in cui viene a mancare la produzione fotovoltaica, devono accettare di produrre a prezzi più bassi dei costi variabili. La quota dei costi variabili non coperta dai prezzi delle ore diurne o della prima mattina deve quindi essere coperta dai prezzi delle ore serali. Da ciò deriva un'esigenza di copertura dei costi variabili di produzione in un numero più concentrato di ore, il che, a sua volta, concorre a spiegare l'aumento relativo registrato nei livelli dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso in tali ore e soprattutto nelle prime ore serali in cui è più elevata la richiesta di energia elettrica.

Occorre altresì evidenziare che i prezzi di mercato dell'energia elettrica non dipendono unicamente dalla diffusione delle fonti rinnovabili ma anche dall'andamento del prezzo del gas naturale che continua a rappresentare una fonte molto importante per la produzione complessiva di energia elettrica. I recenti provvedimenti dell'Autorità che hanno indotto la rinegoziazione, con prezzi al ribasso, dei contratti di approvvigionamento del gas naturale hanno indubbiamente comportato un sensibile abbassamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica. Da rilevare, a tal fine, anche il maggior utilizzo, da parte dei produttori termoelettrici, di formule di approvvigionamento indicizzate ai prezzi dei mercati spot europei.

Per quanto affermato nel presente paragrafo, si ritiene fondamentale la partecipazione attiva delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita ai mercati dell'energia attraverso programmi di immissione il più possibile attendibili, affinché non vi siano distorsioni nella formazione dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima.

Nuova modalità di funzionamento degli impianti termoelettrici e degli impianti idroelettrici a serbatoio

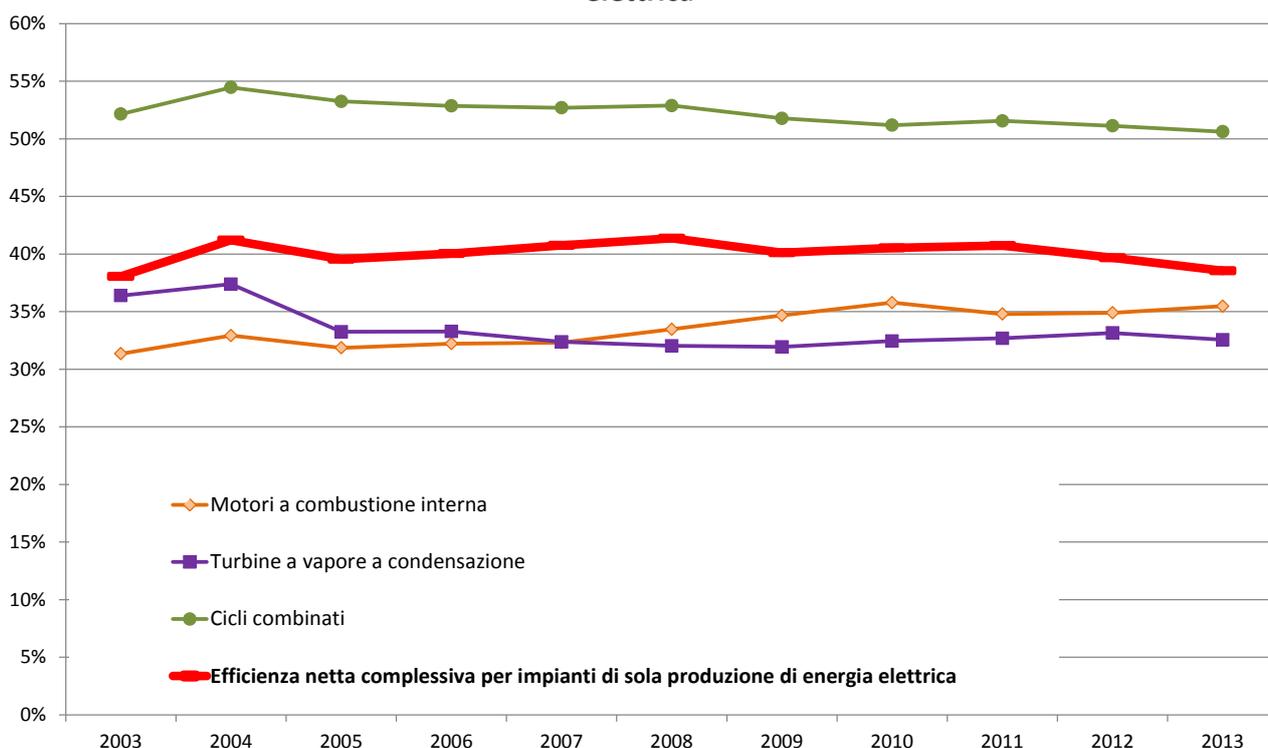
La diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, evidenziata nel capitolo precedente, sta comportando una riduzione delle ore di utilizzo degli impianti termoelettrici e degli impianti idroelettrici a serbatoio che, tra l'altro, vengono sempre più utilizzati per coprire le punte di carico. Ad essi viene quindi richiesta sempre più flessibilità, ma non tutti sono in grado di modificare la propria produzione in tempi rapidi.

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

influenzati da questioni afferenti il funzionamento generale dell'intero sistema elettrico nazionale.

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

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



– figura 22 –

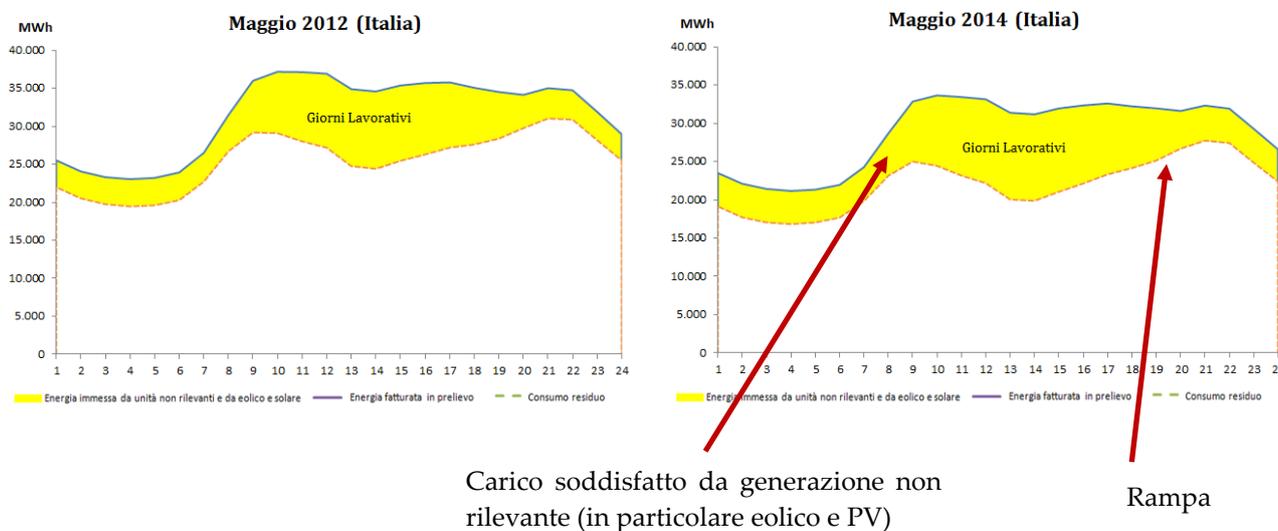
Evoluzione del dispacciamento

La non programmabilità e l'aleatorietà delle fonti rinnovabili non programmabili incrementa l'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale. A ciò va aggiunto che la maggior produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende ancor più complessa la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale della rete elettrica. Si rileva inoltre che tali criticità sono ulteriormente acuite per effetto delle carenze infrastrutturali di rete intra ed interzonali nelle aree in cui le fonti non programmabili sono disponibili. Tutto ciò si traduce, oltre che in un incremento dei costi

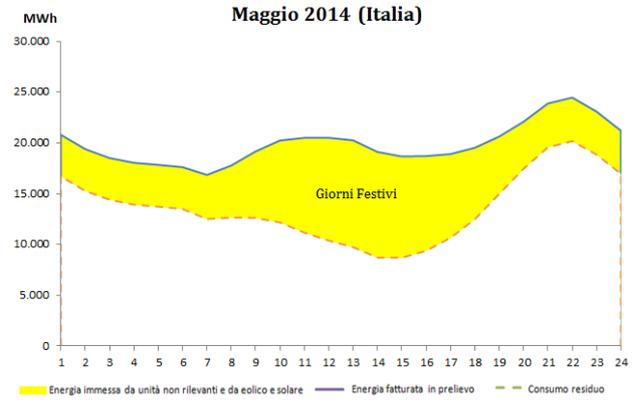
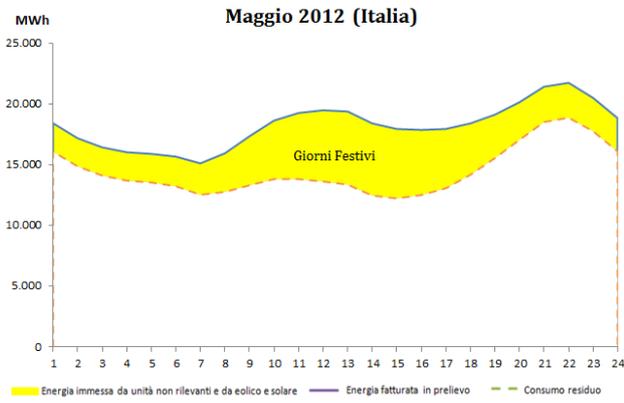
di dispacciamento, in una loro maggiore volatilità, rispetto al passato, e nella conseguente minore prevedibilità dei medesimi.

Più in dettaglio, le figure 23 e 24 evidenziano, in relazione all'intera Italia (rispettivamente con riferimento a giorni lavorativi e festivi), l'aumento della porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti non programmabili (in particolare impianti eolici e fotovoltaici) e le diverse pendenze del profilo di carico residuo (linea tratteggiata) rispetto al profilo di carico complessivo (linea continua). Le figure 25 e 26 focalizzano l'attenzione sulla zona Sud, essendo quella maggiormente interessata dalla diffusione di impianti alimentati da fonti aleatorie. L'aumento della porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti non programmabili era stato ancora più marcato tra il 2010 e il 2012, come ampiamente evidenziato nella Relazione 277/2014/I/efr; dal 2012 in poi tale aumento, pur presente, si è attenuato.

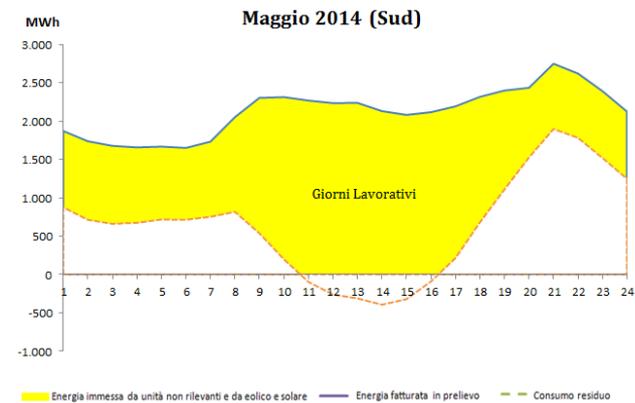
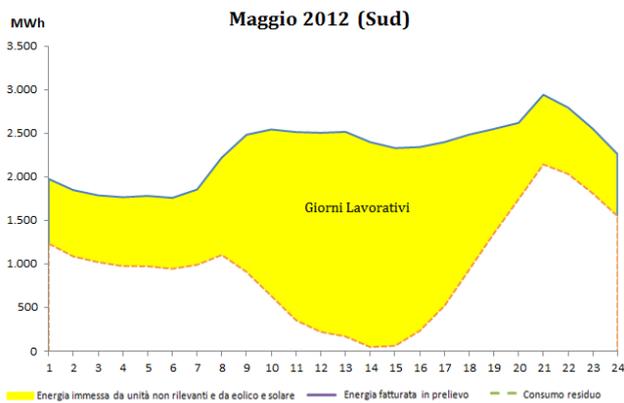
Si osserva anche la maggiore pendenza del profilo di carico residuo nelle ore preserali rispetto a quella del profilo di carico per effetto del contemporaneo venir meno del fotovoltaico quando si sta raggiungendo il picco di carico serale. Un problema analogo si potrebbe ottenere anche nelle ore mattutine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



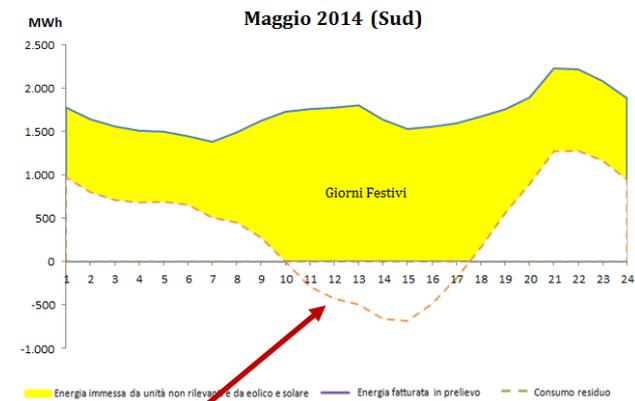
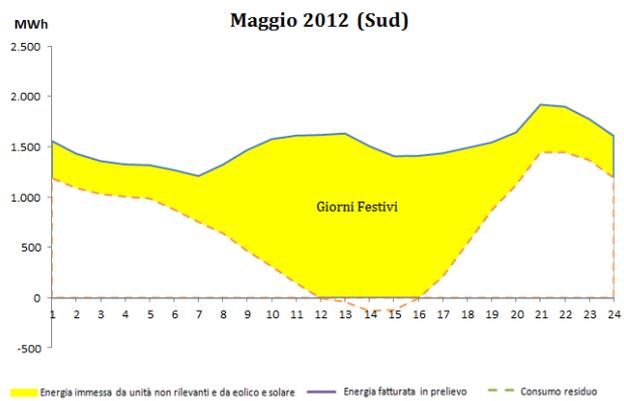
- figura 23. Essa rappresenta, per le 24 ore, la curva dei prelievi medi orari mensili e la curva ottenibile sottraendo a tali prelievi le immissioni medie orarie mensili degli impianti eolici e solari rilevanti e degli impianti non rilevanti -



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



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



Rischio di taglio della produzione

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

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

Per quanto detto, pur non essendo possibile che l'intero carico sia coperto da soli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili che potrebbero venire meno in modo aleatorio, è opportuno ottimizzare il dispacciamento per aumentare la parte di carico da essi copribile e per minimizzare il carico residuo, prevedendo la partecipazione attiva alla fornitura di servizi di rete anche nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita.

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

Ciò richiede di approvvigionarsi di una sempre crescente capacità di riserva per coprire le ripide rampe di carico accentuate dal venir meno del fotovoltaico nelle ore serali e, in alcune zone, dal venir meno dell'eolico nelle ore mattutine nonché per compensare l'indisponibilità delle fonti aleatorie; il che comporterebbe un continuo aumento dei costi di dispacciamento.

Occorre quindi fare in modo che anche gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili partecipino attivamente al funzionamento del sistema elettrico, sia attraverso la fornitura dei servizi di rete, sia attraverso la loro responsabilizzazione in termini di bilanciamento. A tal fine i sistemi di accumulo potrebbero dare un contributo importante. Al tempo stesso è importante fare in modo che i mercati e la regolazione del servizio di dispacciamento consentano di sfruttare le potenzialità e le caratteristiche di tali impianti e che i gestori di rete possano avvalersi di tali impianti per la gestione delle reti elettriche.

Ciò consentirebbe l'integrazione e l'ulteriore diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, garantendo allo stesso tempo la sicurezza del sistema elettrico, oltre che la possibile riduzione o il minor incremento dei costi di dispacciamento determinati dalla presenza di fonti rinnovabili aleatorie.

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

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

Terna, parallelamente, ha anche predisposto altri Allegati al Codice di rete relativi agli impianti di generazione distribuita, la cui presenza non è più trascurabile per il corretto funzionamento del sistema elettrico complessivo. Tali requisiti sono stati successivamente resi gradualmente obbligatori dall'Autorità. Ad esempio, con la deliberazione 84/2012/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente l'Allegato A70 al Codice di rete e ha previsto l'obbligatorietà che gli impianti di produzione di energia elettrica, da connettere in bassa e media tensione a far data dall'1 gennaio 2013, dispongano di dispositivi atti a consentire ai medesimi di rimanere connessi qualora la frequenza di rete rimanga compresa nell'intervallo 47,5 – 51,5 Hz (anziché nell'intervallo 49,7 – 50,3 Hz), evitando i problemi di sicurezza delle reti che potrebbero derivare dal repentino venir meno della generazione distribuita, ormai non più trascurabile, a seguito di esigue variazioni della frequenza di rete; essi servono anche per consentire la prestazione di servizi di rete che potrebbero diventare rilevanti nell'ottica futura delle reti attive.

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

- gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione aventi potenza superiore a 50 kW hanno l'obbligo di modificare le regolazioni delle protezioni di interfaccia al fine di ampliare il campo di funzionamento in termini di frequenza e tensione degli impianti e di installare il sistema di protezione di interfaccia a sblocco voltmetrico, con scadenza 31 marzo 2013. Sulla base dei dati aggiornati al 31 dicembre 2014, risulta che l'adeguamento abbia riguardato 15740 impianti per un totale di circa 16,5 GW. Risultano ancora non adeguati 1,2 GW afferenti a 991 impianti (quasi tutti termoelettrici o idroelettrici che non percepiscono incentivi): è attualmente in corso un approfondimento per verificare l'effettivo stato di esercizio di tali impianti;
- gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione fino a 50 kW e gli impianti di produzione connessi alle reti di bassa tensione aventi potenza superiore a 20 kW hanno l'obbligo di modificare le regolazioni delle protezioni di interfaccia al fine di ampliare il campo di funzionamento in termini di frequenza (nella fascia ridotta 49 – 51 Hz), con scadenza 30 giugno 2014. Al momento non sono ancora disponibili dati definitivi in relazione a tale adeguamento;
- 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 – 51 Hz), con scadenza 30 aprile 2015. Vista la recente scadenza non sono ancora disponibili informazioni puntuali in merito al loro effettivo adeguamento.

Gli interventi di adeguamento degli impianti già in esercizio al 31 marzo 2012 hanno dato fino ad 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.

È rilevante anche il ruolo del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) ai fini dello sviluppo della generazione distribuita. Esso, tenendo conto dei nuovi Allegati al Codice di rete di Terna (tra cui il già richiamato A70) e su impulso dell’Autorità, ha redatto e aggiornato le regole tecniche per la connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione (Norma CEI 0-16 nel caso di connessioni in media tensione e Norma CEI 0-21 nel caso di connessioni in bassa tensione) definendo anche i requisiti che gli impianti devono avere per poter prestare servizi di rete (eventualmente tramite automatismi). Tali requisiti sono poi stati resi gradualmente obbligatori dall’Autorità con propri provvedimenti. Ad esempio, attualmente gli impianti di generazione distribuita di nuova realizzazione presentano sistemi che consentono, ad esempio, la regolazione della potenza attiva e l’insensibilità ai buchi tensione proprio come gli impianti di più elevata taglia, seppur con strumenti differenti.

Con la deliberazione 344/2012/R/eel, l’Autorità ha verificato positivamente l’Allegato A72 al Codice di rete, relativo alla “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)”, predisposto da Terna. L’Allegato A72 è stato successivamente aggiornato da Terna al fine di consentire:

- interventi in tempo reale e con modalità certe, riducendo, a parità di tutto, il numero degli impianti di produzione chiamati a prestare il servizio di teledistacco nonché la durata del distacco;
- interventi in corrispondenza dell’impianto di produzione e non del punto di connessione o della cabina primaria, evitando la disconnessione dell’alimentazione dei servizi ausiliari o dei sistemi atti a garantire la sicurezza del sito;
- distacchi selettivi anche di impianti di produzione ubicati presso un centro di consumo che, pertanto, non immettono in rete tutta la propria produzione.

Tale Allegato al Codice di rete riguarda l’interrelazione tra Terna e i gestori 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).

Con la deliberazione 421/2014/R/eel, l’Autorità ha positivamente verificato l’Allegato A72 modificato prevedendo che i sistemi atti a consentire il teledistacco, come definiti dall’Allegato M alla Norma CEI 0-16, siano implementati per tutti gli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione e aventi potenza uguale o superiore a 100 kW. È stato altresì previsto l’adeguamento obbligatorio per gli impianti esistenti, da completarsi entro il 31 gennaio 2016 (riconoscendo premi per chi si adegua entro il 31 luglio 2015); infine è stato previsto che le imprese distributrici che dispongono almeno di una cabina primaria implementino entro il 31 agosto 2015 i sistemi in grado di ricevere i segnali di distacco da Terna e di inoltrarli ai produttori coinvolti.

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

Il teledistacco trova applicazione solo qualora è a rischio la sicurezza del sistema elettrico nazionale e non sono possibili altre azioni. Esso diventa più probabile con l'aumentare delle installazioni eoliche e fotovoltaiche, con particolare riferimento alle zone a basso carico.

Gli interventi già effettuati in materia di sbilanciamenti

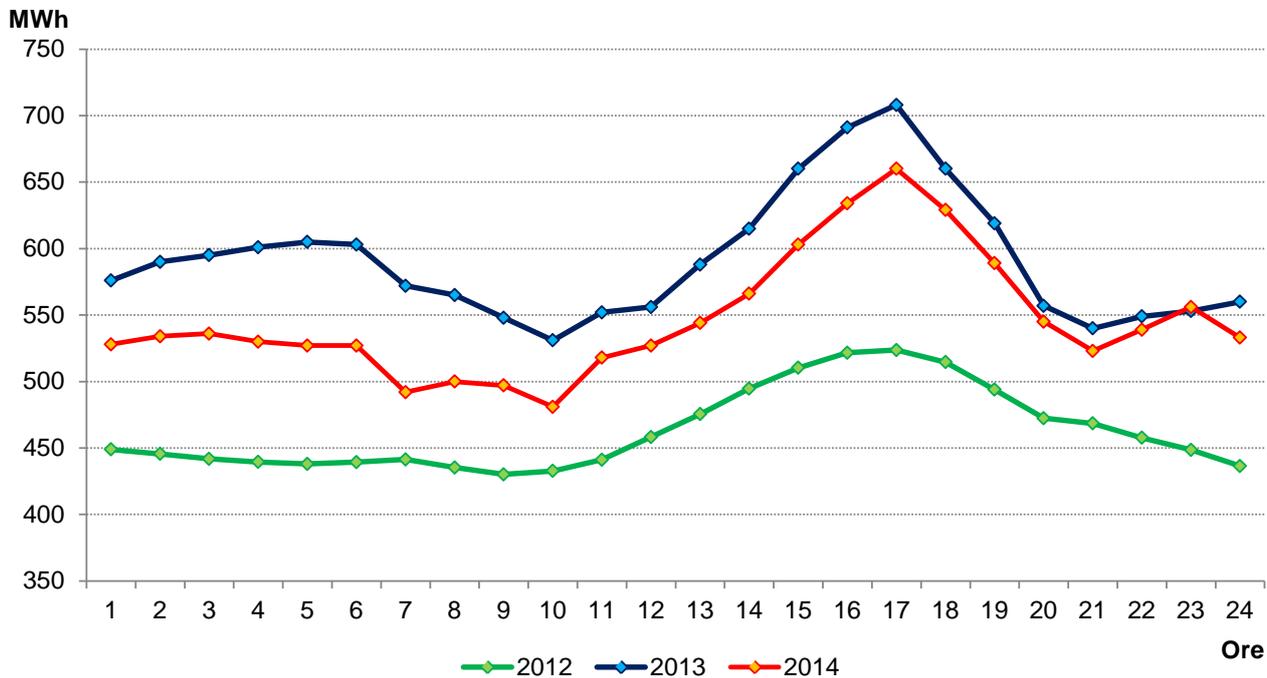
Con la deliberazione 281/2012/R/efr, l'Autorità ha definito disposizioni transitorie (vigenti dall'1 gennaio 2013) per l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, allo scopo di promuovere migliori previsioni dell'energia elettrica immessa in rete da fonti rinnovabili ed evitare che i costi dovuti alla scarsa prevedibilità di questi impianti continuino a incidere sulla generalità dei consumatori. Si ricorda, al riguardo, che la "non programmabilità" di tali fonti 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.

La deliberazione 281/2012/R/efr è stata oggetto di impugnativa ed è stata annullata con la sentenza 9 giugno 2014, n. 2936 del Consiglio di Stato¹⁶, nella parte relativa ai corrispettivi di sbilanciamento.

La deliberazione 281/2012/R/efr, nonostante il contenzioso, ha comunque consentito una migliore previsione delle immissioni di energia elettrica da fonti non programmabili. Al riguardo, la [figura 27](#) evidenzia la variazione della quantità di energia elettrica programmata e offerta su MGP da un gruppo di oltre 90 impianti eolici esistenti in ciascuno dei tre anni dal 2012 al 2014, aventi un utente del dispacciamento diverso dal GSE. Si nota in particolare il rilevante aumento della quantità di energia offerta su MGP nel 2013 e 2014 rispetto all'anno 2012 in cui la deliberazione 281/2012/R/efr non era vigente.

¹⁶ Con la sentenza 9 giugno 2014, n. 2936, la Sezione Sesta del Consiglio di Stato ha evidenziato che:

- la non prevedibilità tecnica delle fonti non programmabili ne impedisce l'equiparazione a quelle programmabili, ai fini dell'applicazione dei corrispettivi per gli sbilanciamenti, in ossequio al principio di non discriminazione (Capo 6);
- ciò, tuttavia, non implica che i costi degli sbilanciamenti delle fonti non programmabili debbano essere socializzati, in quanto ciò realizzerebbe una discriminazione non giustificabile (Capo 7);
- pertanto, l'Autorità ha piena discrezionalità nel trovare una soluzione che: *"da un lato, tuteli il mercato nella sua interesse mediante l'imposizione anche alle unità di produzione in esame dei costi di sbilanciamento, dall'altro, introduca meccanismi calibrati sulla specificità della fonte in grado di tenere conto della modalità di produzione dell'energia elettrica e delle conseguenti difficoltà di effettuare una previsione di immissione in rete che raggiunga il medesimo grado di affidabilità che devono garantire le unità di produzione di energia programmabile"* (Capo 7).



- figura 27. Essa rappresenta, per le 24 ore, la curva dell'energia media oraria annuale programmata e offerta su MGP -

Tra il 2012 e il 2014 è variata molto la cosiddetta “quota residua” complessiva, definita come la sommatoria dei prodotti orari tra gli sbilanciamenti e la rispettiva differenza tra il prezzo di sbilanciamento calcolato utilizzando la stessa formula prevista per le fonti programmabili non abilitate e il prezzo MGP. Il valore unitario di tale quota (espresso in €/MWh) dà un'idea del diverso valore complessivo dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento rispetto all'energia elettrica negoziata nel mercato del giorno prima. La quota residua complessiva (espressa in €) rappresenta, al tempo stesso, una stima dei costi posti in capo ai clienti finali nel caso in cui i produttori non siano chiamati a partecipare attivamente alla disciplina degli sbilanciamenti sulla base della regolazione attualmente prevista per tutte le altre unità di produzione non abilitate a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento. La quota residua complessiva si è drasticamente ridotta dal 2012 al 2014 (da circa 276 milioni di euro a circa 37 milioni di euro). Si ritiene che tale riduzione sia in gran parte dovuta alla deliberazione 281/2012/R/efr che ha indotto i produttori, tramite i rispettivi utenti del dispacciamento, a partecipare più attivamente ai mercati dell'energia. Si sottolinea che tale quota residua non è l'unico costo incidente sul sistema elettrico per effetto dell'aleatorietà: vi sono anche, ad esempio, i costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento di capacità di riserva che vengono attribuiti ai clienti finali nell'ambito dei corrispettivi di dispacciamento (cd. *uplift*).

Per effetto della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14, sono stati annullati in via definitiva i criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti agli utenti del dispacciamento definiti dalla deliberazione 281/2012/R/efr ma non anche le restanti parti di essa, relative all'obbligo, in capo agli utenti del dispacciamento, della definizione dei programmi di immissione utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza; più in dettaglio, con la sentenza n. 2936/14, la Sezione Sesta del Consiglio di Stato ha indicato che:

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

Da ciò deriva che l’Autorità debba tener conto delle peculiarità delle fonti rinnovabili non programmabili differenziando, per fonte, le modalità allocative dei corrispettivi di sbilanciamento, fermo restando il fatto che tali corrispettivi debbano essere ripartiti tra i soggetti che utilizzano le medesime fonti evitando ogni forma di socializzazione su soggetti diversi dai medesimi. L’Autorità ha ottemperato alla sentenza con la deliberazione 522/2014/R/eel che ha trovato applicazione dall’1 gennaio 2015. Essa prevede bande per l’energia oggetto di sbilanciamento differenziate per le diverse fonti rinnovabili consentendo di tenere conto delle specificità delle singole fonti. Tali soglie sono pari a:

- 49% del programma in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
- 31% del programma in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
- 8% del programma in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
- 8% del programma in relazione a punti di dispacciamento relativi a unità di produzione non rilevanti;
- 1,5% del programma 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).

La deliberazione 522/2014/R/eel stabilisce altresì che:

- al di sopra della banda l’energia elettrica oggetto di sbilanciamento venga valorizzata con le stesse modalità con cui attualmente vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate programmabili e delle unità di consumo;
- al di sotto della banda, l’energia elettrica oggetto di sbilanciamento venga valorizzata con un corrispettivo unitario, che tiene conto del rapporto tra la quota residua dei corrispettivi di sbilanciamento non già allocata alle fonti rinnovabili non programmabili (al netto dei corrispettivi al di sopra delle bande) e riferita a ciascuna zona di mercato, e la somma dell’energia elettrica oggetto di sbilanciamento e rientrante all’interno delle medesime bande. In pratica, all’interno delle bande, è come se i corrispettivi di sbilanciamento (complessivamente calcolati con le stesse modalità con cui attualmente vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate programmabili e delle unità di consumo) siano aggregati commercialmente e socializzati tra i produttori da fonti non programmabili in misura diversa per le singole fonti perché l’entità della banda è differenziata per fonte.

I corrispettivi di sbilanciamento definiti per le unità di produzione non abilitate a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento (già da tempo applicati alle unità di produ-

zione non abilitate programmabili e alle unità di consumo) si pongono l'obiettivo di valorizzare, nel modo più corretto attualmente possibile¹⁷, l'energia elettrica in tempo reale, sulla base dei prezzi delle offerte di acquisto o di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale. Essi quindi non sarebbero rappresentativi del vero valore dell'energia se fossero posti (come in passato) convenzionalmente pari al prezzo zonale orario. In quest'ultimo caso la differenza oraria, positiva o negativa, tra i corrispettivi di sbilanciamento e i prezzi zonali orari verrebbe posta in capo alla collettività in relazione alla quantità di energia elettrica oggetto di sbilanciamento (la cosiddetta quota residua di cui già si è parlato).

Per quanto detto, i corrispettivi di sbilanciamento intendono attribuire il corretto valore di mercato all'energia elettrica oggetto di sbilanciamento e, pertanto, non rappresentano uno strumento penalizzante nel caso in cui non vengano rispettate le previsioni di immissione¹⁸. Solo i corrispettivi di sbilanciamento per le unità di produzione abilitate a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento, sulla base della regolazione attuale, hanno anche una funzione penalizzante: con ciò le unità di produzione non programmabili (essendo tutte, anche, non abilitate) sono già di per sé trattate in modo differente, più agevolato, rispetto alle altre.

In alternativa alla regolazione sopra riportata, al fine di aumentare la flessibilità, gli utenti del dispacciamento possono scegliere l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento senza banda - ossia adottando la modalità in essere per gli impianti programmabili non abilitati - evitando quindi che una parte di essi sia valorizzata sulla base di corrispettivi medi.

Si ritiene che la deliberazione 522/2014/R/eel abbia pienamente reso operativi i principi enunciati dal Consiglio di Stato, nel pieno rispetto delle disposizioni europee secondo le quali anche gli impianti non programmabili sono chiamati a partecipare alla disciplina degli sbilanciamenti.

Infine, si sottolinea che la deliberazione 522/2014/R/eel trova applicazione per gli utenti del dispacciamento (cioè i soggetti, tipicamente *trader*, che siglano con Terna il contratto per l'erogazione del servizio di dispacciamento) e non direttamente per i produttori. Ciò significa che, al riguardo, gli utenti del dispacciamento possono e devono rivestire un ruolo più attivo, nel momento in cui svolgono il proprio ruolo di intermediari tra i produttori e il sistema elettrico. Essi, ad esempio, nel caso di unità di produzione non abilitate, potrebbero prevedere compensazioni commerciali tra i diversi impianti presenti nel loro portafoglio (anche nei casi in cui il sistema elettrico li considera separatamente) e potrebbero definire diversi criteri di attribuzione dei corrispettivi di sbilanciamento ai propri produttori, ad esempio premiando quelli che mettono maggiormente a disposizione i dati necessari per prevedere meglio le immissioni anche sulla base della disponibilità della fonte.

¹⁷ In attesa del completamento della revisione organica della disciplina degli sbilanciamenti.

¹⁸ Per quanto detto, i corrispettivi di sbilanciamento, di per sé, non dipendono dalla fonte né dalla tecnologia. La deliberazione 522/2014/R/eel ha comunque tenuto conto delle diverse fonti non programmabili implementando diverse modalità di ripartizione dei corrispettivi complessivi zonali di sbilanciamento, fermo restando il loro totale.

Gli interventi già effettuati in materia di accumuli

Come già anticipato, in un contesto sempre più caratterizzato da aleatorietà, i sistemi di accumulo possono assumere un ruolo di rilievo. Essi possono essere installati singolarmente oppure presso un centro di consumo ovvero presso un impianto di produzione di energia elettrica. I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per erogare servizi di rete, per contenere gli sbilanciamenti (soprattutto se combinati con impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili), per contenere i picchi di prelievi di energia elettrica, nonché per massimizzare l'autoconsumo anche sfruttando gli esoneri tariffari attualmente previsti nei casi dei sistemi efficienti di utenza (SEU) e dei sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU).

Sulla base della normativa vigente in Italia, i sistemi di accumulo possono essere installati da clienti finali, da gestori di rete (Terna e imprese distributrici) e da produttori.

Per quanto riguarda l'installazione da parte di Terna, fino ad oggi l'Autorità ha previsto 8 progetti pilota dedicati¹⁹. Per quanto riguarda l'installazione da parte delle imprese distributrici, in alcuni dei progetti pilota delle *smart grid* già richiamati sono stati sperimentati sistemi di accumulo per funzionalità di gestione della rete di distribuzione. I sistemi di accumuli, in tal caso, sono stati trattati come elementi di realtà più complesse e articolate (quali appunto le *smart grid*). Nel già richiamato documento per la consultazione 255/2015/R/eel è stata avanzata una proposta che fissa le condizioni sotto le quali un'impresa distributtrice può installare e gestire propri sistemi di accumulo, nel quadro dell'evoluzione delle reti di distribuzione in *smart distribution system*.

Per quanto riguarda l'installazione da parte di clienti finali e produttori, non esistono trattamenti incentivanti. Tuttavia i sistemi di accumulo possono essere liberamente installati con le finalità sopra richiamate e, al momento, possono trovare remunerazione tramite le diverse possibilità di utilizzo consentite.

Con la deliberazione 574/2014/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità di integrazione nel sistema elettrico per i sistemi di accumulo realizzati da soggetti diversi dai gestori di rete, estendendo a tutte le tipologie di accumuli la medesima regolazione già in precedenza applicata ai pompaggi. Sono state altresì definite le misure dell'energia elettrica ulteriori eventualmente necessarie per la corretta erogazione di strumenti incentivanti o di regimi commerciali speciali.

Nel definire la regolazione, l'Autorità non ha introdotto nessuna distinzione tra le diverse tecnologie al fine di non promuovere lo sviluppo di alcune soluzioni a scapito di altre: pertanto, dal punto di vista regolatorio, non esistono differenze tra gli accumuli elettrochimici, gli impianti di pompaggio o altre soluzioni. In più, l'Autorità ha disposto che i sistemi di accumulo siano trattati come singoli impianti di produzione o come gruppi di genera-

¹⁹ Con la deliberazione 288/2012/R/eel sono stati definiti i criteri di selezione dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione dell'energia elettrica. Con successivi provvedimenti, l'Autorità ha selezionato due progetti pilota in sistemi di accumulo "*power driven*" inseriti nel Piano di Difesa 2012 di Terna approvato dal MSE, per un totale di 16 MW (deliberazione 43/2013/R/eel) e sei progetti pilota "*energy driven*" inseriti nel Piano di Sviluppo 2011 di Terna approvato dal MSE, per un totale di 35 MW (deliberazione 66/2013/R/eel).

zione che costituiscono un impianto di produzione (se presente) perché essi possono immettere energia elettrica in rete e perché tale scelta, dal punto di vista dell'accesso ai mercati, consente una loro più facile integrazione con gli impianti alimentati da fonti non programmabili.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo realizzati da gestori di rete, l'Autorità ha indicato, nelle proprie Osservazioni in ordine alle comunicazioni della Commissione Europea sul c.d. Pacchetto «Unione dell'Energia» (Memoria 11 maggio 2015, 212/2015/I/com), che tali sistemi, al termine delle sperimentazioni attualmente in corso, dovrebbero limitarsi a utilizzare i sistemi di accumulo volti a garantire la sicurezza del sistema (applicazioni c.d. *power-driven*), mentre dovrebbero essere assegnati a soggetti terzi le applicazioni che comportano spostamenti dei flussi di energia nel tempo (applicazioni c.d. *energy-driven*).

Gli interventi da effettuare in materia di dispacciamento

L'azione regolatoria condotta fino a questo momento ha consentito indubbiamente importanti passi avanti, portando l'Italia tra gli Stati all'avanguardia in materia di integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita. Ma, per completare quella che può ben essere considerata una “rivoluzione” nel settore elettrico, tanti passi devono ancora essere compiuti.

Occorre *riedere e aggiornare la regolazione complessiva del dispacciamento* affinché sia più aderente alla nuova realtà e consenta una partecipazione più attiva anche da parte di impianti che fino ad oggi non hanno prestato servizi di rete (se non in piccola parte) nonché un maggiore utilizzo di tali risorse da parte di Terna. Tale revisione generale è già stata avviata tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema. Ciò potrebbe consentire di meglio valorizzare (anche economicamente) i servizi utili per il sistema elettrico che gli impianti (anche quelli non programmabili) possono fornire, compresi quelli connessi alle reti di media e bassa tensione che sono sempre stati esclusi dalla fornitura dei servizi di dispacciamento. Al riguardo, occorre anche distinguere tra servizi di rete globali (cioè necessari per il funzionamento in sicurezza del sistema elettrico nel suo complesso) e servizi di rete locali (cioè necessari per il funzionamento in sicurezza delle reti di distribuzione) per i quali la generazione distribuita potrebbe avere un ruolo rilevante, ferme restando le inevitabili necessarie correlazioni.

Occorre anche *effettuare approfondimenti in relazione alla futura gestione delle reti di distribuzione* per valutare se e come definire una regolazione per il servizio di dispacciamento che coinvolga gli impianti di produzione e i clienti finali connessi a tali reti, sfruttando appieno (e non solo tramite una serie di automatismi) le potenzialità dei dispositivi che già dal 2012 devono essere obbligatoriamente installati sugli impianti di produzione per effetto dell'applicazione delle nuove Norme CEI 0-16 e CEI 0-21. Ciò consentirebbe la partecipazione attiva, da parte dei produttori, al mercato elettrico, anche abilitando le unità di GD alla fornitura di risorse per il dispacciamento che, ad oggi, solo i generatori di grande taglia, collegati alla rete di trasmissione nazionale, possono e/o devono fornire. Peraltro, in futuro, l'implementazione della regolazione del dispacciamento sulle reti di distribuzione

potrebbe consentire una partecipazione più attiva anche da parte dei clienti finali, promuovendo soluzioni di *demand side management* e di *demand response*.

In conclusione, il sistema elettrico è in corso di evoluzione verso uno *smart system* sempre più caratterizzato da flessibilità e interoperabilità:

- dal punto di vista dei produttori da fonti rinnovabili non programmabili e da generazione distribuita che sempre più sono chiamati a prestare servizi di rete, per ora sulla base di automatismi e in futuro anche sulla base di azioni volontarie tramite la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, anche tramite nuove figure quali quelle degli aggregatori (che oggi operano solo sui mercati dell'energia);
- dal punto di vista dei produttori termoelettrici e idroelettrici a serbatoio che potrebbero essere più spesso chiamati a modificare il proprio profilo di produzione, intervenendo a compensazione delle fonti aleatorie;
- dal punto di vista dei gestori di rete, sempre più chiamati a gestire le proprie reti in modo attivo coinvolgendo soggetti che fino ad ora sono stati considerati "non rilevanti";
- dal punto di vista degli intermediari, sempre più chiamati a svolgere anche un ruolo più "ingegneristico" e non solo commerciale, dovendo ottimizzare il funzionamento degli impianti di produzione in un contesto integrato, cioè tenendo conto anche delle esigenze sistemiche;
- dal punto di vista dei clienti finali, a partire da quelli che al tempo stesso sono produttori, che dovranno essere sempre più coinvolti nell'ambito del *demand side management* e del *demand response*.

La predetta interoperabilità non riguarda solo i produttori di energia elettrica, i clienti finali e i rispettivi gestori di rete. Riguarda anche i diversi gestori di rete tra di loro (è sempre più necessaria una stretta collaborazione tra Terna e le imprese distributrici in relazione alla generazione distribuita), nonché i diversi soggetti preposti alla stesura delle normative tecniche (ivi incluso il CEI) che devono essere sempre più integrate.

Quanto sin qui descritto denota una transizione graduale verso un nuovo sistema elettrico che richiederà parecchi anni per poter essere del tutto implementata ma che è già iniziata.

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

3.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica

L'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile può accedere al mercato con diverse modalità: mediante un accesso diretto (attraverso la borsa elettrica o la cessione diretta ai *traders*), mediante un accesso indiretto attraverso il regime di *ritiro dedicato*, oppure, per gli impianti fino a 200 kW, attraverso lo *scambio sul posto*.

Ritiro dedicato

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

Il ritiro dedicato può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di taglia qualunque. Esso non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediario commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, con regole trasparenti ed 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 ed al trasporto dell'energia immessa).

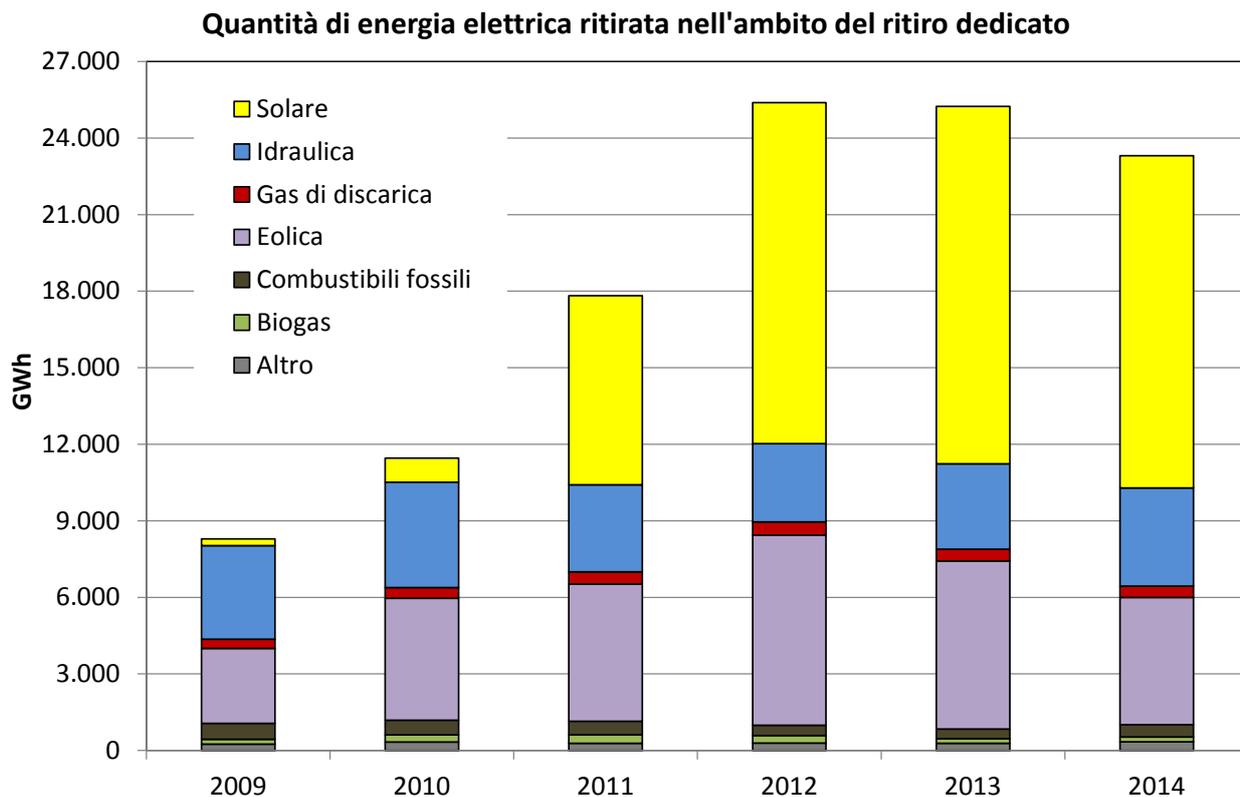
Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti (come avviene sul libero mercato), è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul mercato del giorno prima (MGP). Nel caso di impianti alimentati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

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

La [figura 28](#) rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato. In particolare, nel 2014 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 23,3 TWh (in calo rispetto all'anno precedente), prodotta da 56.438 impianti, per una potenza complessiva di circa 15,3 GW. L'energia elettrica che ha beneficiato dei prezzi minimi garantiti è stata pari a circa 2,3 TWh, prevalentemente prodotta da impianti idroelettrici e in forte riduzione rispetto all'anno 2013, in cui era stata pari a circa 11,4 TWh. È importante sottolineare come, per effetto della revisione recentemente operata e del decreto legge 145/13 come convertito in legge²⁰, l'impatto dei prezzi minimi garantiti sulla componente tariffaria A3 si sia ridot-

²⁰ Ai sensi di tale decreto legge, a decorrere dal 1 gennaio 2014, i prezzi minimi garantiti sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l'energia elettrica ritirata sia prodotta da impianti

to notevolmente, comportando un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 43 milioni di euro (contro i 324 milioni di euro nell'anno 2013).



- figura 28 ²¹-

Al fine di incrementare la pluralità dei soggetti che operano sui mercati, si ritiene opportuno ridurre la platea dei soggetti che possono accedere al ritiro dedicato, ad esempio limitandola agli impianti di potenza fino a 1 MW. Il ritiro dedicato è infatti una forma di “tutela” per i produttori che, con il passare del tempo, vede venir meno i presupposti sulla base dei quali era stato istituito.

Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, istituito dal decreto legislativo 387/03 e dal decreto legislativo 20/07, è regolato dall’Autorità con la deliberazione ARG/elt 74/08, vigente dall’1 gennaio 2009 al 31 dicembre 2012. Dall’1 gennaio 2013 trova applicazione la 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.

che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull’energia elettrica prodotta, ad eccezione dell’energia elettrica immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW.

²¹ 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.

La regolazione dello scambio sul posto è stata implementata sulla base di tre diversi schemi. In particolare, lo scambio sul posto:

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

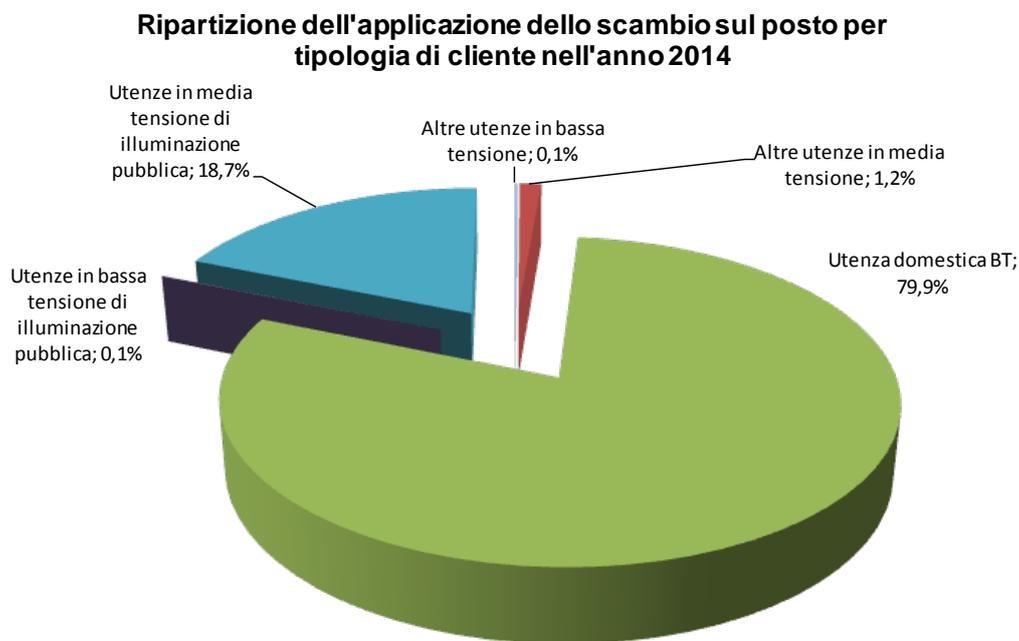
Lo scambio sul posto è, quindi, uno strumento regolatorio che consente di compensare le partite di energia elettrica immessa in rete in un'ora con quella prelevata dalla rete in un'ora diversa da quella in cui avviene l'immissione. Esso è come se replicasse virtualmente un sistema di accumulo ma, proprio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

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

Sulla base dei dati più recenti ad oggi disponibili, nell'anno 2014 lo scambio sul posto ha interessato circa 476.500 impianti (di cui 360 cogenerativi e 104 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare), per una potenza complessiva di circa 4,2 GW, una quantità di energia elettrica complessivamente scambiata pari a circa 1,8 TWh, comportando un

onere complessivo in capo agli altri clienti finali, coperto tramite la componente tariffaria A3, di circa 91 milioni di euro.

La figura 29 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 29. La ripartizione percentuale è riferita al numero degli utenti con scambio sul posto -

Per l'anno 2015 ci si attende un lieve aumento del numero degli impianti che si avvalgono dello scambio sul posto per effetto del venir meno della possibilità di accedere ai benefici del quinto conto energia (che non era cumulabile con lo scambio sul posto), per effetto dell'innalzamento a 500 kW della soglia per l'ammissione nonché per effetto del decreto legge 91/14, come convertito con modificazioni dalla legge 116/14²².

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*²³ e il *feed in premium*²⁴) e strumenti economici di quantità (quali i certificati verdi e i certificati bianchi in relazione agli

²² Tale decreto legge ha infatti previsto che, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW rientranti nell'ambito dello scambio sul posto, non si applichino le componenti a copertura degli oneri generali di sistema sull'energia elettrica consumata in sito (si veda il capitolo 4). Inoltre ha previsto l'accesso diretto di tali sistemi ai benefici dei SEU, evitando la procedura di qualifica.

²³ *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.

²⁴ *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.

impianti fotovoltaici fino a 20 kW), oltre a obblighi e imposizioni (quale l'obbligo di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili previsto dal decreto legislativo 28/11 nel caso di costruzione di nuovi edifici o di interventi rilevanti) e oltre a strumenti di altra natura (quali detrazioni fiscali, contributi a fondo perduto assegnati a livello locale ed esoneri di vario tipo). Più in dettaglio, per quanto riguarda gli strumenti economici, convivono:

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) Cip 6/92 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- sistema dei certificati verdi (CV) per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012 ²⁵;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, ad esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012 ²²;
- sistema di conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici;
- sistema di conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione): tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. E' 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, ad esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti.

Queste ultime tariffe incentivanti sono attualmente oggetto di revisione e di estensione da parte dei Ministri competenti. Al riguardo, si ritiene importante definire con chiarezza i contingenti disponibili al fine di contenere la spesa totale in capo ai clienti finali, nonché optare per sistemi che consentano la competizione (in relazione al valore unitario dell'incentivo) tra iniziative diverse tramite procedure concorsuali, nel pieno rispetto della disciplina europea in materia di aiuti di Stato. Si ritiene altresì che sia preferibile un meccanismo incentivante di tipo *feed in premium* poiché esso lascia l'energia elettrica nella disponibilità dei produttori, evitando che essa sia interamente commercializzata dal GSE.

Nel seguito vengono riprese e aggiornate le considerazioni già esposte nella relazione 277/2014/I/efr.

²⁵ Ad 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.

Provvedimento Cip 6/92

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

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

- a) la prima componente deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica Cip 6 secondo le modalità definite dal medesimo provvedimento e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori. Nell'anno 2014 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è pari a circa 0,75 miliardi di euro (tabella 1), per una quantità di energia elettrica pari a 11,5 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per 0,33 miliardi di euro alle fonti rinnovabili (2,5 TWh) e per i restanti 0,41 miliardi di euro alle fonti assimilate (9 TWh). Per l'anno 2015 il costo netto per il sistema è atteso in riduzione, per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni. Tale costo netto è posto a carico della componente tariffaria A3 ed è interamente attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip 6/92, maggiori rispetto ai prezzi di mercato. Si noti che gli oneri in capo alla collettività derivanti dal provvedimento Cip 6 sono influenzati dai prezzi di mercato dell'energia elettrica;

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2014

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
		[%]	[%]	[%]	[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2014	[Numero]	72	94,7%	4	5,3%	76
Potenza convenzionata al 31 dic. 2014	[MW]	600	28,4%	1.508	71,6%	2.108
Energia elettrica ritirata	[TWh]	2,47	21,5%	9,00	78,5%	11,47
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,468	34,2%	0,901	65,8%	1,369
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,134	21,5%	0,488	78,5%	0,622
Impatto sulla componente tariffaria A3	[Miliardi di euro]	0,334	44,7%	0,413	55,3%	0,747

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

I dati riportati escludono le convenzioni Cip 6 risolte anticipatamente.

- tabella 1 -

- b) la seconda componente deriva dall'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip 6/92, secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica Cip 6 vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare:
- per i produttori da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento Cip 6/92 e che sono assoggettati all'obbligo di acquisto dei CV (certificati verdi). Gli oneri complessivamente riconosciuti fino ad oggi, relativi alle produzioni fino al 2009, sono stati pari a circa 427 milioni di euro; nel 2015 verranno riconosciuti gli oneri relativi alle produzioni dell'anno 2013, stimabili in circa 45 milioni di euro;

- per i produttori che devono acquistare i permessi di emissione, secondo la direttiva 2003/87/CE (oneri pari a circa 100 milioni di euro per l'intero periodo 2005-2007; pari a circa 1,2 miliardi di euro per il periodo 2008-2012, pari a circa 37 milioni di euro per l'anno 2013 e stimabili in circa 46 milioni di euro per l'anno 2014). Il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento;
- c) la terza componente deriva dai costi derivanti dalla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6²⁶.

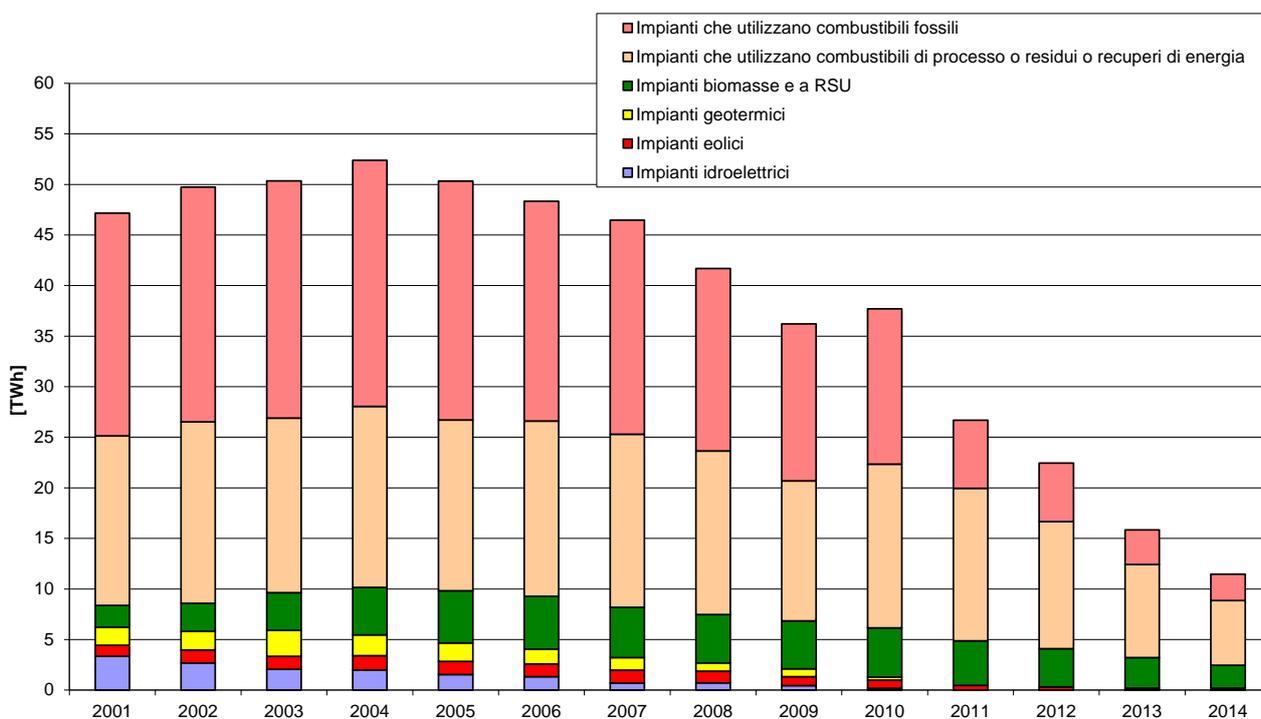
Il Cip 6 include tra le fonti rinnovabili anche i termovalorizzatori dei rifiuti che attualmente hanno un'incidenza rilevante in termini di energia elettrica ritirata (13% del totale) e, soprattutto, in termini di impatto in A3 (27% del totale).

Sono stati numerosi e rilevanti gli interventi operati dall'Autorità o dal Ministro dello Sviluppo Economico (anche su proposta della medesima Autorità) e finalizzati a contenere l'impatto del provvedimento Cip 6/92 sulla componente A3. Si ricordano, al riguardo, le revisioni del prezzo della materia prima gas nel costo evitato di combustibile (CEC) a partire dal 2007 (la cui prima rilevante riduzione appare peraltro molto evidente dalla figura 31); la revisione dei rendimenti di riferimento utilizzati ai fini del calcolo del CEC al fine di allinearli alle tecnologie più evolute nell'anno di entrata in esercizio di ogni impianto; la risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92 nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate. Gli oneri annuali del provvedimento Cip 6/92 per i prossimi anni, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico e considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione, sono destinati ad esaurirsi progressivamente.

Le figure 30 e 31 evidenziano, rispettivamente, la quantità di energia elettrica e il costo, ripartiti per fonte, relativi al provvedimento Cip 6/92 dal 2001 al 2014. Nella figura 31 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). Non sono invece riportati i conguagli effettuati *una tantum* nel 2014 (per circa 32 milioni di euro) per effetto 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.

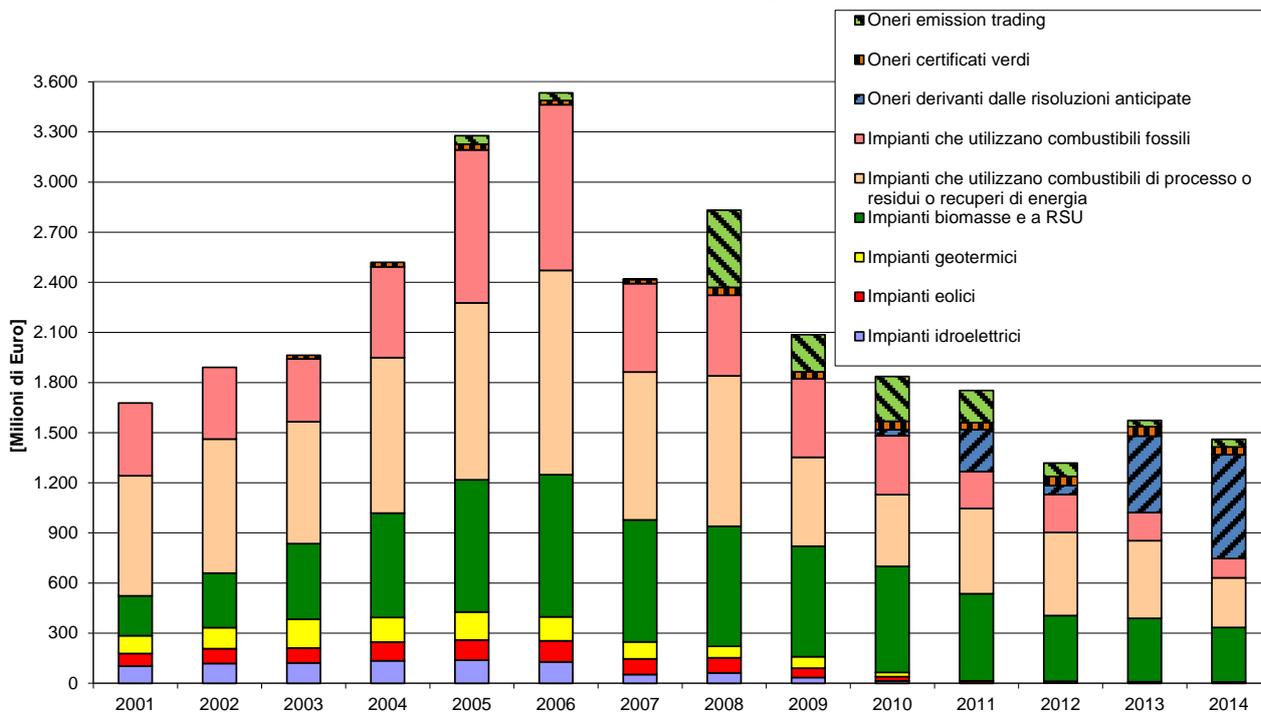
²⁶ Al riguardo, a seguito dei Decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009, 2 agosto 2010, 8 ottobre 2010 e 23 giugno 2011, quindici impianti assimilati hanno optato per la fuoriuscita anticipata dal provvedimento Cip 6/92. Secondo le più recenti stime del GSE, effettuate sulla base dei criteri indicati nei predetti decreti, le risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip 6 già confermate, a fronte di un maggiore costo iniziale, dovrebbero comportare un risparmio cumulato complessivo per il sistema di circa 900 milioni di euro. L'effetto della risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92, in termini di minore quantità di energia elettrica ritirata dal GSE, appare evidente dalla figura 30.

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



- figura 30 -

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



- figura 31. Gli oneri emission trading sono allocati all'anno di produzione; gli oneri certificati verdi sono allocati all'anno d'obbligo -

Certificati verdi (CV)

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

L'*offerta* è rappresentata dai titoli associati all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio tra l'1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2012 e appositamente qualificati dal GSE (fatte salve le eccezioni concesse dal decreto interministeriale 6 luglio 2012), moltiplicata per un fattore differenziato per fonte nel caso di impianti entrati in esercizio dal 2008. Pertanto, ogni CV corrisponde a 1 MWh equivalente, ma non necessariamente a 1 MWh di energia elettrica effettivamente prodotta. Per effetto della legge 239/04 e del decreto interministeriale 24 ottobre 2005, i CV sono stati transitoriamente estesi anche agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, indipendentemente dalla fonte²⁷. I CV possono essere "autoprodotti" o scambiati tra operatori, tramite contrattazioni bilaterali o presso la piattaforma per la negoziazione organizzata e gestita dal GME.

La *domanda* di CV nasce dall'obbligo imposto ai produttori/importatori di energia elettrica (al netto di una franchigia pari a 100 GWh) di immettere in rete una determinata quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Tale quota, inizialmente posta pari al 2%, è stata poi aumentata fino al 7,55% delle produzioni da fonti non rinnovabili e importazioni²⁸ del 2012, per poi decrescere, in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28/11, e azzerarsi a partire dal 2015 (in particolare, è pari al 5,03% in relazione alle produzioni da fonti non rinnovabili e importazioni del 2013 e infine pari al 2,52% per l'obbligo dell'anno 2015 relativo alle produzioni da fonti non rinnovabili e importazioni del 2014).

Successivamente al 2015, con l'azzeramento della domanda, non troverà più applicazione il meccanismo dei CV come attualmente concepito; i produttori ammessi a beneficiarne riceveranno un incentivo "sostitutivo" erogato dal GSE e riferito alla produzione netta, fino al termine del rispettivo periodo di diritto. Pertanto, il mercato dei CV è destinato a scomparire al termine delle negoziazioni necessarie a soddisfare l'obbligo correlato alle

²⁷ L'articolo 1, comma 71, della legge 239/04, attuato dal decreto interministeriale 24 ottobre 2005, ha esteso il riconoscimento dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Successivamente, l'articolo 14 del decreto legislativo 20/07, modificato dall'articolo 30, comma 12, della legge 99/09 ha confinato il riconoscimento dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento che rispettino almeno uno dei seguenti requisiti:

- siano già entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239 e la data del 31 dicembre 2006;
- siano stati autorizzati dopo la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239 e prima della data del 31 dicembre 2006 ed entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009;
- entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima della data del 31 dicembre 2006.

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

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

produzioni da fonti non rinnovabili e importazioni del 2014 (cioè dal 2016). In pratica, è come se i CV dopo il 2015 venissero emessi e contestualmente ritirati dal GSE a un prezzo calcolato con la stessa formula oggi impiegata per definire il prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti (ferme restando le eccezioni previste dal decreto interministeriale 6 luglio 2012²⁹). Ai fini della presente Relazione, con il termine CV si intende anche l'incentivo "sostitutivo" dei veri e propri certificati verdi in quanto esso è stato appositamente definito per garantire continuità ai produttori da fonti rinnovabili, fino al termine del rispettivo periodo incentivante.

L'onere complessivo del programma di incentivazione è pari alla somma di due componenti:

- a) la prima componente deriva dai costi che i produttori e gli importatori soggetti all'obbligo di acquisto dei CV sostengono per l'adempimento all'obbligo. Tali costi vengono coperti dai medesimi tramite i ricavi che derivano dalla vendita dell'energia elettrica. Pertanto la prima componente dell'onere complessivo dei CV è posta indirettamente a carico dei clienti finali nei prezzi dell'energia elettrica. Essa può solo essere stimata ed è pari, per l'anno d'obbligo 2013 (terminato il 31 marzo 2014), a circa 950 milioni di euro. Per l'anno d'obbligo 2014 ci si attende un onere inferiore rispetto a quello stimato per l'anno 2013 poiché la quota d'obbligo 2014, applicata all'energia elettrica prodotta e importata da fonti non rinnovabili nel 2013, è già in fase di riduzione lineare fino al prossimo azzeramento. Degli oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica, la parte preponderante, come evidenziato in tabella 3, va direttamente a beneficio dei produttori IAFR e l'altra, determinata dalla vendita dei certificati verdi da parte del GSE, va a riduzione della componente A3. Si evidenzia che i CV non sono solo riferiti a energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ma anche, seppur in minor quantità, ad energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento;
- b) la seconda componente deriva dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti previsto dall'articolo 2, comma 149, della legge 244/07 e dall'articolo 15, comma 1, del decreto ministeriale 18 dicembre 2008 (fino alle produzioni relative all'anno 2010), nonché dall'articolo 25, comma 4, del decreto legislativo 28/11 (per le produzioni successive all'anno 2010). Tale componente, posta a carico della componente tariffaria A3, è cresciuta in misura significativa a partire dal 2008 a causa dell'eccesso di offerta dei CV ed è destinata a diventare la totalità per effetto dell'azzeramento della quota d'obbligo.

Il meccanismo dei CV prevede attualmente due prezzi di riferimento:

- 1) il primo è riferito ai CV emessi e venduti dal GSE ed è pari a (180 €/MWh – prezzo di mercato dell'energia elettrica dell'anno precedente). Tale prezzo è influente nel caso di eccesso di domanda. Nel 2014 è stato pari a 114,46 €/CV mentre nel 2015 è pari a 124,90 €/CV;
- 2) il secondo è riferito ai CV invenduti e ritirati dal GSE ed è pari:
 - nel caso di fonti rinnovabili, al 78% del prezzo di cui al punto 1). Tale prezzo diventa influente nel caso di eccesso di offerta. Nel 2013 è pari a 80,34 €/CV; nel 2014 è

²⁹ Si veda l'articolo 19, comma 1, del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

- pari a 89,28 €/CV e nel 2015 è pari a 97,42 €/CV. Dal 2013 il GSE può vendere i CV ritirati ad un prezzo pari a quello di ritiro;
- nel caso di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, al prezzo medio di mercato registrato nel 2010, pari a 84,34 €/CV.

Entrambi i prezzi di riferimento sono influenzati dal prezzo di mercato dell'energia elettrica e, di conseguenza, anche l'impatto sulla componente tariffaria A3 derivante dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti è influenzato dal predetto prezzo. Al riguardo, più in dettaglio, per l'anno 2013, i CV invenduti hanno comportato un onere di 1.409 milioni di euro, mentre per l'anno 2014 essi hanno comportato un onere di 3.218 milioni di euro. Si stima che per l'anno 2015 l'onere sia ancora abbondantemente superiore a 3 miliardi di euro: esso può ulteriormente aumentare, essendo influenzato dalle scelte dei produttori in merito alla richiesta di ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti, anche in vista dell'imminente conclusione del meccanismo.

Per effetto del decreto interministeriale 6 luglio 2012, nel 2014 il GSE, previa richiesta del produttore, è tenuto a ritirare non solo i CV invenduti negli ultimi tre trimestri dell'anno 2013 ma anche quelli relativi ai primi due trimestri dell'anno 2014 (quindi i CV relativi a 5 trimestri); invece nel 2015 il GSE, previa richiesta del produttore, è tenuto a ritirare i CV invenduti negli ultimi due trimestri dell'anno 2014 e quelli relativi ai primi due trimestri dell'anno 2015 (quindi i CV relativi a 4 trimestri, anziché 5); i CV invenduti negli ultimi due trimestri dell'anno 2015 potranno essere ritirati solo nel 2016. Entro il 2016 saranno oggetto di ritiro, da parte del GSE, anche tutti i CV riferiti alle produzioni degli anni precedenti rimasti invenduti purché, naturalmente, ancora in validità (per maggiori dettagli, si rimanda al paragrafo 3.3).

Comunque i produttori, fermo restando il periodo di validità dei CV³⁰, possono scegliere quando commercializzarli o chiedere il ritiro al GSE: ciò fa sì che il costo in capo alla collettività derivante dai certificati verdi non sia correlato all'anno in cui avviene la produzione di energia elettrica. Quanto detto assume rilievo solo fino al termine del meccanismo dei CV attualmente vigente (cioè solo fino al 2016, anno in cui verranno ritirati gli ultimi CV riferiti alle produzioni degli anni precedenti).

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

³⁰ I CV hanno infatti una scadenza dopo 3 anni dall'emissione e, quindi, non devono essere necessariamente commercializzati o ritirati in un unico anno d'obbligo.

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

Anno	Energia elettrica soggetta all'obbligo [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema [%]	Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo						
				Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta					
					Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati [TWh] [%]		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR [TWh] [%]		Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta [TWh] [%]	
2001	161,6	2	2002	3,23	0,77	23,8%	0,12	3,7%	2,34	72,4%
2002	180,6	2	2003	3,61	1,28	35,5%	0,21	5,8%	2,05	56,8%
2003	201,1	2	2004	4,02	2,30	57,2%	0,59	14,7%	1,03	25,6%
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,69	60,0%	1,52	33,9%	0,14	3,1%
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,82	63,7%	1,97	32,8%	0,01	0,2%
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,53	43,3%	3,25	55,7%	0,01	0,2%
2007	187,0	3,80	2008	7,10	2,63	37,0%	0,15	2,1%	4,29	60,4%
2008	187,8	4,55	2009	8,50	7,26	85,4%	1,11	13,1%	0,01	0,1%
2009	153,0	5,30	2010	8,11	7,28	89,8%	0,73	9,0%	0,01	0,1%
2010	147,8	6,05	2011	8,94	6,97	77,9%	1,87	20,9%	0,01	0,1%
2011	171,1	6,80	2012	11,63	8,34	71,7%	1,82	15,6%	0,55	4,7%
2012	161,0	7,55	2013	12,16	9,81	80,7%	2,03	16,7%	0,03	0,2%
2013	168,1	5,03	2014	8,46						

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

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

- tabella 2 -

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

Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo						Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi							
	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta					Oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica			Oneri sostenuti direttamente dai clienti tramite la componente tariffaria A3 (per anno di competenza) (*) [Milioni di euro]	Totale (*)			
		Certificati verdi negoziati [TWh] [€/MWh]	Certificati verdi autoprodotti [TWh] [€/MWh]	Certificati verdi nella titolarità del GSE [TWh] [€/MWh]	Totale [Milioni di euro]	di cui a beneficio dei produttori [Milioni di euro]	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3 [Milioni di euro]	Totale [Milioni di euro]	di cui attribuibili a fonti rinnovabili [Milioni di euro]		di cui attribuibili agli impianti di cogen. a gas abbinati al telerisc. [Milioni di euro]			
2002	3,23	0,77	80,0	0,12	29,5	2,34	84,18	262	65	197	0	262	262	-
2003	3,61	1,28	78,3	0,21	29,3	2,05	82,40	275	106	169	0	275	275	-
2004	4,02	2,30	92,5	0,59	29,7	1,03	97,39	331	231	100	0	331	331	-
2005	4,48	2,69	106,9	1,52	51,6	0,14	108,92	381	366	15	0	381	381	-
2006	6,00	3,82	120,6	1,97	35,9	0,01	125,28	533	532	1	0	533	533	n.d.
2007	5,84	2,53	85,4	3,25	38,1	0,01	125,13	341	340	1	0	341	341	n.d.
2008	7,10	2,63	84,6	0,15	22,3	4,29	88,66	606	226	380	15	621	600	21
2009	8,50	7,26	86,9	1,11	48,4	0,01	112,82	686	685	1	647	1.333	1.243	90
2010	8,11	7,28	83,7	0,73	52,1	0,01	113,10	649	648	1	929	1.578	1.514	64
2011	8,94	6,97	80,6	1,87	44,0	0,01	105,28	645	644	1	1.352	1.997	1.889	108
2012	11,63	8,34	79,6	1,82	42,2	0,55	103,00	797	740	57	1.392	2.189	2.010	179
2013	12,16	9,81	86,7	2,03	48,8	0,03	114,46	953	950	3	1.409	2.362	2.196	166
2014 (**)	8,46						124,90	700			3.218	3.918	3.819	99

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

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

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

I dati relativi all'obbligo dell'anno 2014 non sono ancora disponibili.

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

(**) Dati stimati. L'obbligo dell'anno 2014 termina il 31 marzo 2015 e le relative verifiche del GSE terminano il 30 giugno 2015.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

- tabella 3 -

In relazione all'anno 2013:

- gli oneri sostenuti indirettamente dai clienti finali (stimati in 953 milioni di euro) sono attribuibili per il 97,9% alle fonti rinnovabili (pari a circa 933 milioni di euro) e per il restante 2,1% agli impianti di teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (pari a circa 20 milioni di euro)³¹;
- gli oneri sostenuti direttamente dai clienti finali tramite la componente A3 (stimati in circa 1.409 milioni di euro) sono attribuibili per circa 1.263 milioni di euro alle fonti rinnovabili e per i restanti 146 milioni di euro agli impianti di teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili³². Solo dal 2012, per effetto del decreto legislativo 28/11, ha avuto inizio il ritiro dei CV invenduti e relativi agli impianti di teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili.

Pertanto, gli oneri complessivamente attribuibili alle fonti rinnovabili per l'anno 2013 sono pari a circa 2,2 miliardi di euro.

La quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata con i CV è stata pari a circa 30,8 TWh nell'anno 2014 (figura 32); ad essa occorre aggiungere la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e incentivata con i CV, pari a circa 1,9 TWh nell'anno 2014.

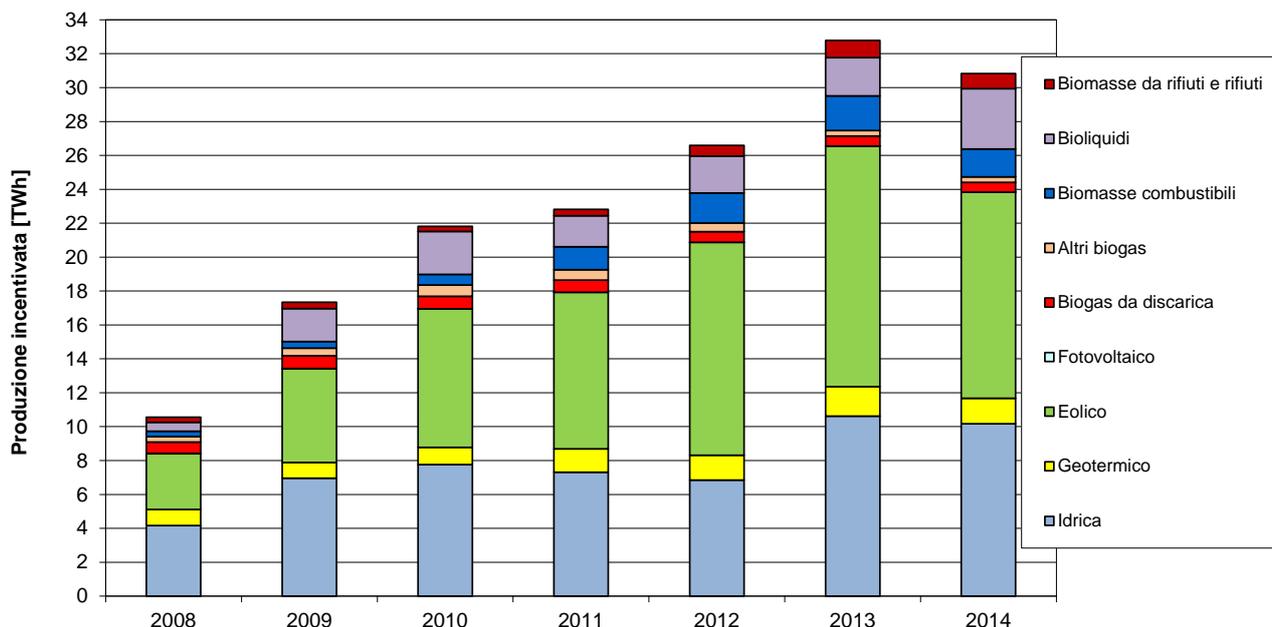
Con riferimento alla produzione incentivata nell'anno 2014 (inclusa quella attribuibile agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento) sono stati emessi certificati verdi per circa 34,6 TWh equivalenti³³, a fronte di una domanda di certificati verdi poco superiore a 8 TWh e ormai destinata ad azzerarsi. A partire dal 2014 si riduce la quantità di energia elettrica ammessa a beneficiare dei CV anche perché iniziano a terminare i periodi incentivanti dei primi impianti incentivati mentre non sono più possibili nuove ammissioni al meccanismo.

³¹ La ripartizione tra fonti rinnovabili e fonti non rinnovabili è stata effettuata su base convenzionale ed è pari, in termini percentuali, alla ripartizione del numero dei CV complessivamente negoziati ai fini dell'adempimento all'obbligo dell'anno 2013 tra CV associati ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e CV associati ad impianti di teleriscaldamento. Lo stesso criterio è stato adottato, nella tabella 3, anche per gli anni precedenti.

³² Tale ripartizione non è stimata e deriva dai dati a consuntivo trasmessi dal GSE.

³³ La differenza tra la quantità di energia elettrica prodotta e incentivata con i CV e i CV emessi è attribuibile ai coefficienti moltiplicativi che sono stati introdotti con la legge 244/07 al fine di remunerare maggiormente le fonti rinnovabili più costose.

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



- figura 32 -

Per quanto riguarda gli oneri dei CV nei prossimi anni occorre tener conto che il costo complessivo a carico dei clienti finali è atteso in riduzione (nell'ipotesi di annoverare tra i CV anche il futuro incentivo "sostitutivo" che verrà erogato ai produttori fino all'esaurimento dei rispettivi periodi incentivanti). Ciò poiché gli impianti di nuova realizzazione non hanno più diritto ad accedere ai certificati verdi e iniziano a terminare i periodi incentivanti dei primi impianti incentivati. Occorre anche considerare l'effetto del cosiddetto "spalma incentivi" volontario di cui al decreto legge 145/13³⁴ che comporta, a partire dal 2015, una riduzione degli oneri in capo alla collettività a fronte dell'allungamento di 7 anni del periodo incentivante. Sulla base dei dati attualmente disponibili, appare che lo "spalma incentivi" volontario sia stato richiesto per 158 impianti con un risparmio atteso per l'anno 2015 di circa 30 milioni di euro.

Inoltre è rilevante l'effetto del decreto legislativo 28/11 secondo cui, come già richiamato, il meccanismo dei CV verrà azzerato entro l'anno 2015, il che comporta un graduale spostamento del relativo onere dai produttori al conto A3, in bolletta. Pertanto il costo dei CV

³⁴ Il decreto legge 145/13 prevede che i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto la forma di certificati verdi, tariffe omnicomprensive 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 il periodo di dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso ad 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 ad un incentivo ridotto di una percentuale specifica per ciascuna tipologia di impianto, da applicarsi per un periodo rinnovato di incentivazione pari al periodo residuo dell'incentivazione spettante incrementato di 7 anni.

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

non verrebbe più “filtrato” dal mercato e diventerebbe un costo diretto in capo ai clienti finali.

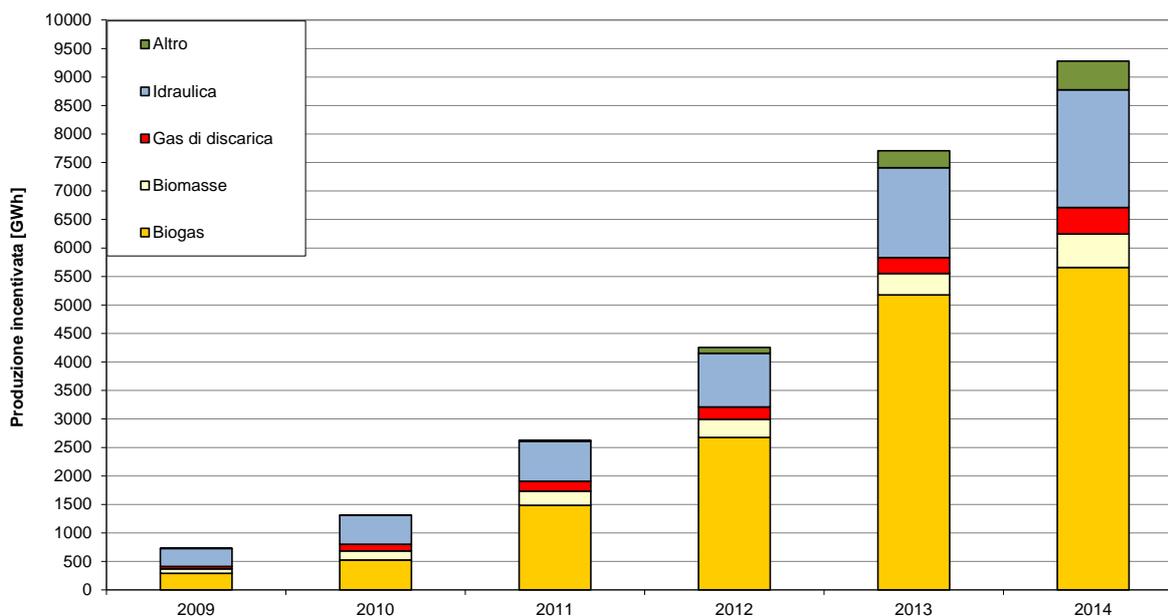
Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07

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

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

La [figura 33](#) rappresenta l’evoluzione dell’energia elettrica ritirata dal GSE nell’ambito della tariffa fissa onnicomprensiva. In particolare, nell’anno 2014 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 1.912 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 9,3 TWh prodotta da 2.881 impianti per una potenza complessiva di circa 1.650 MW. Per l’anno 2015 e seguenti si attende una stabilizzazione per il termine del diritto ad accedere alle tariffe fisse onnicomprensive di cui alla legge 244/07. La [figura 34](#) rappresenta l’evoluzione dell’impatto in A3 dell’energia elettrica ritirata dal GSE nell’ambito della tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07.

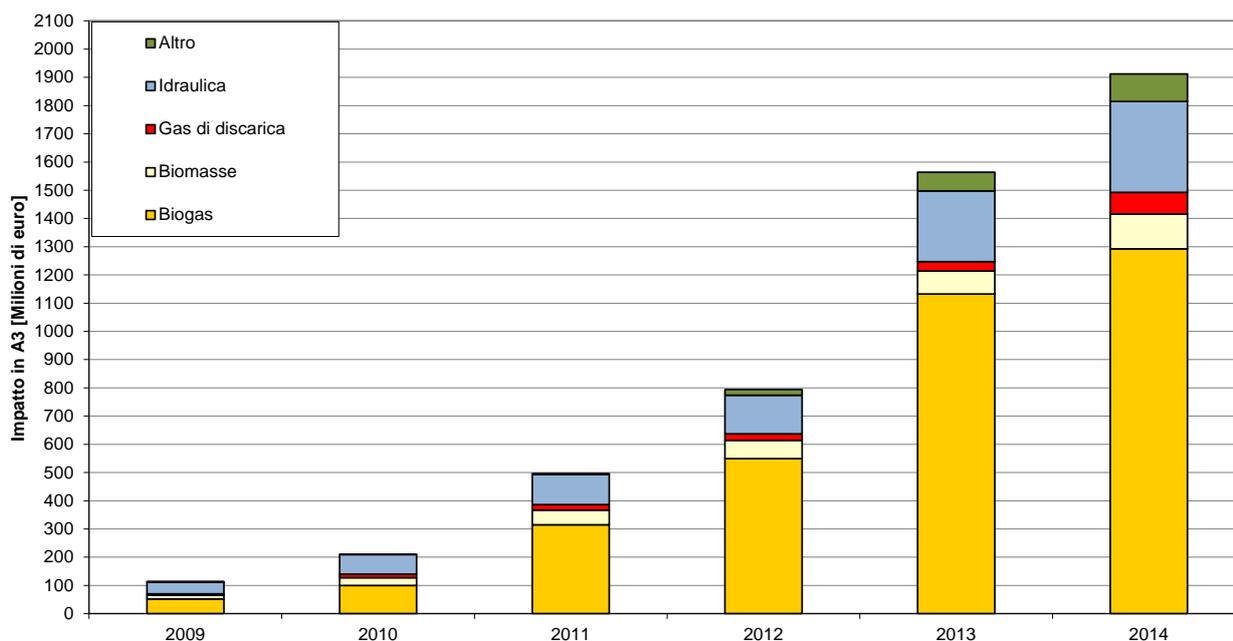
Evoluzione dell’energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla legge n. 244/07) per fonte dal 2009 ad oggi



- figura 33 ³⁵-

³⁵ La voce “altro” comprende gli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione, da biocombustibili liquidi e da fonte eolica.

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



- figura 34 ³⁵-

Incentivi per gli impianti fotovoltaici

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

Fino al IV conto energia, l'incentivo era un premio riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, indipendentemente dal suo utilizzo, e addizionale ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia immessa in rete o dallo scambio sul posto³⁶.

Con il V conto energia:

- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 1 MW hanno diritto a una tariffa onnicomprensiva da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, nonché ad un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;

³⁶ 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.

- 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), ad un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante e il prezzo zonale orario, nonché ad un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito,

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

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

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

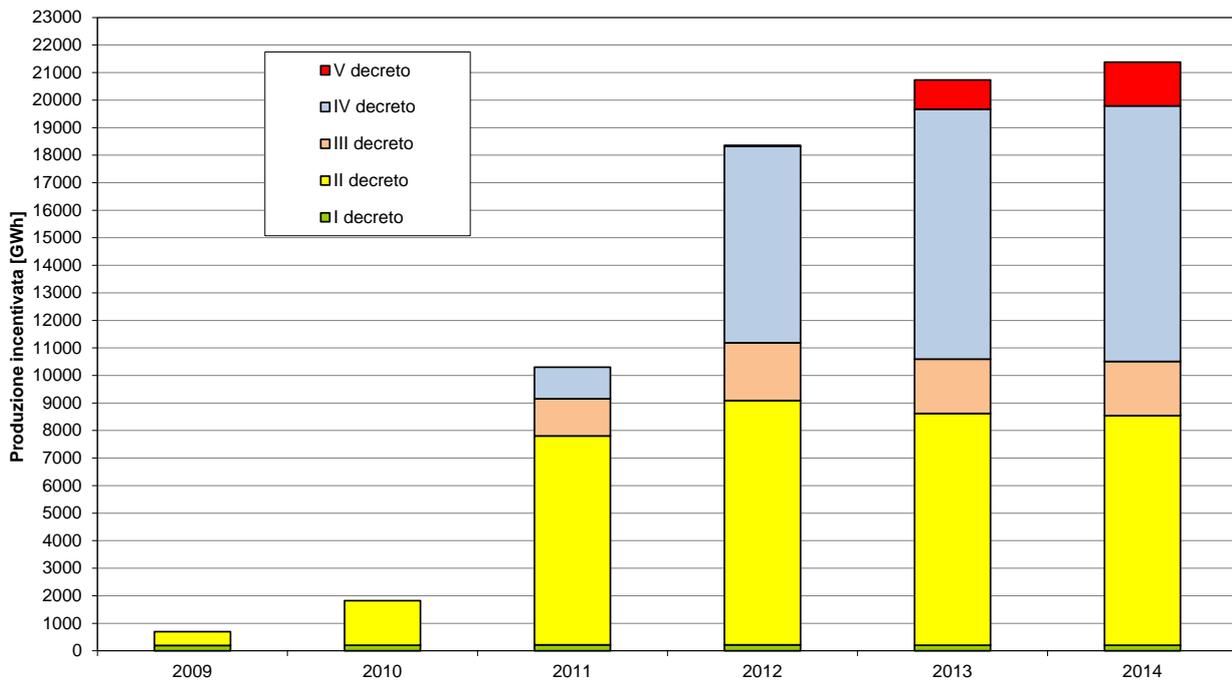
L'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, nel 2014 (dati di preconsuntivo), è stato pari a 6,6 miliardi di euro, relativi a una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 21,4 TWh (550.568 impianti per una potenza pari a 17,6 GW). Tale impatto è in stabilizzazione poiché non vengono più assegnati incentivi di questa tipologia per gli impianti fotovoltaici di nuova realizzazione³⁷.

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 energia³⁸ e nel 2012 in relazione al IV conto energia. La [figura 36](#) evidenzia l'evoluzione dell'impatto in A3 derivante da impianti fotovoltaici.

³⁷ Tuttavia si evidenzia che tali impianti, almeno quelli con potenza inferiore a 20 kW, per effetto del decreto interministeriale 20 luglio 2004 (non modificato su questo aspetto dai successivi decreti) potrebbero ancora beneficiare dei titoli di efficienza energetica.

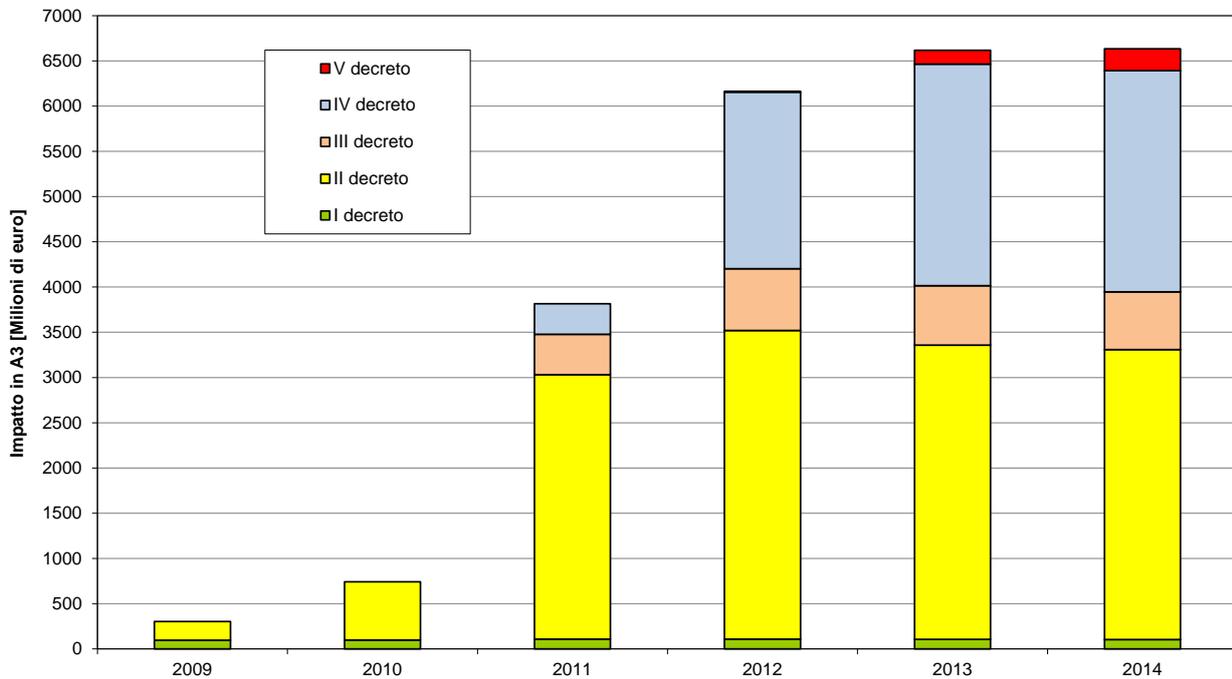
³⁸ Ciò è anche effetto della legge 129/10, secondo cui il II conto energia (che prevede un elevato livello dell'incentivo), inizialmente previsto per impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2010, può essere ottenuto anche nel caso di impianti che *“abbiano concluso, entro il 31 dicembre 2010, l'installazione dell'impianto fotovoltaico, abbiano comunicato all'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione, al gestore di rete e al GSE, entro la medesima data, la fine lavori ed entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011”*.

Quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata



- figura 35 -

Impatto in A3 derivante dagli incentivi al fotovoltaico



- figura 36 -

Dalle figure 35 e 36 emerge in modo piuttosto evidente l'evoluzione non lineare degli impianti fotovoltaici in termini di energia prodotta e di incentivi erogati. Tale non linearità è una diretta conseguenza degli strumenti incentivanti che non sono stati correttamente e tempestivamente adeguati per tenere conto dell'evoluzione tecnologica. Ciò ha comportato uno sviluppo, altrettanto anomalo e non lineare, delle attività correlate all'installazione

degli impianti fotovoltaici fino ad arrivare all'inevitabile repentino ridimensionamento tuttora in corso.

Per quanto riguarda i prossimi anni, occorre anche considerare l'effetto del cosiddetto "spalma incentivi" previsto dal decreto legge 91/14 in diverse accezioni nel caso di impianti di potenza superiore a 200 kW³⁹. Tale rimodulazione trova applicazione per circa 13000 impianti (circa 10,5 GW), comportando un risparmio per l'anno 2015 atteso in circa 400 milioni di euro (di cui meno della metà comportano un effettivo risparmio non venendo recuperati tramite un allungamento del periodo incentivante).

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

Il decreto interministeriale 6 luglio 2012 prevede che:

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

e che rimangano ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva).

Il medesimo decreto prevede che i valori unitari delle tariffe incentivanti siano definiti per il tramite di procedure concorsuali nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale di concessione superiori a 10 MW, impianti geotermoelettrici di potenza superiore a 20 MW e impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili (ad eccezione di quella solare) di potenza superiore a 5 MW.

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

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

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

Si noti che, con ordinanza del 23 giugno 2015, il Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio ha sollevato questioni di legittimità costituzionale relativamente all'articolo 26, comma 3, del decreto legge 91/14, in materia di rimodulazione degli oneri connessi all'incentivazione degli impianti fotovoltaici.

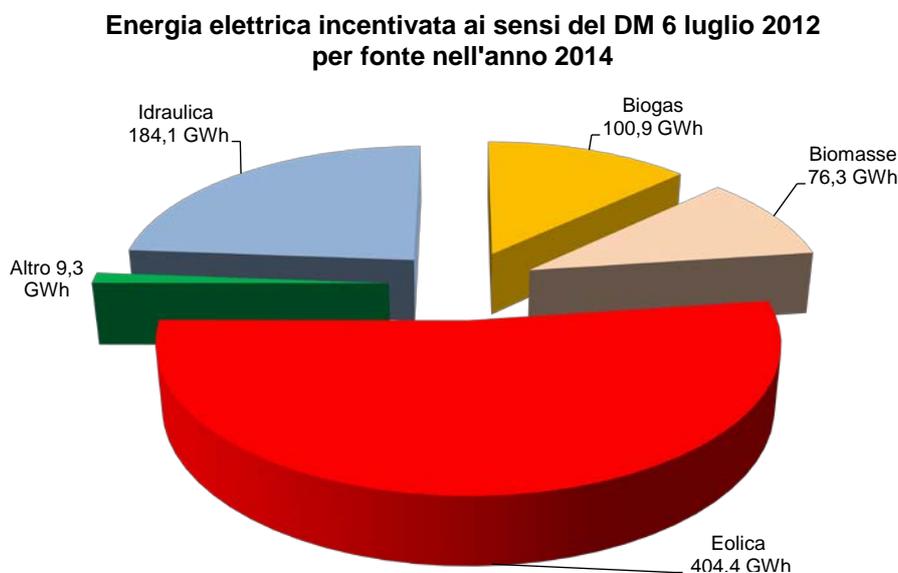
Infine, vengono definiti i contingenti di potenza disponibili per ogni anno fino al 2015, sia nel caso di impianti ammessi alle procedure concorsuali che nel caso degli altri impianti, per i quali il GSE allestisce appositi registri.

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

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

Sulla base dei dati di pre-consuntivo per l'anno 2014, si stima che gli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 abbiano comportato un costo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 81 milioni di euro. Tale costo è atteso in aumento per gli anni successivi.

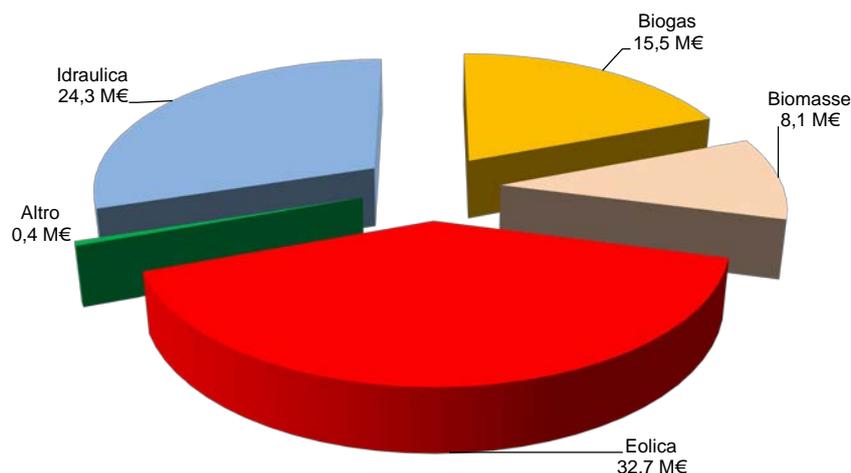
Le figure 37 e 38 evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto in A3 dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 6 luglio 2012, suddivisi per fonte, con riferimento all'anno 2014. I valori del 2013 non sono riportati in figura in quanto praticamente trascurabili. Per quanto riguarda la quantità di energia elettrica incentivata, il totale è aumentato da un valore di 0,03 GWh nel 2013 sino a circa 775 GWh nel 2014, principalmente dovuti ad impianti eolici. Per quanto concerne l'impatto in A3, il totale è aumentato da un valore complessivo di 4,5 Milioni di euro nel 2013 sino a 81 Milioni di euro nel 2014: anche in questo caso il maggior contributo è rappresentato dalla fonte eolica.



- figura 37 ⁴⁰ -

⁴⁰ La voce "altro" comprende gli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione, da biocombustibili liquidi e da fonte geotermica.

Impatto in A3 dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012 per fonte nell'anno 2014

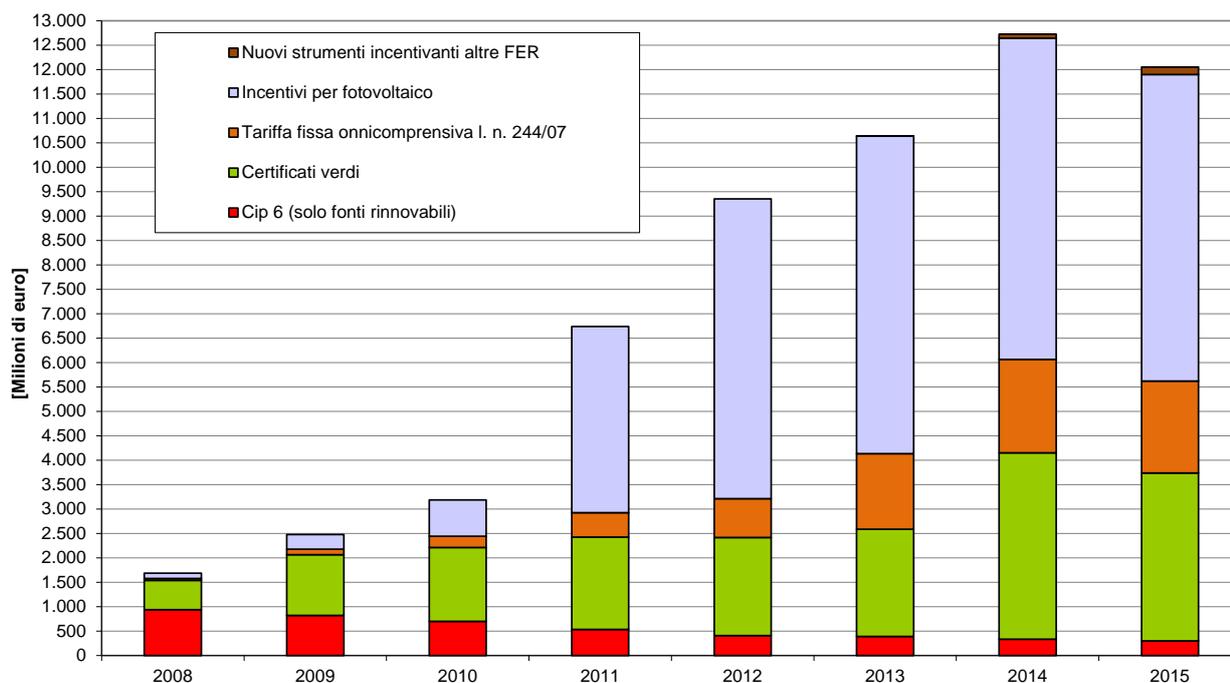


- figura 38 ⁴⁰ -

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

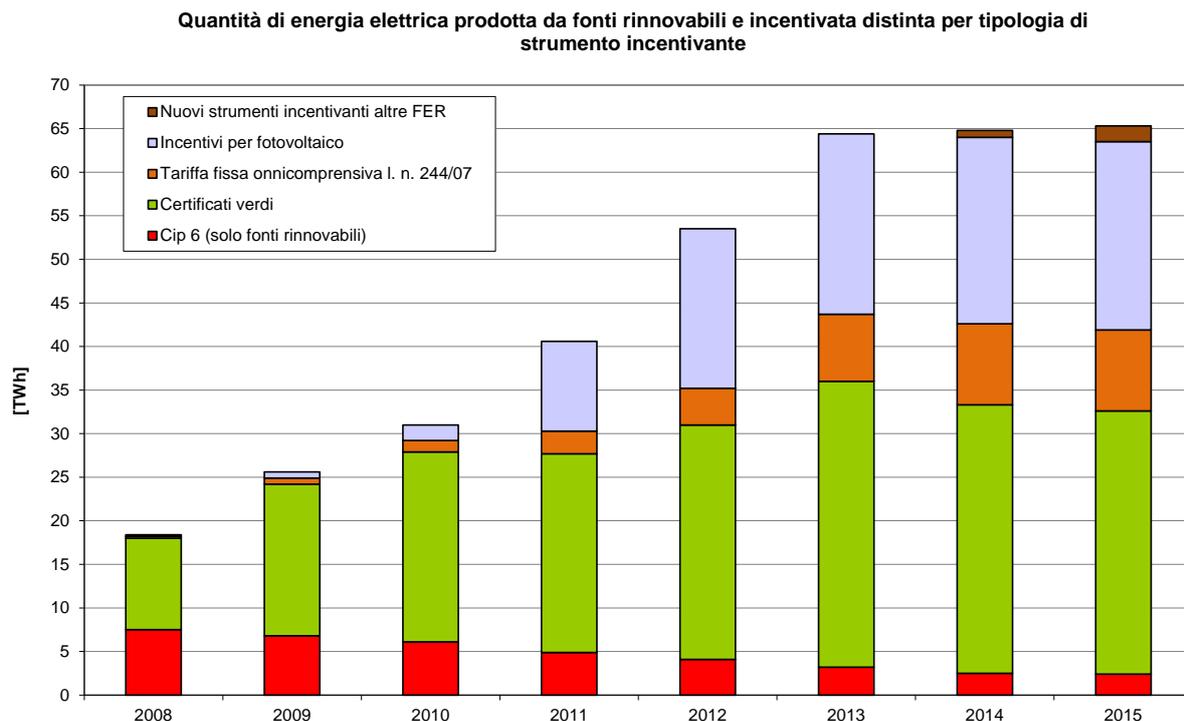
La figura 39 evidenzia gli oneri, fino ad oggi sostenuti, derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili. Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

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

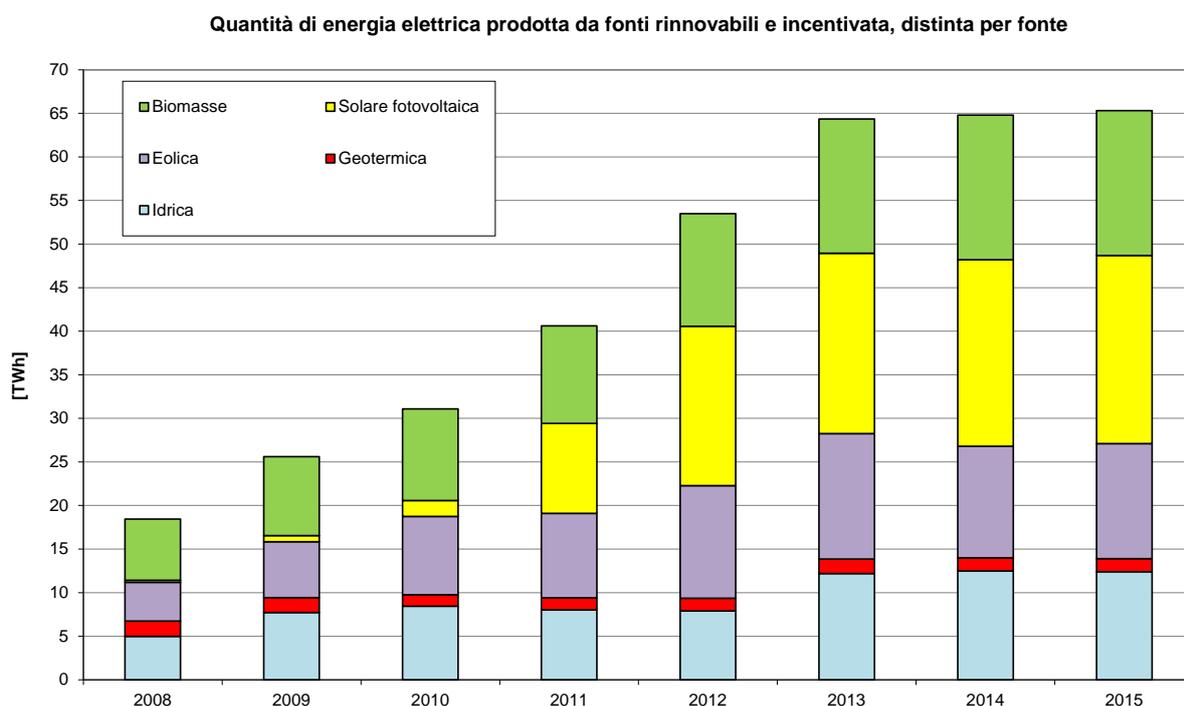


- figura 39: i dati relativi all'anno 2014 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2015 rappresentano la miglior stima ad oggi possibile -

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che, nel 2014, ha sfiorato i 65 TWh, come evidenziato nelle figure 40 e 41 e, nel 2015, dovrebbe superare i 65 TWh.



- 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 2014 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2015 rappresentano la miglior stima ad oggi possibile -



- figura 41 -

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

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A3, con l'unica eccezione dei costi associati ai certificati verdi negoziati che, pertanto, non sono oggetto di ritiro da parte del GSE. Complessivamente, per l'anno 2014, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili si stima che, a consuntivo, siano pari a circa 12,7 miliardi di euro (come emerge dalla figura 39), di cui circa 12 coperti tramite la componente A3. Si stima che per l'anno 2015, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 11,8 miliardi di euro, di cui circa 11,4 coperti tramite la componente A3.

La componente tariffaria A3 consente anche l'erogazione dei servizi di ritiro dedicato e scambio sul posto, nonché l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento Cip 6/92) e per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (qualora i CV ad essi associati siano ritirati dal GSE). Gli oneri che trovano remunerazione tramite la componente A3 non necessariamente coincidono, annualmente, con il gettito atteso della componente A3. Ad esempio, per l'anno 2013, gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate (in cui vengono versati gli introiti derivanti dalla componente tariffaria A3) sono pari a circa 13,4 miliardi di euro⁴¹. Si noti che quanto appena riportato non è necessariamente pari al gettito della componente A3 per il medesimo anno, poiché in alcune circostanze particolari è possibile che la raccolta sia lievemente disallineata rispetto alle reali necessità.

Le tabelle 4, 5 e 6 evidenziano nel dettaglio quanto fino ad ora presentato⁴².

	2010	2011	2012	2013	2014 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2014
	Milioni di euro					
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3						
energia elettrica da impianti Cip 6 (fonti rinnovabili)	700	536	406	382	334	<i>in riduzione in aumento fino al 2016 in lieve riduzione stabile in aumento</i>
certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE	929	1.352	1.255	1.263	3.134	
fotovoltaico	742	3.816	6.139	6.502	6.577	
tariffa fissa onnicomprensiva	230	498	794	1.550	1.912	
incentivi di cui al DM 6 luglio 2012	-	-	-	5	81	
Totale (a)	2.601	6.202	8.594	9.702	12.038	
Oneri associati agli strumenti incentivanti NON a carico del conto alimentato dalla A3 (dati stimati)						
costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione imputabile alle fonti rinnovabili (b)	585	537	755	933	685	<i>in riduzione dal 2014</i>
costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione non imputabile alle fonti rinnovabili	64	108	42	20	15	<i>in riduzione dal 2014</i>
Totale costi per le incentivazioni delle fonti rinnovabili (c = a + b)	3.186	6.739	9.349	10.635	12.723	

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

⁴¹ Ciò poiché ai circa 12 miliardi imputabili alle fonti rinnovabili, di cui si è detto sopra, occorre aggiungere circa 1,26 miliardi riferiti alle fonti non rinnovabili (compresivi degli oneri da versare una tantum per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip 6) e circa 0,13 miliardi derivanti dal ritiro dedicato, scambio sul posto e dalla copertura dei costi amministrativi del GSE.

⁴² I dati puntuali relativi agli anni precedenti il 2013 possono presentare lievi differenze rispetto agli analoghi pubblicato lo scorso anno, per effetto di rettifiche intervenute.

	2010	2011	2012	2013	2014 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2014
	Milioni di euro					
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3						
Totale tratto dalla tabella 4 (a)	2.601	6.202	8.594	9.702	12.038	
Ulteriori oneri associati alle fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3 (1)						
ritiro dedicato	95	142	84	324	43	stabile lieve aumento
scambio sul posto	14	29	98	105	91	
Totale (d)	109	171	182	429	134	
Totale oneri a carico del conto A3 derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali per le fonti rinnovabili (e = a + d)	2.710	6.373	8.776	10.131	12.172	

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

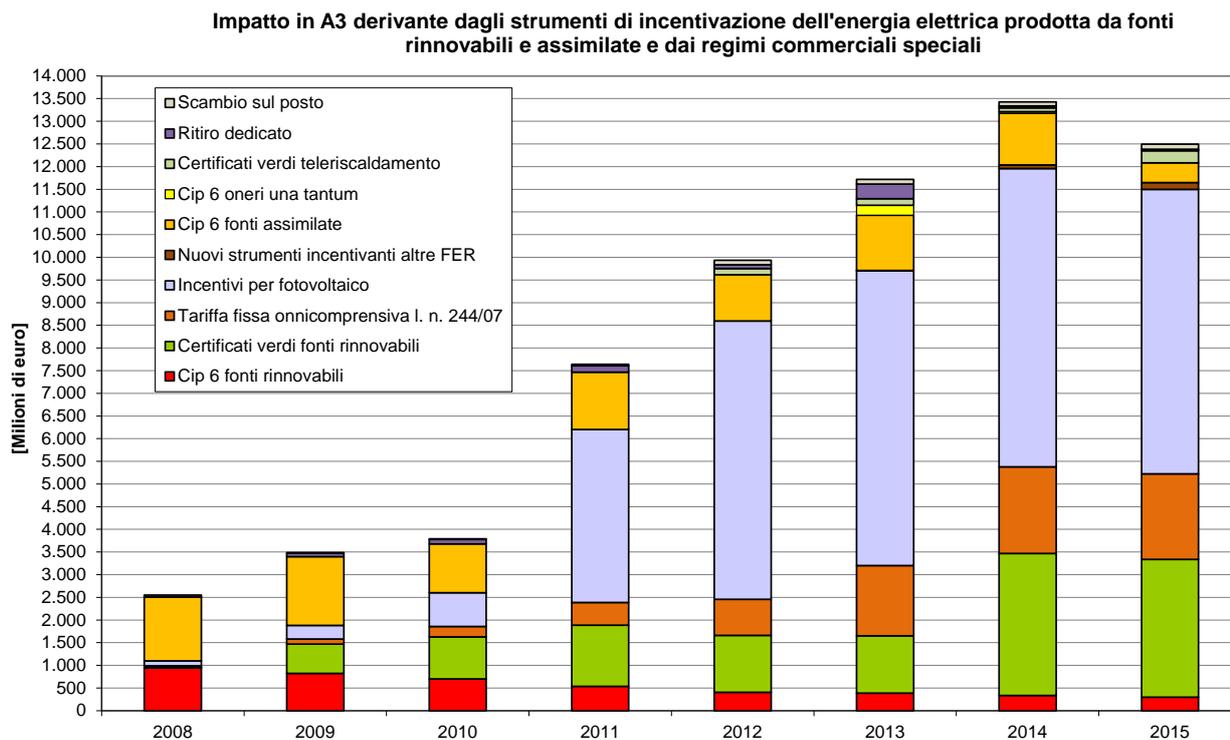
– tabella 5 –

	2010	2011	2012	2013	2014 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2014
	Milioni di euro					
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti assimilate a carico del conto alimentato dalla A3						
energia elettrica da impianti Cip 6 (fonti assimilate)	781	731	724	627	413	<i>in riduzione</i> <i>in riduzione</i> <i>in riduzione</i> <i>voce una tantum</i>
riconoscimento oneri CO ₂	222	267	194	80	38	
riconoscimento oneri acquisto certificati verdi	40	50	42	55	57	
oneri anticipati derivanti dalla risoluzione Cip 6/92	36	216	64	450	633	
Totale (f)	1.079	1.264	1.024	1.212	1.141	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento a carico del conto alimentato dalla A3						
certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (g)	-	-	137	146	84	<i>in aumento</i>
Altri oneri una tantum						
conguagli Cip 6 per effetto di contenziosi e deroghe (2) (h)	-	-	-	218	32	<i>voce una tantum</i>
Totale oneri a carico del conto A3 derivanti da strumenti incentivanti per le fonti non rinnovabili (i = f + g + h)	1.079	1.264	1.161	1.576	1.257	
Totale oneri a carico del conto A3 derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali (m = e + i)	3.789	7.637	9.937	11.707	13.429	

(2) Sono conguagli derivanti dall'esito del contenzioso relativo al CEC dell'anno 2008 e dall'applicazione delle deroghe consentite dal D.M. 20 novembre 2012 in relazione ai rendimenti da utilizzare ai fini del calcolo del CEC.

– tabella 6. 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 31 e rispetto a quella pubblicata lo scorso anno –

Infine, la figura 42 evidenzia l'andamento negli ultimi anni dell'impatto in A3 derivante dagli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate e dai regimi commerciali speciali.



– figura 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 una riduzione del costo degli strumenti incentivanti tra il 2015 e il 2014. Non tutti gli elementi di tale riduzione sono strutturali. Più in dettaglio:

- gli oneri associati al provvedimento Cip 6, interamente coperti tramite la componente tariffaria A3, sono in continuo calo per effetto del progressivo termine delle convenzioni siglate e per l’esaurimento del pagamento degli oneri connessi alla risoluzione anticipata. Le convenzioni Cip 6 residue dovrebbero concludersi intorno al 2020;
- gli oneri associati al meccanismo dei CV (ivi incluse le tariffe incentivanti che ne prenderanno il posto) a decorrere dal 2016 saranno interamente coperti tramite la componente tariffaria A3 e successivamente a tale anno saranno in continuo calo per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto e anche per effetto del cosiddetto “spalma incentivi” volontario di cui al decreto legge 145/13. Tuttavia nel 2016 i costi associati ai CV saranno piuttosto elevati poiché, oltre ai costi derivanti dalle tariffe incentivanti che ne prenderanno il posto (stimabili in circa 3 miliardi di euro)⁴³, si sosterranno i costi associati al ritiro, da parte

⁴³ Essi, a normativa vigente, saranno erogati dal GSE immediatamente a valle della produzione di energia elettrica anziché (come oggi avviene per i CV) quando il produttore decide di negoziare o chiedere al GSE il ritiro dei CV, entro 3 anni dalla sua emissione. Ciò consentirà di avere maggiore aderenza, anche temporale,

del GSE, degli ultimi CV invenduti (circa la metà di quelli emessi nell'anno precedente e rimasti invenduti, oltre agli altri CV eventualmente rimasti nei conti proprietà dei produttori, per un totale stimabile in circa 2 miliardi di euro⁴⁴). Ci si attende pertanto che, nel 2016, il costo totale derivante dalla fine del meccanismo dei certificati verdi come attualmente vigente e dalle nuove tariffe incentivanti che ne prenderanno il posto sia pari a circa 5 miliardi di euro. Tale costo dovrebbe poi ritornare prossimo a 3 miliardi di euro nel 2017 per poi diminuire progressivamente negli anni successivi. L'Autorità sta valutando l'assunzione di apposite misure finalizzate a rendere sostenibile tale rilevante variazione di oneri;

- gli oneri associati al meccanismo delle tariffe fisse onnicomprensive di cui alla legge 244/07 sono attesi stazionari e prossimi a 1,9 miliardi di euro (fatti salvi gli eventuali switch dal meccanismo dei CV nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW). I primi impianti ammessi a beneficiare di tali strumenti termineranno il periodo incentivante nel 2023;
- gli oneri associati agli impianti fotovoltaici, a partire dal 2015, sono attesi in lieve riduzione rispetto a 6,7 miliardi di euro per effetto del cosiddetto "spalma incentivi" di cui all'articolo 26 del decreto legge 91/14⁴⁵. Nel solo 2015 viene riscontrato un ulteriore calo transitorio di tali oneri rispetto all'anno precedente perché, per effetto del già richiamato articolo 26 del decreto legge 91/14, a partire dal 2015, nel corso dell'anno gli incentivi vengono erogati in acconto sulla base del 90% della producibilità attesa (e non più sulla base della produzione effettiva): dall'anno 2016, all'acconto si somma il conguaglio dell'anno precedente;
- gli oneri associati al meccanismo delle tariffe incentivanti di cui al decreto interministeriale 6 luglio 2012 sono in crescita. Tuttavia essi verranno assegnati agli impianti di nuova realizzazione finché il costo indicativo cumulato⁴⁶ 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. Il costo indicativo annuo, alla data del 30 aprile 2015, risulta pari a 5,765 miliardi di euro: esso potrebbe anche ridursi per effetto del

tra la quantità di energia elettrica ammessa a beneficiare di strumenti incentivanti e il loro costo in capo alla collettività.

⁴⁴ Tale stima è influenzata dalle scelte operate dai produttori in relazione al ritiro dei CV invenduti. Più in dettaglio, si ritiene che:

- circa 1,5 miliardi di euro siano afferenti ai CV relativi alla produzione del secondo semestre dell'anno 2015: essi, pertanto, non possono essere ritirati e monetizzati dal GSE prima del 2016;
- circa 0,5 miliardi di euro siano afferenti ai CV residui relativi alle produzioni precedenti: essi potrebbero già essere oggetto di ritiro da parte del GSE nel corso del 2015. Se ciò avvenisse, si ridurrebbe l'onere relativo ai CV per l'anno 2016, incrementando ulteriormente quello per l'anno 2015.

⁴⁵ Con ordinanza del 23 giugno 2015, il Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio ha sollevato questioni di legittimità costituzionale relativamente all'articolo 26, comma 3, del decreto legge 91/14, in materia di rimodulazione degli oneri connessi all'incentivazione degli impianti fotovoltaici.

⁴⁶ I suddetti costi indicativi cumulati sono calcolati dal GSE in modo convenzionale e rappresentano una stima dell'onere annuo potenziale già impegnato per effetto dell'ammissione degli impianti ai diversi strumenti incentivanti, seppur non ancora interamente sostenuto: non coincidono con i costi effettivamente sostenuti (né con quelli da sostenere) poiché tali costi variano anche in funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica o dei certificati verdi, oltre che del valore della tariffa incentivante assegnato agli impianti aventi diritto.

termine del diritto agli incentivi per gli impianti di meno recente costruzione, lasciando quindi spazio a nuove realizzazioni.

Complessivamente, gli oneri derivanti dal pagamento degli incentivi a valere sul conto A3, dopo il picco atteso per il 2016 (che si stima essere abbondantemente superiore a 14 miliardi di euro) per effetto della sostituzione del meccanismo dei CV con le tariffe incentivanti, dovrebbero ritornare ai livelli del 2015 stabilizzandosi intorno ai 12,5 miliardi di euro l'anno. Ciò nell'ipotesi che non venga rivisto il predetto costo cumulato indicativo di 5,8 miliardi di euro annui e che gli incentivi in corso di ridefinizione vengano assegnati sfruttando le disponibilità derivanti dal termine del periodo di diritto agli incentivi per gli impianti di meno recente costruzione.

Occorre però osservare che tali considerazioni sono indicative poiché, come già evidenziato, alcuni strumenti incentivanti comportano un onere in capo alla collettività che dipende anche dai prezzi di mercato dell'energia elettrica, oltre che dalla quantità di energia elettrica effettivamente prodotta. Inoltre, esse non tengono conto di ulteriori effetti futuri derivanti dal cosiddetto "spalma incentivi", né degli incentivi impliciti tra cui gli esoneri dall'applicazione degli oneri generali di sistema nei casi in cui gli impianti siano realizzati all'interno di Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU) o sistemi ad essi equiparati.

4. QUESTIONI AFFERENTI AL CONSUMO IN SITU

La diffusione di impianti di generazione distribuita, spesso realizzati presso un centro di consumo, comporta l'aumento del consumo in sito e una conseguente riduzione della quantità di energia elettrica prelevata dalla rete pubblica.

Sebbene l'autoconsumo in sito possa apportare effetti benefici alle reti elettriche nel momento in cui attenua i picchi di richiesta e riduce le perdite di rete, è necessario evitare situazioni in cui l'autoconsumo sia unicamente perseguito allo scopo di evitare o di ridurre il pagamento di alcune parti delle bollette elettriche, senza necessariamente ricercare l'efficienza.

Per meglio comprendere quanto sopra esposto, prima di tutto, può essere opportuno focalizzare l'attenzione sulla diversa natura delle componenti tariffarie presenti nelle bollette elettriche per i clienti finali. Esse infatti includono, tra l'altro, le tariffe di trasporto, finalizzate a remunerare i costi di trasmissione e di distribuzione, e i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema. Entrambi sono in generale applicati a tutti i clienti, seppur distinti sulla base del livello di tensione a cui il cliente finale è connesso e del tipo di cliente finale e sono aggiornati dall'Autorità, rispettivamente con cadenza annuale e trimestrale. Con riferimento a un cliente domestico tipo (3 kW e 2700 kWh prelevati annui), le tariffe di trasporto incidono attualmente circa per il 18% della spesa totale mentre i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema incidono attualmente circa per il 24% della spesa totale.

Tariffe di trasporto

La definizione e l'aggiornamento delle tariffe di trasmissione e di distribuzione deve essere effettuato in modo da consentire la copertura dei costi sostenuti dai gestori di rete per la realizzazione, la manutenzione e la gestione delle proprie reti, garantendo un'adeguata remunerazione del capitale investito e tenendo conto di elementi che consentano la promozione dell'efficientamento delle reti medesime.

Le tariffe di trasporto sono quindi correlate all'utilizzo delle reti elettriche. Ciò però non significa che debbano essere necessariamente riferite solo (o soprattutto) alla quantità di energia elettrica che transita per le reti, che dovranno trovare giusta remunerazione fino a che saranno necessarie per il funzionamento in sicurezza del sistema elettrico, quindi anche nel caso estremo in cui la gran parte dell'energia elettrica fosse autoconsumata in sito (senza quindi transitare attraverso le reti elettriche). Anche in quest'ultimo caso, infatti, le reti, o parti di esse, continueranno comunque ad essere essenziali per garantire l'approvvigionamento di energia elettrica nei casi (anche se potenzialmente remoti) in cui l'impianto locale di produzione non fosse attivo. In un siffatto contesto, appare evidente che la remunerazione delle reti non potrà più essere correlata alla quantità di energia elettrica che transita per le reti (altrimenti la tariffa unitaria, pagata da pochi, diventerebbe elevatissima), ma solo (o in prevalenza) alla potenza impegnata sul punto di connessione o all'esistenza stessa del punto.

Oneri generali di sistema

Gli oneri generali di sistema non sono dei veri e propri costi inerenti i servizi di rete: proprio in quanto oneri, essi sono definiti da leggi e sono quantificati dall'Autorità sulla base delle esigenze generali di sistema. Essi sono destinati alla copertura di diverse voci di spesa afferenti all'intero settore elettrico e vengono coperti attraverso componenti tariffarie applicate a tutti i clienti finali. La loro incidenza è più che triplicata negli ultimi sei anni: se rappresentavano nel primo trimestre 2009 circa il 7,2% del costo totale di una bolletta di un consumatore domestico tipo, attualmente (secondo trimestre 2015) pesano per il 24% sullo stesso tipo di consumatore.

Più in dettaglio, le componenti tariffarie finalizzate alla copertura degli oneri generali di sistema sono distinte tra componenti A e componenti UC (cd. ulteriori componenti). Le componenti A sono:

- componente tariffaria A₂, per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse;
- componente tariffaria A₃, per la copertura degli oneri sostenuti dal GSE ai fini dell'erogazione delle incentivazioni e per la copertura dei costi di funzionamento del GSE medesimo;
- componente tariffaria A₄, per la copertura degli oneri derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie speciali (Ferrovie dello Stato);
- componente tariffaria A₅, per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo del sistema elettrico;

- componente tariffaria A_E , per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti energivori;
- componente tariffaria A_s , per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio (tariffa sociale).

Le componenti UC relative alla copertura degli oneri generali di sistema sono:

- componente UC_4 , per la copertura delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori;
- componente UC_7 , a copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali.

L'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate (coperta tramite la componente A_3) costituisce la voce di spesa di gran lunga più rilevante tra quelle finanziate attraverso gli oneri generali di sistema ed è l'unica che ha subito, negli ultimi anni, una crescita esponenziale.

Il decreto legislativo 79/99 ha inizialmente previsto che le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema fossero considerate maggiorazioni delle tariffe di trasporto, pur non essendo tali oneri correlati all'utilizzo delle reti elettriche. Ciò sulla base del presupposto che la differenza tra energia elettrica consumata ed energia elettrica prelevata, all'epoca, non fosse rilevante. Pertanto, tali componenti tariffarie hanno trovato applicazione in relazione alle caratteristiche del punto di connessione con la rete pubblica (per le parti espresse in €/punto e in €/kW, ove presenti) e all'energia elettrica prelevata da rete pubblica (per le parti espresse in €/kWh). Tutti i clienti finali, ivi inclusi quelli dotati di produzione in sito, sin dall'avvio della liberalizzazione, hanno quindi pagato gli oneri generali di sistema con limitato riferimento all'utilizzo della rete pubblica.

Solo nel 2009, con la legge 99/09, in Italia sono state modificate le logiche di applicazione delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema, prevedendo che, in generale (salvo deroghe), esse trovino applicazione all'energia elettrica consumata e non più all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica. Ciò poiché, come già ribadito, tali oneri generali non sono concettualmente riferiti all'utilizzo della rete pubblica e, nel 2009, il divario tra energia elettrica consumata ed energia elettrica prelevata non era più trascurabile per effetto della crescente diffusione della generazione distribuita e dell'autoconsumo.

Nell'introdurre tale rilevante innovazione, il legislatore ha inteso fare salve alcune fattispecie particolari:

- le realtà di nuova realizzazione rispondenti alla definizione di Sistemi Efficienti d'Utenza – SEU, caratterizzate dalla presenza contestuale di un solo cliente finale e di impianti alimentati da fonti rinnovabili⁴⁷ e/o in assetto cogenerativo ad alto rendimento (di potenza fino a 20 MW realizzati nell'area nella titolarità o piena disponibilità del medesimo cliente finale), per le quali gli oneri generali di sistema trovano applicazione per l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica (come avveniva ai sensi del decreto legislativo 79/99). Ciò in quanto il legislatore ha scelto di concedere ad essi un beneficio tariffario, essendo appunto sistemi efficienti d'utenza alimentati da fonti rinnovabili o da impianti cogenerativi ad alto rendimento;

⁴⁷ Si noti che non rientrano tra i SEU gli impianti alimentati da rifiuti né, più in generale, gli impianti ibridi (cioè solo parzialmente alimentati da fonti rinnovabili).

- le realtà esistenti (cioè i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU - SEESEU per i quali l'iter autorizzativo doveva essere stato avviato al 4 luglio 2008 e le Reti Interne d'utenza - RIU per i quali l'iter autorizzativo doveva essere completato al 15 agosto 2009): per esse, le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema continuano a essere applicate con riferimento all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica (come avveniva ai sensi del decreto legislativo 79/99). Ciò in quanto il legislatore, al fine di non alterare i relativi *business plan*, ha inteso continuare ad applicare la legislazione previgente.

Per tutte le altre realtà non rientranti nelle lettere a) e b) trova applicazione la nuova disciplina introdotta dalla legge 99/09, secondo cui gli oneri generali di sistema si applicano all'energia elettrica consumata.

Successivamente, il decreto legge 91/14 ha previsto che anche i SEU, i SEESEU e le RIU debbano partecipare alla copertura degli oneri generali di sistema (nel frattempo fortemente aumentati per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili) in relazione all'energia elettrica autoconsumata e non prelevata dalla rete pubblica, in misura limitata al 5% del valore unitario delle corrispondenti componenti tariffarie, con l'unica eccezione dei sistemi alimentati da fonti rinnovabili fino a 20 kW in scambio sul posto. Ciò al fine di aumentare la base imponibile degli oneri generali di sistema ma in misura limitata, senza far venir meno il principio che, nel 2009, aveva indotto il legislatore a non prevedere la loro applicazione sull'autoconsumo nel caso di configurazioni esistenti e di SEU.

Le esenzioni e i benefici tariffari comportano un effetto redistributivo, sempre più rilevante nel tempo, degli oneri generali di sistema con un conseguente aumento del valore unitario per gli utenti che non beneficiano di tali agevolazioni. Infatti, al crescere dell'energia elettrica esente non corrisponde un'equivalente riduzione dei costi e degli oneri da coprire. A parità di costi da recuperare, infatti, la diminuzione della quantità di energia elettrica su cui far gravare detti costi comporta, da un lato, un incremento del corrispettivo unitario variabile e, dall'altro, un sempre minor numero di clienti assoggettati ai corrispettivi.

Più volte (da ultimo, con la memoria 11 dicembre 2014, 604/2014/I e con la segnalazione 5 marzo 2015, 94/2015/I/com) l'Autorità ha sottolineato, in generale, di ritenere non opportuno prevedere un ampliamento della platea dei sistemi che possono rientrare nella definizione di SEU o di SEESEU (e quindi nella platea dei soggetti beneficiari di esenzioni tariffarie), indipendentemente dal fatto che tale ampliamento sia dovuto all'aumento della soglia di 20 MW o dall'estensione delle esenzioni tariffarie a pluralità di clienti (cd. *energy community*, condomini, quartieri). L'ampliamento, infatti, anche a parità di gettito necessario per la copertura degli oneri generali di sistema, comporterebbe un aggravio significativo di spesa per tutti gli altri clienti finali del settore elettrico. Tale aggravio diventa sempre più rilevante con l'aumentare della quantità di energia elettrica esonerata dall'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema.

Al riguardo, nella Segnalazione 17 luglio 2014, 348/2014/I/eel, in relazione ai SEU, ai SEESEU e alle reti elettriche private, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità che il Governo e il Parlamento, nell'ambito delle proprie scelte di politica energetica, operi o dia indirizzi alla medesima Autorità ai fini di una completa e omogenea redistribuzione della copertura degli oneri generali di sistema, prevedendo (ove necessario) un'applicazione selettiva al

fine di tenere conto delle diverse tipologie di clienti finali e non dei diversi assetti societari o configurazioni di rete (come oggi avviene tramite la definizione di SEU, SEESEU e RIU). Ciò consentirebbe anche di introdurre rilevanti semplificazioni.

Per quanto detto, l'Autorità evidenzia le distorsioni (sempre più evidenti all'aumentare dell'incidenza dell'autoconsumo) che si avrebbero a normativa vigente, nel caso in cui le componenti a copertura degli oneri generali di sistema (non correlati all'utilizzo delle reti) continuassero ad essere applicate solo (o quasi) all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica: ciò peraltro penalizzerebbe i clienti finali che non possono realizzare impianti di produzione di energia elettrica a copertura dei propri fabbisogni poiché si vedranno applicare valori unitari di tali componenti sempre più elevati.

In conclusione, si ritiene che, con una struttura tariffaria che rispecchi nel migliore dei modi i costi di trasporto e che contempli una opportuna redistribuzione degli oneri generali di sistema, gli stessi Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU) possano meglio perseguire l'obiettivo dell'efficientamento energetico, anziché l'obiettivo della massimizzazione del consumo in sito per non vedersi applicare gli oneri di sistema e gli scaglioni tariffari più onerosi⁴⁸. In tali casi, lo stesso autoconsumo trarrebbe il proprio fondamento da valutazioni puramente energetiche e ambientali, non anche dal mero perseguimento di sgravi tariffari.

Sempre al fine di evitare o contenere le distorsioni indotte dalle tariffe elettriche, più volte l'Autorità ha chiesto di valutare l'opportunità che parte degli oneri di sistema sia posta in capo alla fiscalità generale, ad esempio prevedendo che siano lasciati in capo alle bollette elettriche solo gli oneri strettamente correlati al raggiungimento degli obiettivi europei vincolanti e non anche quelli che consentiranno di superare tali obiettivi raggiungendo quelli più sfidanti indicati nella Strategia Energetica Nazionale (SEN).

5. LA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO

La cogenerazione ad alto rendimento è stata definita dalla direttiva europea 2004/8/CE, successivamente sostituita dalla direttiva 2012/27/UE. L'obiettivo della direttiva è quello di accrescere l'efficienza energetica creando un quadro per lo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento, basata sulla domanda di calore utile⁴⁹ e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali.

⁴⁸ Quanto detto assume ancora più valore nel caso di SEU costituiti da un impianto di cogenerazione ad alto rendimento. In tal caso, infatti, se l'obiettivo è massimizzare il consumo in sito, l'impianto di cogenerazione viene esercitato dando priorità alla richiesta di energia elettrica in sito, anziché a quella termica (che comunque non può essere approvvigionata tramite rete pubblica e necessita comunque di produzione in sito con altri strumenti). Questa tipologia di funzionamento potrebbe essere diversa da quella che si avrebbe per massimizzare l'efficienza energetica.

⁴⁹ Il "calore utile", secondo la direttiva 2004/8/CE, è il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, cioè una domanda non superiore al fabbisogno di

La direttiva 2004/8/CE muovendo dalla volontà di promuovere lo sviluppo della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile, riconosce pertanto che la finalità della cogenerazione è quella di utilizzare l'energia primaria del combustibile in modo ottimale producendo congiuntamente energia elettrica, sfruttando i livelli termici più alti, ed energia termica, sfruttando il calore residuo a più bassa temperatura in modo da soddisfare le vincolanti esigenze termiche.

In Italia, tale direttiva è stata recepita con il decreto legislativo 20/07, con effetti dall'1 gennaio 2011. Infatti, fino al 31 dicembre 2010, il decreto legislativo 20/07, come consentito dalla direttiva medesima, ha previsto che per cogenerazione ad alto rendimento si dovesse intendere la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 79/99, cioè la cogenerazione che soddisfacesse i requisiti definiti dall'Autorità con la deliberazione 42/02. La cogenerazione ad alto rendimento è un sottoinsieme della più generale produzione combinata di energia elettrica e calore, per la quale si rimanda al capitolo 1.

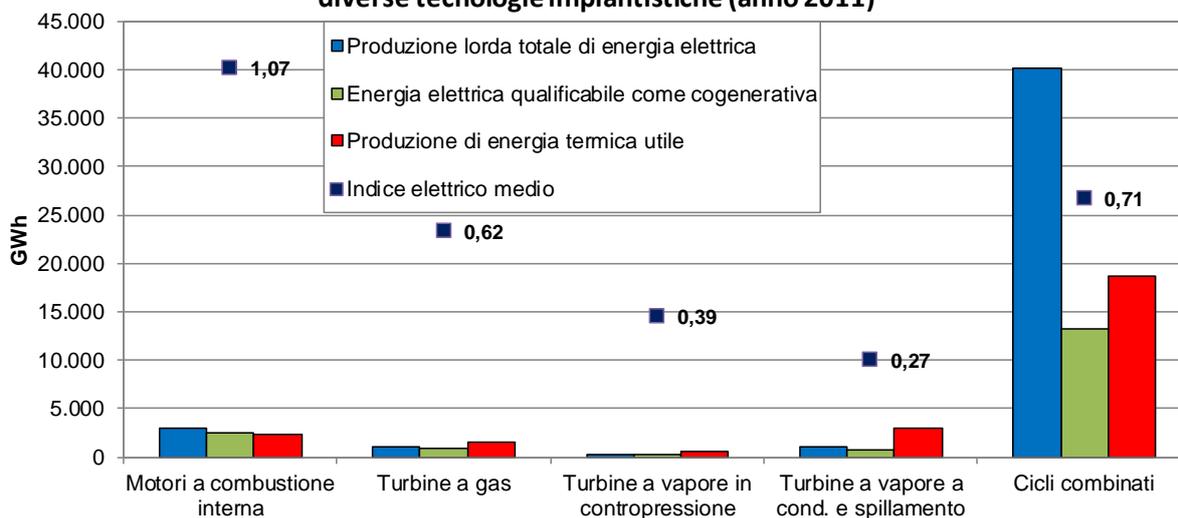
Le [figure 43 e 44](#) mostrano, rispettivamente con riferimento agli anni 2011 e 2013, le quantità di energia elettrica, energia elettrica qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento⁵⁰ ed energia termica prodotte, ai sensi della direttiva 2004/8/CE, suddivise per tecnologia: si nota in particolare il forte divario, per quanto riguarda i cicli combinati, tra energia elettrica complessivamente prodotta ed energia elettrica qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento che, comunque, si è ridotto negli anni, grazie agli effetti indotti dalla direttiva. La quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento è tanto più prossima alla produzione totale di energia elettrica dei medesimi impianti quanto più essi hanno una condizione di funzionamento prossima al massimo recupero di calore utile: quest'ultima condizione di funzionamento è quella a cui fa propendere la direttiva 2004/8/CE perché ad essa corrisponde il massimo risparmio relativo di energia primaria.

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

calore e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia diversi dalla cogenerazione.

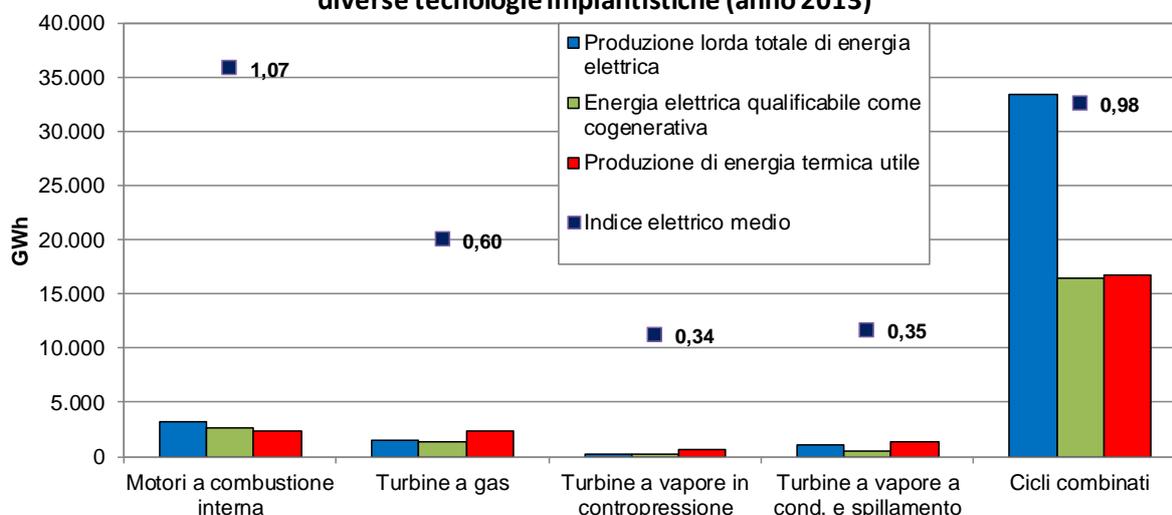
⁵⁰ L'energia elettrica qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento è un sottoinsieme dell'energia elettrica complessivamente prodotta dai medesimi impianti per effetto della gradualità della direttiva 2004/8/CE.

Produzione di energia classificabile come cogenerativa (2004/8/CE) dalle diverse tecnologie impiantistiche (anno 2011)



- figura 43 -

Produzione di energia classificabile come cogenerativa (2004/8/CE) dalle diverse tecnologie impiantistiche (anno 2013)

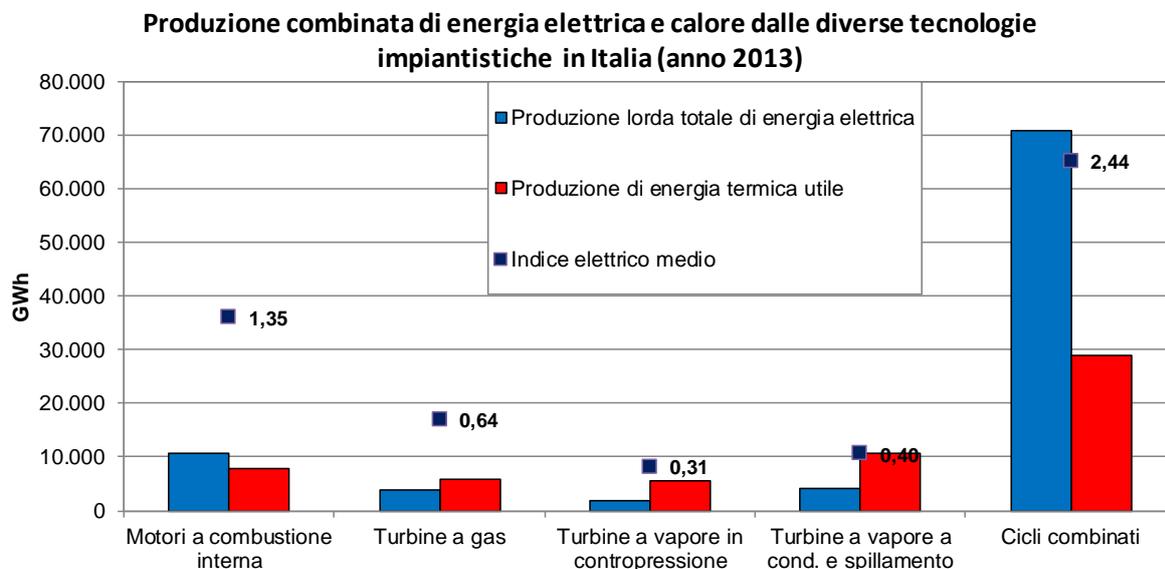


- figura 44 -

I dati riportati nelle figure 43 e 44 non riguardano necessariamente l'intera produzione di energia elettrica e termica imputabile alla cogenerazione ad alto rendimento. Infatti la qualifica viene rilasciata (se ne ricorrono i requisiti) solo se richiesta al GSE al fine di ottenere benefici (quali la possibilità di costituire un SEU o la priorità di dispacciamento) o incentivi (quali i titoli di efficienza energetica o TEE o certificati bianchi).

Dalla figura 44 emerge che, per quanto riguarda la produzione di energia classificata come cogenerativa ad alto rendimento (per la quale le richieste di qualifica sono state presentate al GSE e hanno avuto esito positivo), nel 2013 sono stati prodotti 21,9 TWh di energia elettrica e 25,3 TWh di calore utile. Riferendosi ai dati complessivi della produzione combinata di energia elettrica e calore su scala nazionale, nel 2013 sono stati prodotti 91,3 TWh di energia elettrica e 59,1 TWh di calore utile.

Risulta infine interessante confrontare i valori degli indici elettrici per le diverse tipologie impiantistiche per l'anno 2013 con quelli relativi alla produzione combinata di energia elettrica e calore nazionale, riportata in figura 45: si nota in particolare una notevole differenza per quanto riguarda i cicli combinati, dovuta al fatto che tali impianti sono spesso sbilanciati sulla produzione elettrica (ottenibile con elevati rendimenti) e non sempre vengono eserciti al massimo recupero termico.



- figura 45 -

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

I risparmi conseguiti con la cogenerazione ad alto rendimento sono ora assestati intorno a 8 TWh annui (circa pari a 0,7 Mtep), a cui corrispondono circa 580.000 titoli: il numero dei TEE è superiore rispetto ai predetti risparmi poiché il decreto ministeriale 5 settembre 2011 ha introdotto, nel calcolo, un coefficiente moltiplicativo progressivo che consente agli impianti di taglia inferiore di beneficiare di un maggior numero di TEE (quindi di incentivi complessivi più elevati) a parità di risparmio conseguito. Solo una piccola parte di questi titoli è stata oggetto di ritiro da parte del GSE, in alternativa al mercato, peraltro decrescente negli anni (poco meno di 161.000 nel 2012 e solo 73.396 nel 2013). Ciò significa che i produttori, pur disponendo di tale scelta, preferiscono negoziare i certificati bianchi, probabilmente per cercare di ottenere ricavi superiori nell'ipotesi di valore crescente dei TEE negli anni.

I costi sostenuti dal GSE per il ritiro diretto dei TEE afferenti alla cogenerazione ad alto rendimento sono stati pari a circa 29 milioni di euro in relazione a produzioni degli anni 2008-2011, 15 milioni di euro per il 2012 e 7 milioni di euro per il 2013. Essi sono posti a valere sul "Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale" (componente RE e RE_T) delle bollette gas.

Ad oggi non sono ancora disponibili i dati relativi al 2014, poiché essi vengono verificati e danno diritto a TEE a consuntivo nell'anno successivo, tuttora in corso.