

RELAZIONE

344/2025/I/EFR

**ANALISI DEGLI STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI IN
TERMINI DI EFFETTI SULLA COLLETTIVITÀ
ANNO 2024**

Relazione sullo stato dei servizi

22 luglio 2025

PREMESSA

La presente Relazione rappresenta un aggiornamento della Relazione “Analisi degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili in termini di effetti sulla collettività. Anno 2023” (331/2024/I/efr).

La Relazione, nella sua parte iniziale, riporta i dati più aggiornati al momento disponibili in relazione al mix produttivo di energia elettrica in Italia, evidenziando la continua crescente diffusione delle fonti rinnovabili, in particolare non programmabili. Vengono anche descritti sinteticamente gli effetti derivanti dalla crescente incidenza degli impianti alimentati da fonti non programmabili sulla copertura del carico e sui profili di prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica.

Successivamente, la Relazione riporta i dati aggiornati, ivi inclusi i preconsuntivi riferiti al 2024, relativi all'impatto degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili, in termini di quantità di energia elettrica incentivata e di relativi oneri. Viene dato spazio anche all'aggiornamento dei dati relativi alle configurazioni per l'autoconsumo.

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, agli strumenti incentivanti e alle configurazioni per l'autoconsumo) aggiornati in generale al 31 marzo 2025, salvo ove diversamente specificato.

INDICE

SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE	4
1. QUADRO GENERALE: LA VARIAZIONE DEL MIX PRODUTTIVO DI ENERGIA ELETTRICA	8
2. EFFETTI DELLE FONTI RINNOVABILI SULLA COPERTURA DEL CARICO E SUI PREZZI ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA	10
3. UTILIZZO, DA PARTE DI TERNA, DEI SERVIZI DI RIDUZIONE O DISTACCO DEGLI IMPIANTI NON PROGRAMMABILI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	17
4. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE: REGIMI COMMERCIALI SPECIALI DI RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA	20
4.1 Ritiro dedicato e prezzi minimi garantiti	20
4.2 Scambio sul posto	23
5. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI: GLI STRUMENTI DI INCENTIVAZIONE	25
5.1 Strumenti di incentivazione: introduzione e possibile classificazione	25
5.2 Incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi (CV)	30
5.3 Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07	32
5.4 Incentivi per gli impianti fotovoltaici nell'ambito dei cd. "conti energia"	34
5.5 Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 per gli impianti diversi dai fotovoltaici	37
5.6 Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 4 luglio 2019	45
5.7 Prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biogas, biomasse e bioliquidi	48
5.7 Incentivi per le configurazioni per l'autoconsumo diffuso	49
5.8 Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati	52
6. CONCLUSIONI	57

SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE

1. La variazione del mix produttivo nazionale di energia elettrica

Nel 2023, la produzione lorda di energia elettrica in Italia è stata pari a 264,7 TWh. Le fonti rinnovabili hanno inciso per il 44,0% (di cui circa il 47% è imputabile agli impianti eolici e fotovoltaici). Sulla base dei dati preliminari al momento disponibili, nel 2024 la produzione da fonti rinnovabili ha raggiunto un'incidenza sulla produzione totale prossima al 52%.

La potenza efficiente lorda relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è pari a circa 66,8 GW nel 2023, corrispondente al 51,3% della potenza efficiente lorda complessiva (pari a 130,1 GW). Sulla base dei dati preliminari al momento disponibili, nel 2024 la potenza efficiente lorda relativa a impianti fotovoltaici ha registrato + 6,8 GW, mentre quella da impianti eolici +0,7 GW.

2. Effetti delle fonti rinnovabili sulla copertura del carico e sui prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica

Poiché la crescita della produzione da fonti rinnovabili è per lo più imputabile a impianti fotovoltaici, come già osservato nelle precedenti Relazioni, in tutte le zone di mercato del Paese aumenta la porzione di carico soddisfatta dalle fonti rinnovabili non programmabili; inoltre, continua a essere evidente la pendenza del profilo di carico residuo nelle ore preserali. In alcune zone di mercato (in particolare le zone del Sud Italia e le isole), in parecchie ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è superiore rispetto al carico totale (soprattutto nei giorni festivi).

Si conferma, di conseguenza, anche il profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima: da diversi anni, i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), cioè nelle ore in cui viene progressivamente meno la produzione fotovoltaica e la domanda elettrica rimane elevata.

3. Utilizzo, da parte di Terna, dei servizi di riduzione o distacco degli impianti non programmabili di produzione di energia elettrica

Nell'anno 2023, l'energia elettrica non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna sugli impianti eolici è stata pari a 300,7 GWh, pari al 1,3% della totale produzione eolica del medesimo anno. La mancata produzione eolica di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10, oggetto di remunerazione al prezzo zonale orario, è risultata pari a circa 248 GWh, corrispondente a un esborso economico di 20 milioni di euro. Nel medesimo anno 2023, Terna ha modulato a scendere ulteriori 37,4 GWh afferenti a impianti alimentati da altre fonti rinnovabili.

Nel 2024, invece, per quanto riguarda gli impianti eolici, l'energia elettrica non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimata in 347,5 GWh, in aumento del +16%

rispetto all'anno precedente a causa sia di esigenze di sicurezza del sistema sia di esigenze locali. La mancata produzione eolica oggetto di remunerazione al prezzo zonale orario è risultata pari a circa 300 GWh, per un totale di 21 milioni di euro. In relazione alle altre fonti, l'energia elettrica non prodotta per effetto di ordini di modulazione straordinaria è stata complessivamente pari a circa 74,5 GWh.

4. Strumenti di supporto per le fonti rinnovabili: effetti sulla collettività

Al fine di evidenziare come i meccanismi di supporto impattano sulla collettività, è opportuno classificare i diversi strumenti incentivanti per tipologia:

- **tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*):** l'energia elettrica viene commercialmente ritirata dal GSE e da quest'ultimo viene collocata sui mercati all'ingrosso; i produttori beneficiano di un ricavo unitario fisso per tutto il periodo di diritto all'incentivo. Pertanto, l'impatto sulla collettività è pari alla 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 e, quindi, è influenzato dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica;
- ***feed in premium* fisso:** l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, indipendentemente dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, per l'intera quantità di energia elettrica prodotta netta; pertanto, rappresenta sempre un costo per la collettività e non dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica;
- ***feed in premium* variabile a una via appositamente definito in sostituzione dei Certificati Verdi (CV):** l'incentivo viene riconosciuto all'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV ed è pari al prodotto tra un coefficiente moltiplicativo differenziato per fonte e il 78% della differenza, se positiva, tra 180 €/MWh e il prezzo medio di mercato dell'anno precedente. Pertanto, esso dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, seppur con effetto ritardato di un anno, e rappresenta un costo per la collettività al più nullo;
- ***feed in premium* variabile (o *Contract for Difference - CfD*) a una via:** l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete e pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario complessivo almeno pari alla tariffa incentivante. L'incentivo dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica nella medesima ora, e rappresenta un costo per la collettività, al più nullo;
- ***feed in premium* variabile (o *Contract for Difference - CfD*) a due vie:** l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete e pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario complessivo pari alla tariffa incentivante. L'incentivo dipende dall'andamento dei prezzi

all'ingrosso dell'energia elettrica nella medesima ora, e può rappresentare un costo o un ricavo per la collettività.

Con riferimento all'anno 2024, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono stati pari a circa 8,9 miliardi di euro¹, in aumento rispetto ai circa 7,1 miliardi del 2023 (per una energia elettrica incentivata pari a circa 54,4 TWh), per effetto della riduzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica (che incide sulle *feed in tariff* e sulle diverse tipologie di *feed in premium* variabile) e dell'introduzione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biogas, biomasse e bioliquidi.

Più nel dettaglio, i costi complessivi sono relativi agli incentivi di tipo *feed in premium* fisso erogati a impianti fotovoltaici (5,5 miliardi di euro), mentre la restante parte afferisce a strumenti di tipo *feed in tariff* (circa 1,5 miliardi di euro), *feed in premium* a una via (1,2 miliardi di euro, quasi tutti riferiti ai già richiamati prezzi minimi garantiti) e *feed in premium* variabile a una via appositamente definito in sostituzione dei Certificati Verdi (circa 0,6 miliardi di euro). Gli incentivi di tipo *feed in premium* a due vie, invece, hanno rappresentato un ricavo per la comunità (- 1 milione di euro).

Sulla base delle prime stime disponibili per l'anno 2025, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili dovrebbero essere pari a circa 9,6 miliardi di euro², in lieve crescita rispetto al 2024 per effetto dell'atteso aumento della produzione da fonti rinnovabili.

Per i prossimi anni:

- l'energia elettrica che beneficia degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi sarà in marcata riduzione per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2028; il relativo costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica;
- l'energia elettrica che beneficia delle *feed in tariff* di cui alla legge 244/07 sarà in riduzione per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2028; il relativo costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica;
- l'energia elettrica che beneficia dei *feed in premium* fissi (prodotta da impianti fotovoltaici ammessi ai primi 4 conti energia) è attesa stazionaria fino al 2026; inizierà quindi a diminuire all'inizio lievemente, poi in modo molto rilevante dopo il 2030 fino ad azzerarsi nel 2033. Il costo per la collettività di tali strumenti incentivanti, non dipendendo dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, resterà pari o prossimo a 6 miliardi di euro annui almeno fino al 2028;
- l'energia elettrica che beneficia del V conto energia per impianti fotovoltaici è stabile fino al 2033, mentre l'energia elettrica che beneficia dei più recenti strumenti

¹ Ad essi si aggiungono circa 368 milioni di euro afferenti ai regimi commerciali speciali, per lo più allo scambio sul posto.

² Ad essi si aggiungono circa 327 milioni di euro stimati, afferenti ai regimi commerciali speciali, per lo più allo scambio sul posto.

incentivanti (di cui ai decreti interministeriali 6 luglio 2012, 23 giugno 2016, 4 luglio 2019, 22 dicembre 2023, 19 giugno 2024 e 30 dicembre 2024) è attesa complessivamente in crescita per effetto dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti ammessi a beneficiare dei più recenti decreti. Il costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica: qualora le tariffe spettanti previste dai nuovi strumenti incentivanti siano superiori rispetto ai prezzi all'ingrosso attesi per l'energia elettrica, tali nuovi strumenti comporteranno un graduale aumento del gettito necessario per il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate negli anni in cui tale gettito è in riduzione per effetto del progressivo termine del periodo di diritto agli strumenti incentivanti di cui ai precedenti alinea;

- l'energia elettrica che beneficia del *feed in premium* a una via costituito dai prezzi minimi garantiti definiti per gli impianti alimentati da biomasse e biogas sarà in aumento per effetto del progressivo termine del periodo di diritto dei precedenti strumenti incentivanti; invece i prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da bioliquidi saranno sostituiti dal costruendo meccanismo di cui all'articolo 5 del decreto-legge 181/23; il relativo costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

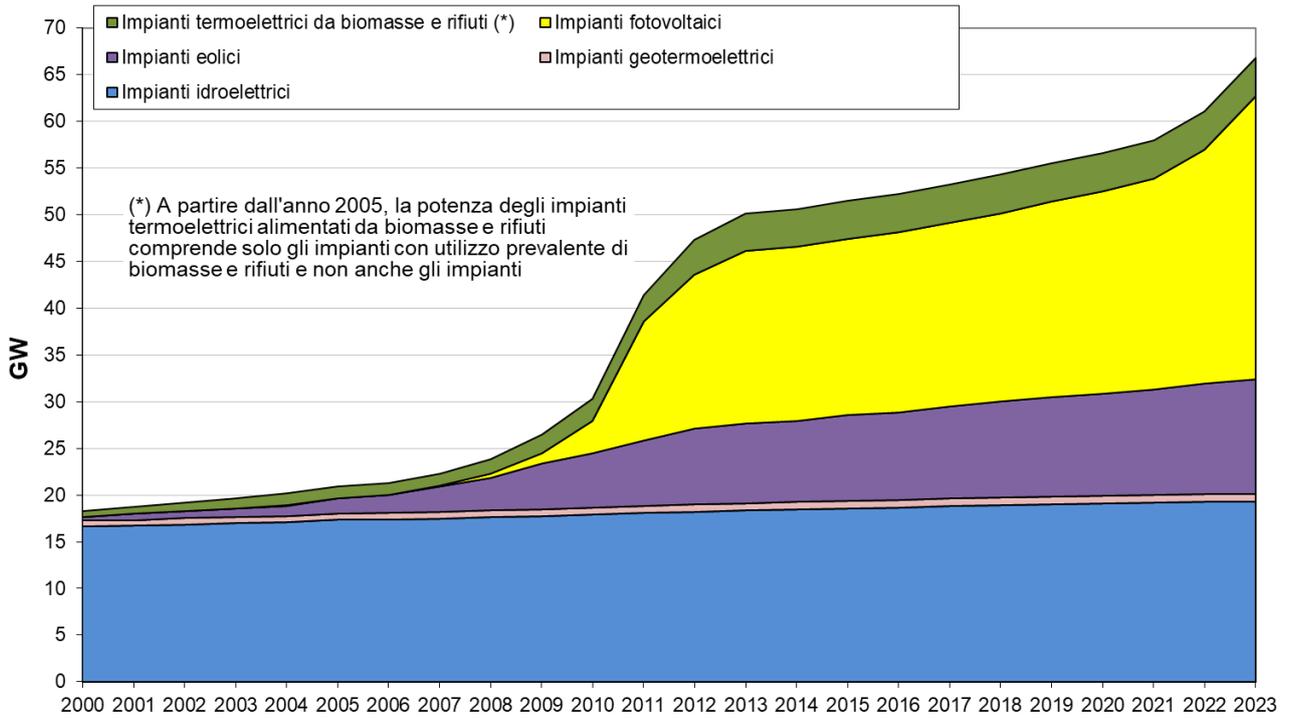
Da ciò, seppur con le incertezze derivanti dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica, appare ragionevole attendersi un andamento complessivamente stabile, intorno a 9 miliardi di euro l'anno, del gettito necessario per il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, fino al 2031 (anno in cui comincerà a risultare evidente il calo del gettito necessario, in assenza di ulteriori strumenti incentivanti che dovessero essere ipotizzati dopo quelli attualmente in corso di emanazione) per effetto del termine del periodo di diritto dei *feed in premium* costanti degli impianti fotovoltaici. Stime più accurate vengono effettuate e pubblicate dal GSE, con cadenza annuale, tenendo conto dei nuovi decreti ministeriali.

1. QUADRO GENERALE: LA VARIAZIONE DEL MIX PRODUTTIVO NAZIONALE DI ENERGIA ELETTRICA

Con riferimento ai dati dell'anno 2023, in Italia, la produzione lorda di energia elettrica è stata pari a 264,7 TWh (in riduzione del 6,8% rispetto al 2022), di cui 116,6 TWh da impianti alimentati da fonti rinnovabili (pari al 44,0%, in aumento rispetto al 35,4% del 2022). In particolare, gli impianti eolici e fotovoltaici incidono per quasi il 47% della produzione lorda da fonti rinnovabili. Come si evidenzia dalla [figura 1](#), la produzione totale da fonti rinnovabili è variabile nel tempo soprattutto in funzione della disponibilità della fonte idrica.

La potenza efficiente lorda relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è pari a circa 66,8 GW nel 2023 (in aumento del 9,5% rispetto al 2022), corrispondente al 51,3% della potenza efficiente lorda complessiva (pari a 130,1 GW). Dalla [figura 2](#), si evince come quest'ultima percentuale sia in continua crescita per effetto dell'installazione di nuovi impianti di produzione eolici e, soprattutto, fotovoltaici: più in dettaglio, la potenza efficiente lorda da impianti idroelettrici, geotermoelettrici e da biomasse è stabile, mentre la potenza efficiente lorda da impianti eolici è aumentata di circa 480 MW nel 2023 rispetto al 2022 e la potenza efficiente lorda da impianti fotovoltaici è aumentata di circa 5,3 GW nel 2023 rispetto al 2022. Sulla base dei dati preliminari al momento disponibili, risulta che nel 2024 sono stati installati impianti fotovoltaici per + 6,8 GW ed impianti eolici per + 0,7 GW (registrando il maggior incremento *year-over-year* degli ultimi dieci anni), portando la potenza efficiente lorda relativa a impianti fotovoltaici ed eolici a 50,1 GW.

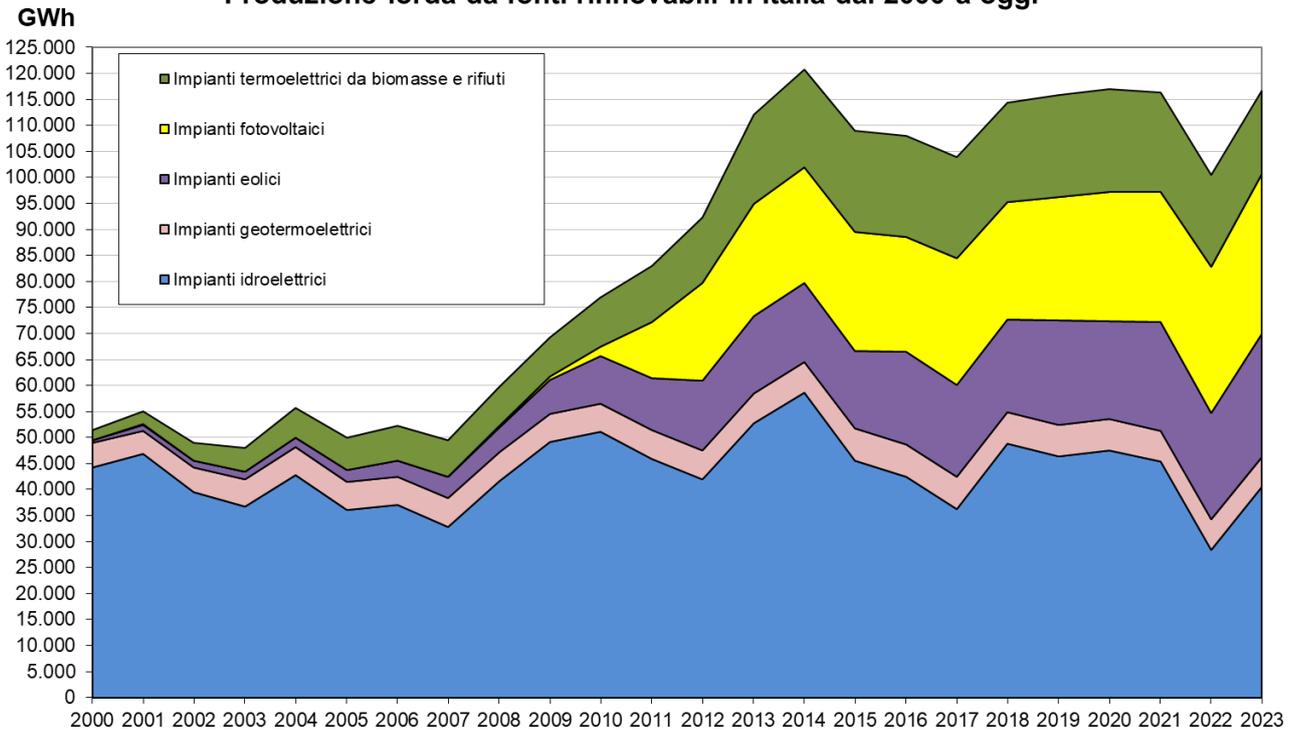
Potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 2000 a oggi



(*) I rifiuti sono limitati alla parte biodegradabile.

- figura 1 -

Produzione lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 2000 a oggi

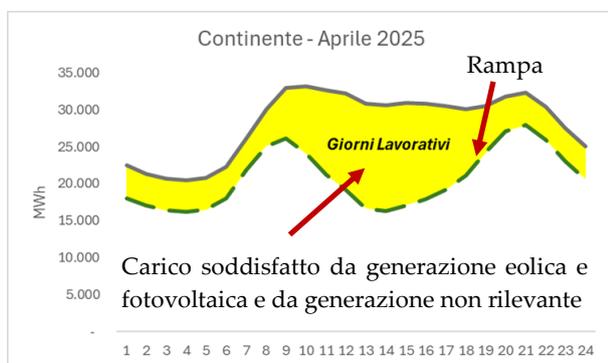


- figura 2 -

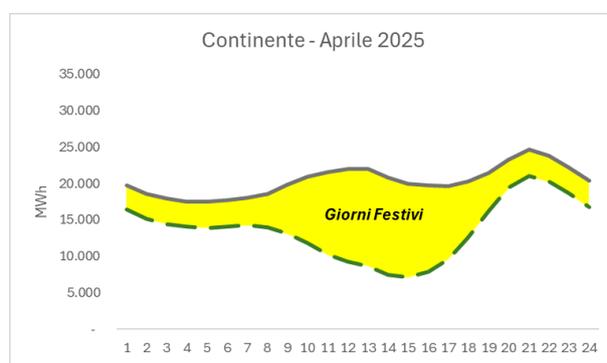
2. EFFETTI DELLE FONTI RINNOVABILI SULLA COPERTURA DEL CARICO E SUI PREZZI ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Come negli anni precedenti, anche nel 2025, in tutte le zone di mercato nazionali sono evidenti le differenze tra il profilo di carico complessivo (linea continua) e il profilo di carico residuo, cioè il profilo del carico non già coperto dalla generazione distribuita e dalle fonti aleatorie (linea tratteggiata), sulla base dei dati medi dei giorni, rispettivamente, lavorativi e festivi del mese di aprile (figure da 3 a 18). L'area gialla rappresenta la porzione di carico coperta dagli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili e dalla generazione distribuita.

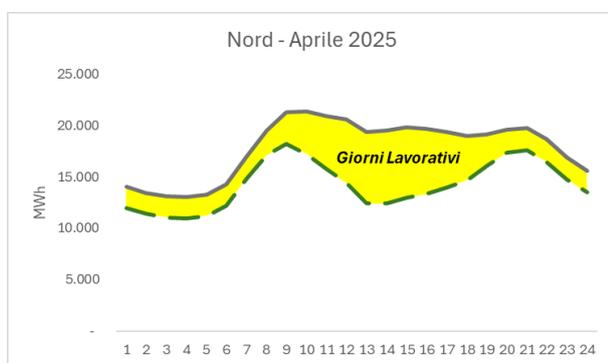
Si osserva, in particolare, che l'area gialla è evidente soprattutto nelle ore centrali della giornata, caratterizzate da una importante produzione da impianti fotovoltaici. Si nota, inoltre, la maggiore pendenza del profilo di carico residuo nelle ore preserali rispetto a quella del profilo di carico per effetto del contemporaneo venir meno del fotovoltaico quando si sta raggiungendo il picco di carico serale.



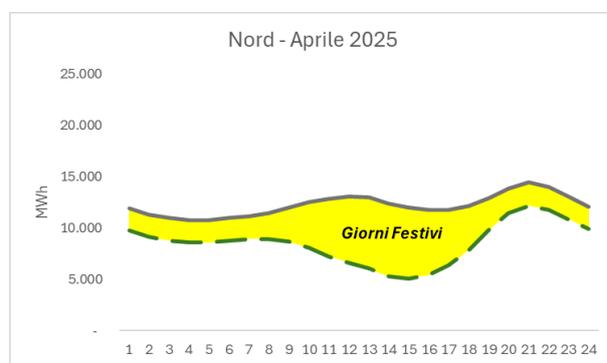
- figura 3³ -



- figura 4³ -

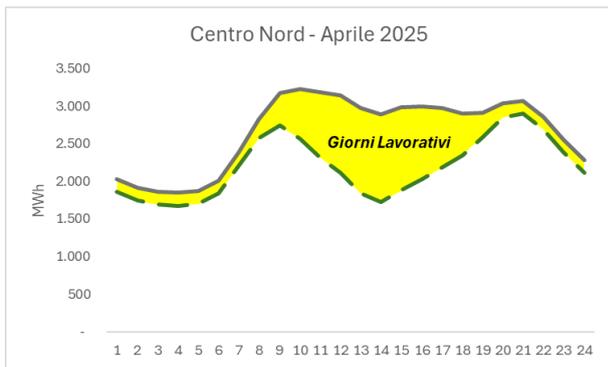


- figura 5³ -

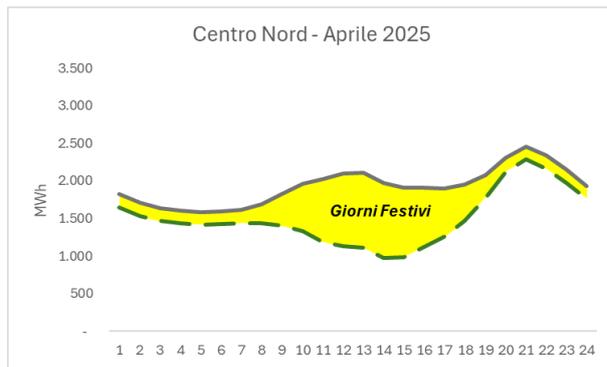


- figura 6³ -

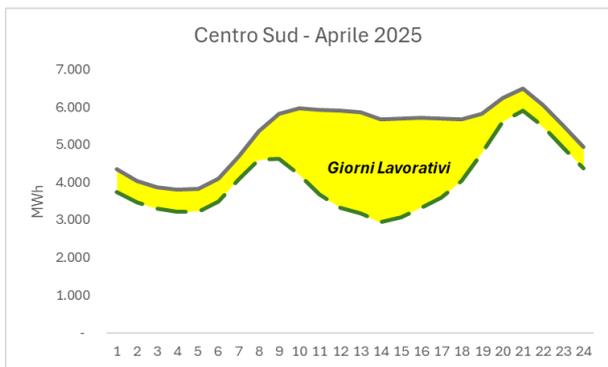
³ Essa rappresenta, per le 24 ore, la curva dei prelievi medi orari mensili e la curva ottenibile sottraendo a tali prelievi le immissioni medie orarie mensili degli impianti eolici e solari rilevanti e degli impianti di generazione distribuita.



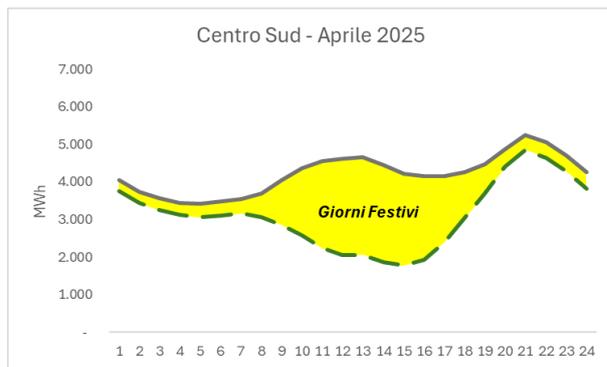
- figura 7³-



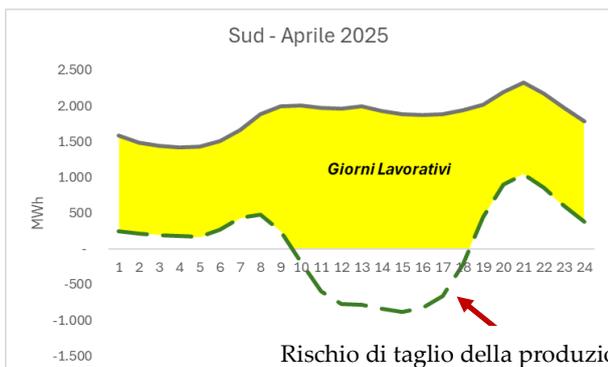
- figura 8³-



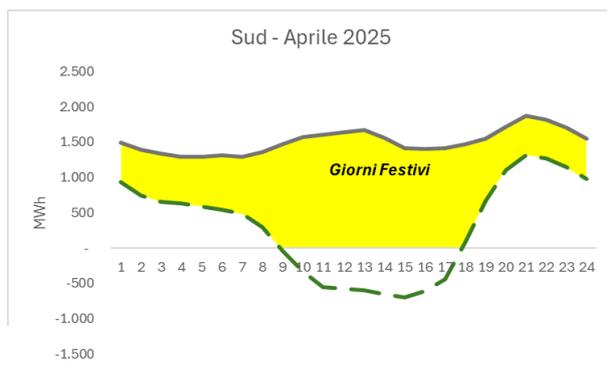
- figura 9³-



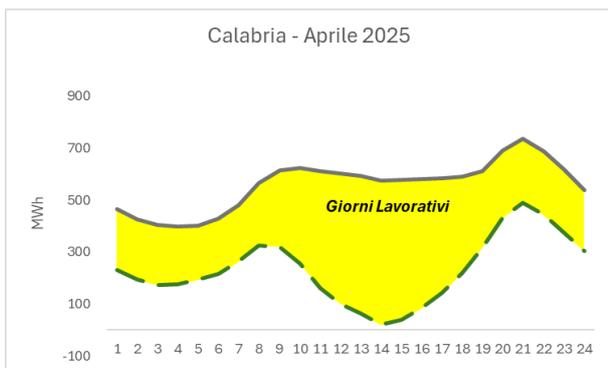
- figura 10³-



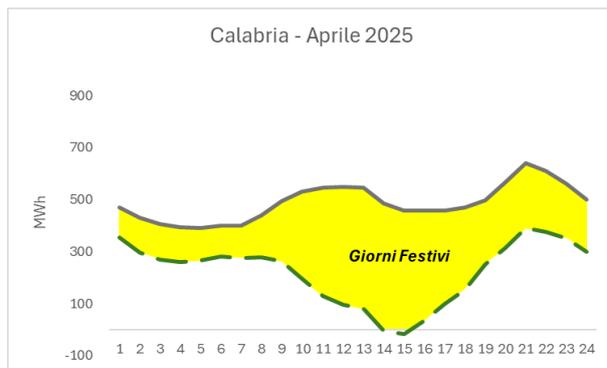
- figura 11³-



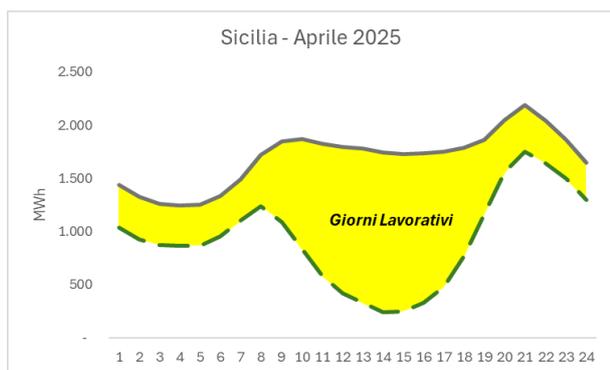
- figura 12³-



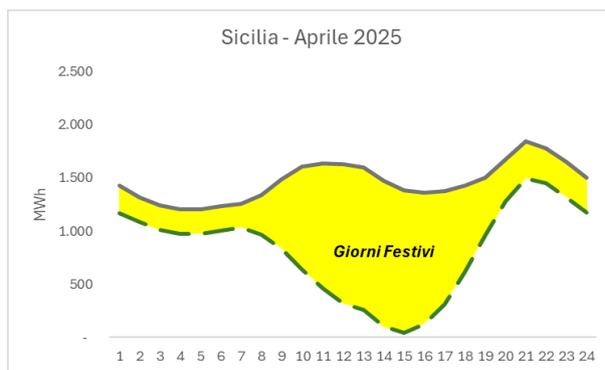
- figura 13³-



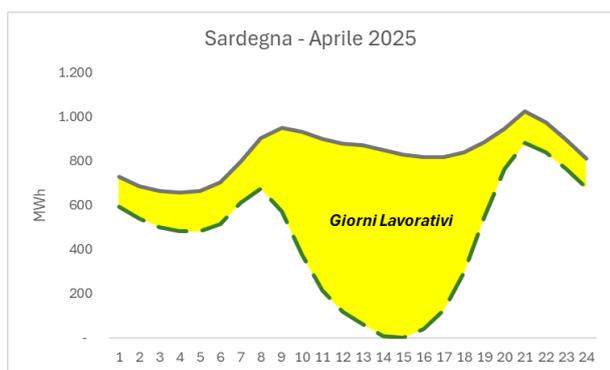
- figura 14³-



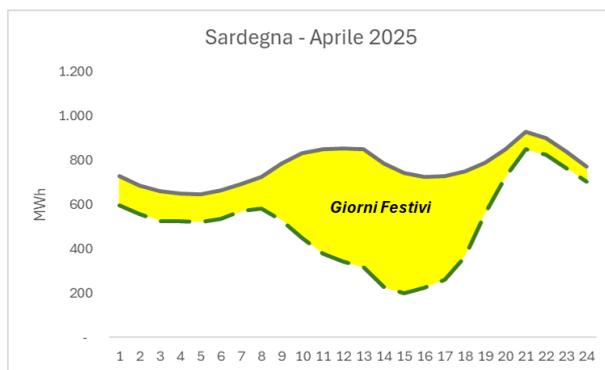
- figura 15 ³-



- figura 16 ³-



- figura 17 ³-



- figura 18 ³-

Si osserva che in alcune zone di mercato (in particolare le zone del Sud Italia e le isole), in parecchie ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è prossima o superiore rispetto al carico totale (soprattutto nei giorni festivi ma ormai anche nei giorni lavorativi). Qualora tale produzione non potesse essere trasportata altrove e qualora nelle zone limitrofe non vi fossero 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.

I sistemi di accumulo in una siffatta situazione potrebbero dare importanti contributi: assorbendo energia elettrica eccedentaria nelle ore diurne, essi contribuiscono a ridurre il rischio di distacco della generazione non programmabile, e immettendo energia elettrica nelle ore preserali contribuiscono a coprire la ripida rampa del carico residuo riducendo la necessità di altri impianti di produzione programmabili.

Quanto sopra evidenziato in relazione alla copertura del carico trova riscontro anche nel profilo di prezzo che si forma sul Mercato del Giorno Prima (MGP) che, ormai da più di un decennio, è cambiato.

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

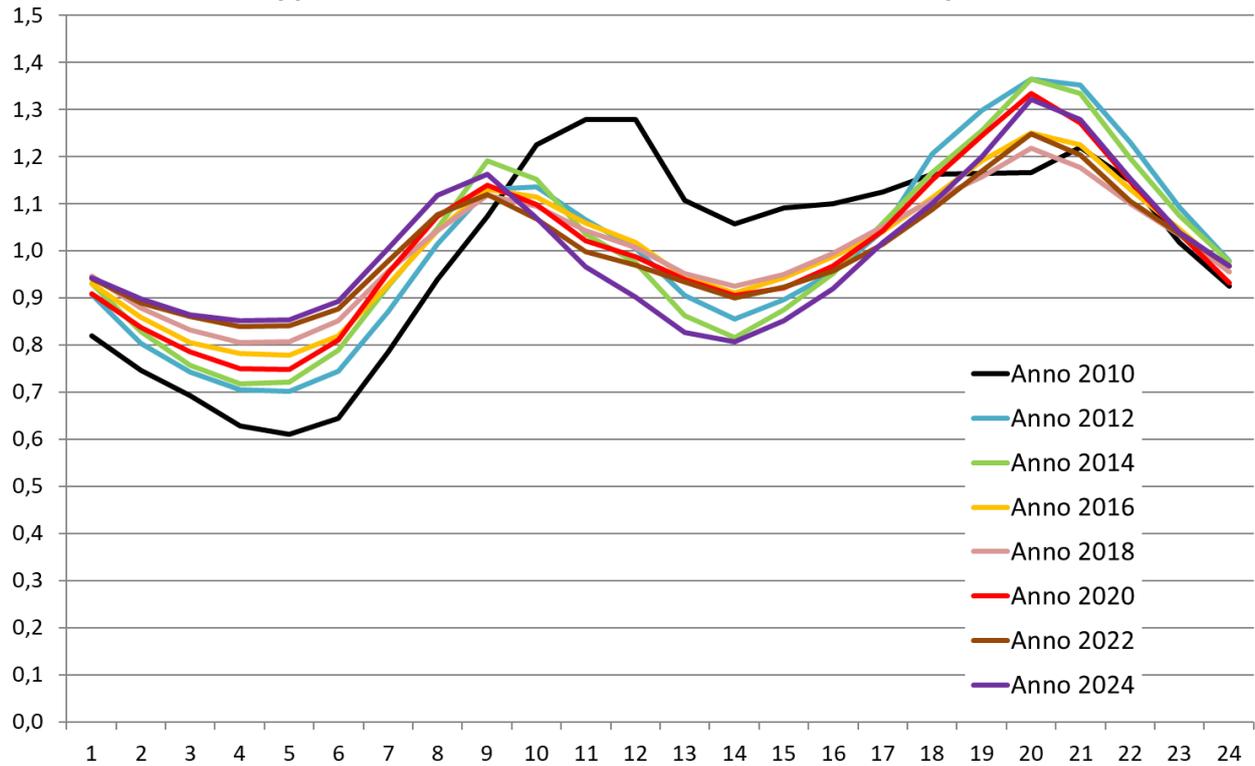
produzione fotovoltaica. La [figura 19](#) mostra il radicale cambiamento del profilo dei prezzi sul MGP intervenuto tra il 2010 e il 2012 e successivamente stabilizzato. Al fine di evidenziare i soli profili, e non anche il valore assoluto dei prezzi che dipende da molti altri fattori (primo fra tutti il prezzo del gas naturale utilizzato attualmente per la produzione della metà dell'energia elettrica complessivamente necessaria per soddisfare i fabbisogni di energia elettrica), la medesima figura illustra, per ogni anno, lo scostamento del PUN medio orario rispetto al PUN medio annuo.

Dal MGP, pertanto, emergono segnali di prezzo che potrebbero indurre azioni di *demand side management* in termini di riduzione dei prelievi di energie elettrica nelle ore maggiormente critiche per il sistema elettrico (cioè le ore preserali). Allo scopo è innanzitutto necessario estendere a tutti i punti di connessione il trattamento orario dei dati di misura, il che sarà possibile con la progressiva installazione degli *smart meter 2G*.

La [figura 20](#) evidenzia l'andamento del PUN per alcuni anni recenti. Si nota che, nel 2022, il PUN medio orario è notevolmente aumentato, rispetto agli anni precedenti, per effetto degli elevati prezzi del gas naturale, mentre il profilo di prezzo è rimasto pressoché costante. Nel 2024 il PUN medio orario si è notevolmente ridotto rispetto al 2022 ma comunque è rimasto più elevato rispetto agli anni precedenti.

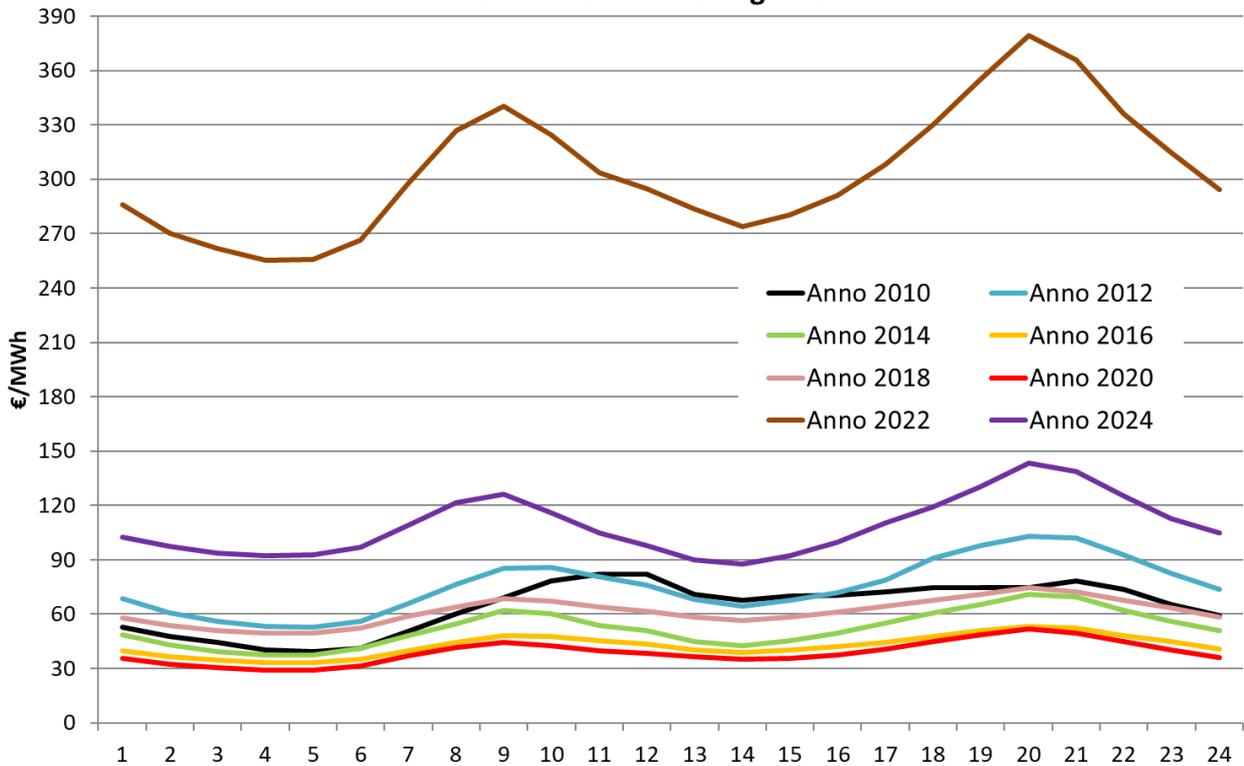
Infine, le [figure 21 e 22](#) evidenziano, rispettivamente, l'evoluzione del profilo dei prezzi zionali (Pz) sul MGP relativi alla Sicilia e l'andamento di tali prezzi medi; le [figure 23 e 24](#) sono analoghe alle precedenti ma riferite alla Sardegna. Da queste quattro ultime figure si nota che le considerazioni sopra esposte in relazione all'intero territorio nazionale sono ancora più evidenti in Sardegna e, soprattutto, in Sicilia.

Rapporto tra il PUN medio orario e il PUN medio complessivo



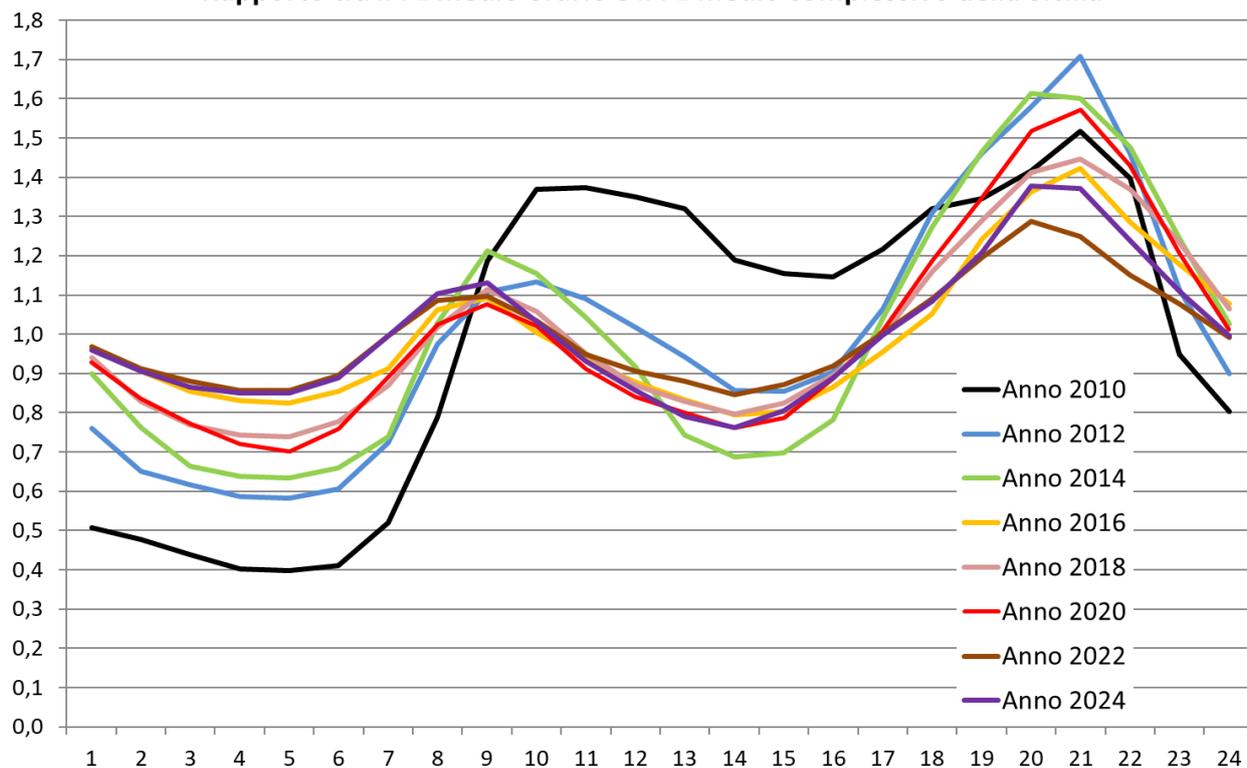
- figura 19 -

Andamento del PUN medio negli ultimi anni



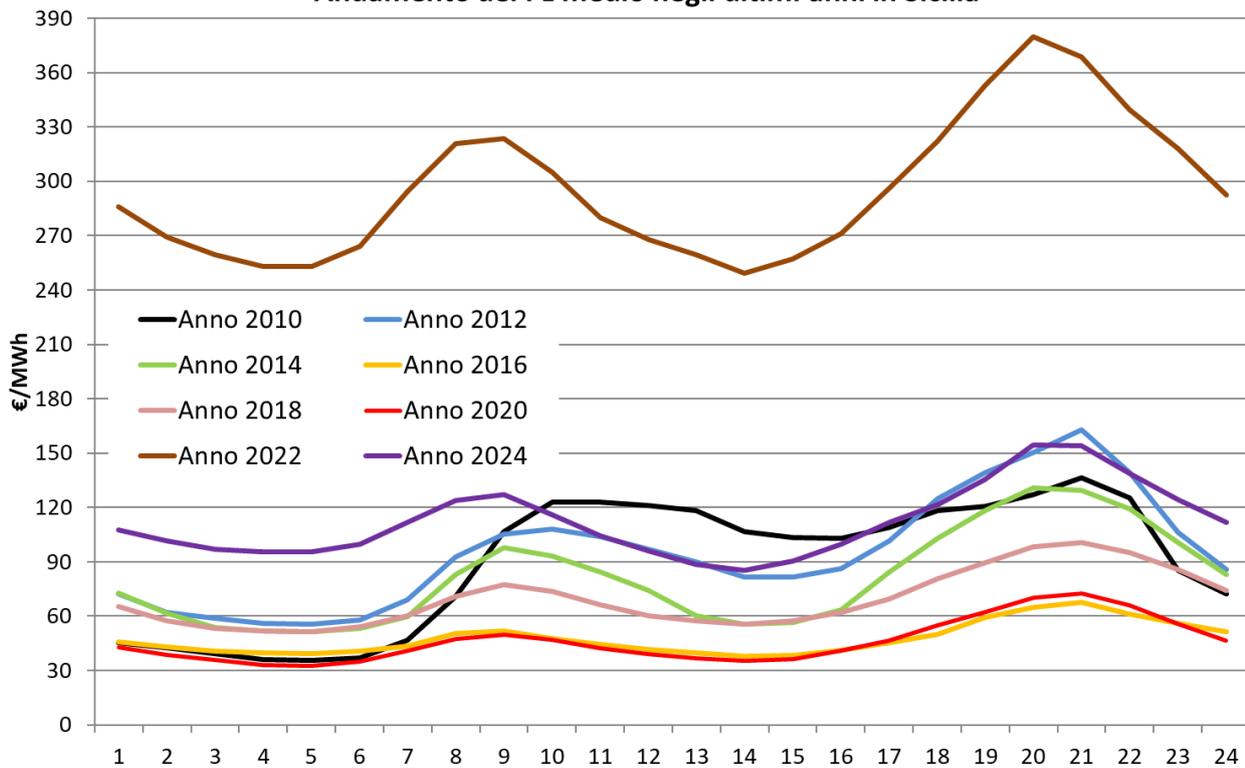
- figura 20 -

Rapporto tra il Pz medio orario e il Pz medio complessivo della Sicilia



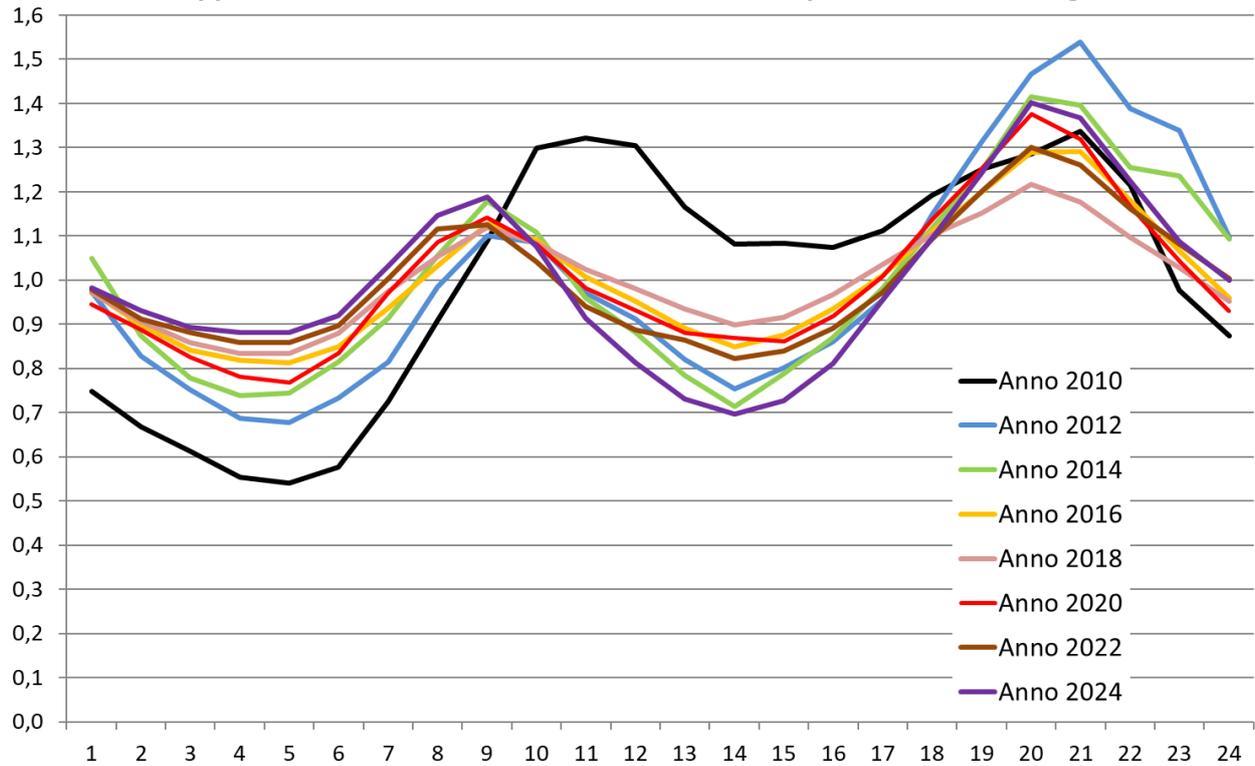
- figura 21 -

Andamento del Pz medio negli ultimi anni in Sicilia



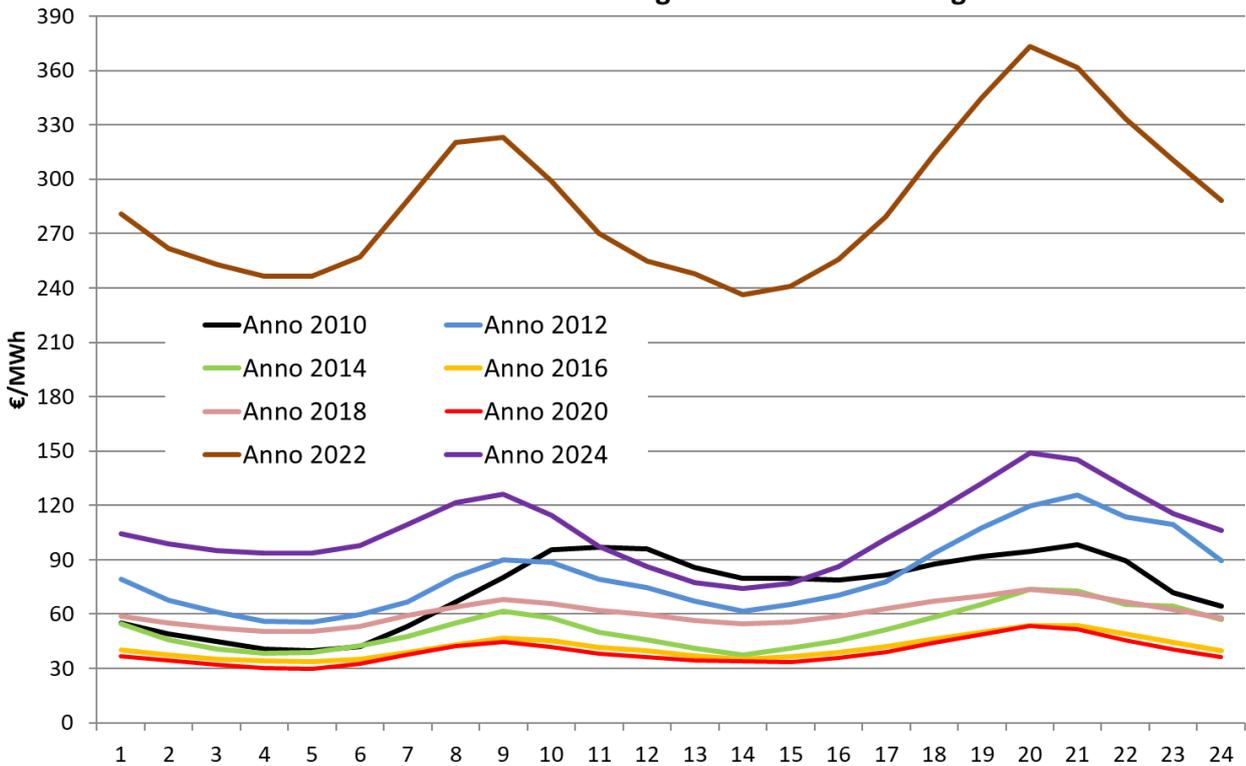
- figura 22 -

Rapporto tra il Pz medio orario e il Pz medio complessivo della Sardegna



- figura 23 -

Andamento del Pz medio negli ultimi anni in Sardegna



- figura 24 -

3. UTILIZZO, DA PARTE DI TERNA, DEI SERVIZI DI RIDUZIONE O DISTACCO DEGLI IMPIANTI NON PROGRAMMABILI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Già a partire dal 2010 (si veda, al riguardo, la deliberazione ARG/elt 5/10), l’Autorità ha previsto l’obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di modulazione straordinaria anche nel caso di impianti alimentati dalle “nuove” fonti rinnovabili di più elevata taglia. Successivamente tale obbligatorietà è stata estesa anche agli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione e aventi potenza uguale o superiore a 100 kW (si veda, al riguardo, la deliberazione 421/2014/R/eel). Questi servizi vengono attivati solo in caso di necessità, qualora non siano possibili altri interventi.

Terna ha fatto uso dei servizi di modulazione straordinaria soprattutto in relazione a impianti eolici connessi su alcune linee elettriche critiche, al fine di mantenere il sistema elettrico nazionale o porzioni di esso in condizioni di sicurezza.

Nell’anno 2023:

- per quanto riguarda gli impianti eolici, l’energia elettrica non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stata pari a 300,7 GWh, pari al 1,3% della totale produzione eolica del medesimo anno. Le limitazioni si sono verificate soprattutto nella zona di offerta Sud, per un totale di 128,7 GWh, e nell’area Centro (che include le zone di offerta Nord, Centro-Nord e Centro-Sud), per un totale di 113,4 GWh. In particolare:
 - 138,9 GWh (pari al 46% del totale) sono stati modulati per esigenze di sistema, di cui il 59% in condizioni di rete non integra;
 - 161,8 GWh (pari al 54% del totale) sono stati modulati per esigenze locali, di cui 65,3 GWh correlati all’aumento di connessioni di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili con conseguente incremento delle congestioni sulle principali direttrici (in particolare le direttrici del Beneventano), in condizioni di rete integra, mentre i restanti 96,5 GWh dovuti alla gestione della rete in condizioni di rete non integra.

La mancata produzione eolica oggetto di remunerazione al prezzo zonale orario, nel 2023, è risultata pari a circa 248 GWh, in attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10⁴, per un totale di 20 milioni di euro;

- con riferimento agli impianti fotovoltaici, 32 impianti di produzione sono stati interessati dal servizio di modulazione straordinaria a scendere a causa di indisponibilità di elementi di rete, prevalentemente nelle zone Centro Sud e Sardegna; l’energia non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimabile complessivamente in circa 3,4 GWh;
- con riferimento agli impianti geotermoelettrici, sono stati interessati dal servizio di modulazione straordinaria a scendere 13 impianti di produzione ubicati in zona Centro-

⁴ Si ricorda che non a tutta l’energia elettrica non prodotta da impianti eolici per effetto delle limitazioni imposte da Terna spetta la remunerazione: occorre infatti tenere conto della franchigia e dell’effetto del cosiddetto indice di affidabilità (IA) che valuta l’affidabilità dell’utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di riduzione della produzione eolica impartiti da Terna.

Nord; l'energia elettrica non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimabile in circa 13 GWh quasi tutti imputabili ad attività su elettrodotti a 132 kV a cui tali impianti sono collegati in derivazione rigida;

- con riferimento agli impianti idroelettrici ad acqua fluente, si sono verificate indisponibilità di elementi di rete che hanno determinato la modulazione straordinaria di 61 impianti di produzione prevalentemente ubicati nella zona Nord; l'energia elettrica non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimabile in circa 21 GWh.

Nell'anno 2024, invece, per quanto riguarda gli impianti eolici, l'energia elettrica non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimata in 347,5 GWh. Tale valore è in aumento del +16% rispetto all'anno precedente a causa sia di esigenze di sicurezza del sistema sia di esigenze locali. Le limitazioni si sono verificate soprattutto nella zona di offerta Sud, per un totale di 146,5 GWh, e nell'area Centro (che include le zone di offerta Nord, Centro-Nord e Centro-Sud), per un totale di 145,4 GWh. In particolare:

- 166,7 GWh (pari al 48% del totale) sono stati modulati per esigenze di sistema, equamente ripartiti tra gestione di giornate caratterizzate da bassi valori di fabbisogno residuo in condizioni di rete integra e gestione della rete in condizioni di rete non integra; più nel dettaglio, in tali casi, le riduzioni di produzione eolica sono correlate a periodi con elevata ventosità (con conseguente congestioni interzonali), alla gestione del sistema elettrico in periodi di basso carico (con necessaria integrazione dei margini a scendere disponibili sulle Unità di Produzione abilitate al MBR) e alle condizioni di rete non integra in corrispondenza di fuori servizio per lavori programmati (ad esempio sulle linee 380 kV Patria-S.Sofia, 380 kV Valmontone – Presenzano, 380 kV Bargi-Martignone);
- 180,9 GWh (pari al 52% del totale) sono stati modulati per esigenze locali, di cui 110,8 GWh correlati all'aumento di connessioni di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili con conseguente incremento delle congestioni sulle principali direttrici (in particolare le direttrici del Beneventano), in condizioni di rete integra, mentre i restanti 70,1 GWh dovuti alla gestione della rete in condizioni di rete non integra; le riduzioni sono state effettuate in corrispondenza di fuori servizio programmati per lavori (ad esempio sulle linee 150 kV "SE Picerno - CP Avigliano e CP Potenza e C.le Carpaneto", 150 kV "SE Fulgatore - CP Custonaci", 150 kV "SE Bisaccia - CP Lacedonia" e 150 kV "SE Bisaccia 380 - SE Macchialupo") o per guasti (ad esempio CP Lucera).

La mancata produzione eolica oggetto di remunerazione al prezzo zonale orario, nel 2024 è risultata pari a circa 300 GWh, in attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10⁴, per un totale di 21 milioni di euro, pressoché stabile rispetto all'anno precedente, pur a fronte di un aumento dei volumi di energia oggetto di mancata produzione, per effetto della riduzione dei prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

In relazione alle altre fonti, nel 2024:

- con riferimento agli impianti fotovoltaici, 24 impianti di produzione sono stati interessati dal servizio di modulazione straordinaria a scendere a causa di indisponibilità di elementi di rete, prevalentemente nelle zone Centro Sud e Sardegna; l'energia elettrica non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimabile in circa 7,5 GWh, in aumento di circa 4 GWh rispetto all'anno 2023 principalmente per effetto dell'aumento di capacità installata;
- con riferimento agli impianti geotermoelettrici, sono stati interessati dal servizio di modulazione straordinaria a scendere 21 impianti di produzione ubicati in zona Centro-Nord; l'energia elettrica non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimabile in circa 34 GWh (in aumento di 21 GWh su base annuale), quasi tutte imputabili ad attività su elettrodotti a 132 kV;
- con riferimento agli impianti idroelettrici ad acqua fluente, si sono verificate indisponibilità di elementi di rete che hanno determinato la modulazione straordinaria di 72 impianti di produzione prevalentemente ubicati nella zona Nord; l'energia elettrica non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimabile in circa 33 GWh, in aumento di 12 GWh rispetto al 2023 a causa della producibilità idroelettrica più elevata registrata nel 2024.

Nel caso di impianti diversi dagli eolici, fino al 31 marzo 2025 non erano definite modalità di remunerazione della mancata produzione in quanto essa appariva poco rilevante e comunque non eccedente le franchigie entro le quali comunque non sarebbe stata erogata nessuna remunerazione⁵. Con la deliberazione 128/2025/R/efr, per effetto delle segnalazioni di Terna in merito al potenziale incremento dell'impiego di modulazioni straordinarie a scendere a decorrere dalla primavera 2025, è stato esteso anche alle altre fonti non programmabili, dall'1 aprile 2025, il diritto alla remunerazione della mancata produzione derivante dalle modulazioni a scopo emergenziale.

Il distacco della generazione distribuita, invece, non è stato operato nel corso del 2024. Secondo i primi dati e informazioni disponibili, Terna ne ha fatto, invece, ricorso più volte nella primavera del 2025. In particolare, nel solo giorno 1 maggio 2025, nelle ore centrali della giornata (caratterizzate da ridotto fabbisogno residuo), Terna ha applicato la procedura RIGEDI con conseguente effettivo distacco di 3,5 GW.

⁵ Il comma 3.7.5 del Codice di Rete di Terna prevede che, in generale, l'energia elettrica, resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete, sia pari all'energia producibile equivalente a 240 ore equivalenti. La deliberazione ARG/elt 5/10 ha previsto che, nel caso di impianti eolici, l'energia elettrica resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete sia pari all'energia producibile corrispondente a 80 ore equivalenti annue. Infine, la deliberazione 421/2014/R/eel ha previsto che, nel caso di impianti fotovoltaici, l'energia elettrica, resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete, sia pari all'energia producibile equivalente a 60 ore equivalenti annue.

4. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI: I REGIMI COMMERCIALI SPECIALI DI RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

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

4.1 Ritiro dedicato e prezzi minimi garantiti

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 dal 1 gennaio 2008.

Il ritiro dedicato può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di taglia qualunque, ad eccezione degli impianti che beneficiano di incentivi di tipo *feed in tariff* (i quali già includono il valore dell'energia elettrica) e degli impianti che beneficiano degli incentivi di cui ai decreti interministeriali emanati dal 2012 in poi. Il ritiro dedicato viene infine obbligatoriamente applicato per cinque anni nel caso di impianti di produzione che accedono ai benefici fiscali definiti "Superbonus".

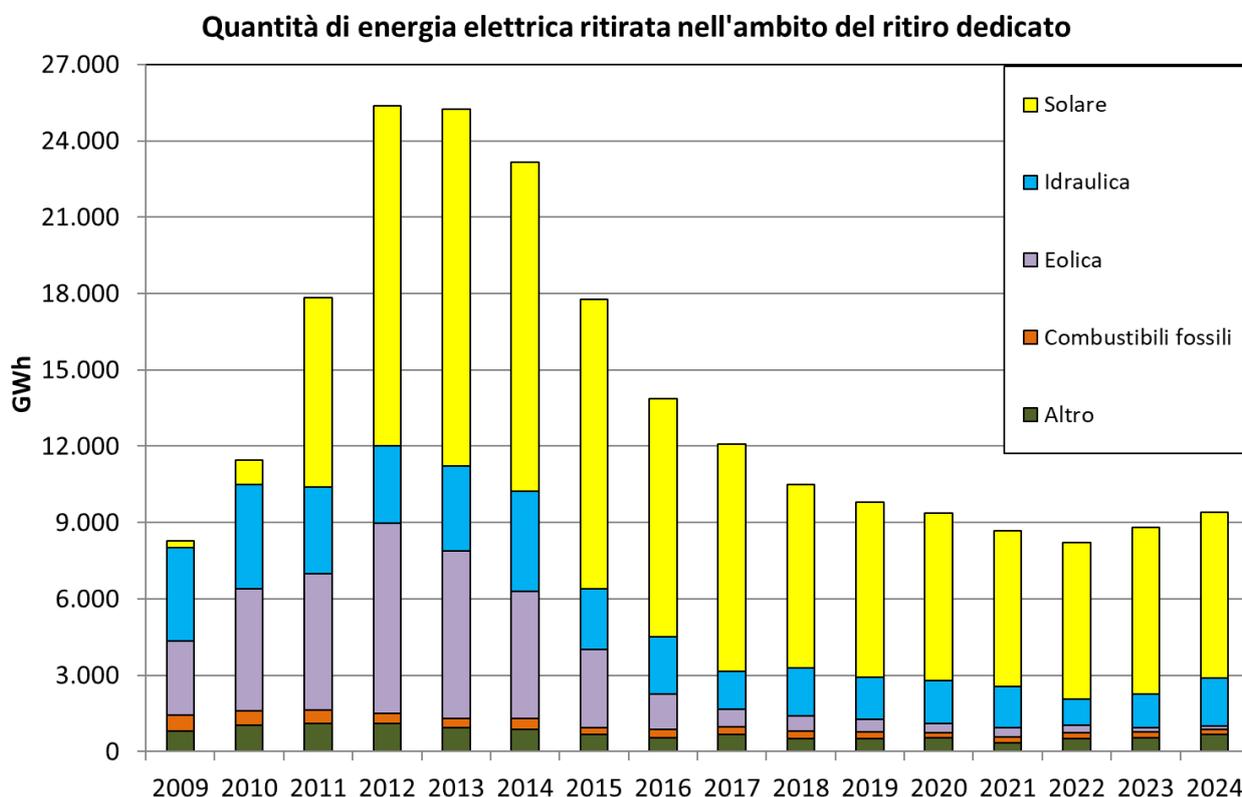
Il ritiro dedicato non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediario commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, con regole trasparenti e uniformi su tutto il territorio nazionale. Pertanto, il GSE è l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro commerciale dell'energia, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa e al trasporto dell'energia immessa).

Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti (come avviene sul libero mercato), è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma su MGP. L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato viene da quest'ultimo collocata sul mercato: non vi sono costi in capo alla collettività in quanto anche i corrispettivi di sbilanciamento vengono interamente allocati ai produttori.

La [figura 25](#) rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato.

Più in dettaglio, nel 2024 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 9,4 TWh (in aumento rispetto all'anno precedente in cui essa è stata pari a 8,8 TWh), prodotta da 523.723 impianti (quasi + 129.000 circa rispetto all'anno precedente, per effetto degli impianti fotovoltaici di piccolissima

taglia ammessi a beneficiare del Superbonus la cui produzione elettrica è stata ceduta al GSE nell'ambito del ritiro dedicato), per una potenza complessiva di circa 12,8 GW (circa 2,2 GW di capacità in più rispetto ai dati di consuntivo 2023).



- figura 25 ⁶-

Qualora siano soddisfatti tutti i requisiti necessari per accedere al ritiro dedicato (su richiesta e indipendentemente dal fatto che vi accedano o meno), limitatamente ai primi 1,5 GWh immessi su base annua (ai primi 2 GWh nel solo caso degli impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide), sono previsti i prezzi minimi garantiti (che rappresentano la remunerazione minima garantita qualunque sia l'andamento del mercato elettrico) nel caso di impianti:

- fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW che accedono agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi, oppure agli incentivi fissi definiti dai decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011;
- idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW che accedono agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi;

⁶ La voce "altro" comprende gli impianti alimentati da rifiuti, da gas residuati dai processi di depurazione, da gas di discarica, da biogas, da biocombustibili liquidi, da biomasse solide, dalla fonte geotermica nonché gli impianti ibridi.

- idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride, che non accedono a meccanismi incentivanti.

Tali prezzi sono differenziati per fonte e 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. Qualora, al termine di ciascun anno solare, il ricavo derivante dall'applicazione dei prezzi minimi garantiti sia inferiore al ricavo derivante dai prezzi zonali orari, il GSE riconosce, a conguaglio, i prezzi zonali orari: pertanto, negli anni caratterizzati da elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica, i prezzi minimi garantiti potrebbero non dare nessun beneficio aggiuntivo rispetto ai prezzi di mercato stessi (soprattutto nel caso degli impianti fotovoltaici che hanno prezzi minimi garantiti bassi, correlati ai loro altrettanto bassi costi variabili).

Nel 2024, l'energia elettrica ritirata dal GSE che ha beneficiato dei prezzi minimi garantiti è stata pari a circa 2,9 TWh, in aumento di 0,1 TWh rispetto ai dati di consuntivo del 2023. Tale energia è stata prodotta per lo più da impianti fotovoltaici (per quasi il 60% dell'energia) e idroelettrici (per quasi il 40% dell'energia).

Come consentito dall'articolo 15 della deliberazione 280/07, nel 2024 i prezzi minimi garantiti sono stati erogati per ulteriori 0,5 TWh di energia elettrica non ritirata dal GSE (prodotti per lo più da impianti fotovoltaici ed idroelettrici), in aumento di quasi 0,2 TWh rispetto al 2023. In questi casi, qualora, al termine di ciascun anno solare, il ricavo derivante dall'applicazione dei prezzi minimi garantiti sia superiore al ricavo derivante dai prezzi zonali orari, il GSE riconosce al produttore la differenza.

I prezzi minimi garantiti impattano sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate⁷ in misura pari alla differenza tra i costi e i ricavi del GSE. Il loro impatto, pertanto, dipende fortemente dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica: nel 2024 è stato pari a 103,5 milioni di euro (in aumento rispetto ai 21,9 milioni di euro nel 2023 a causa della riduzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica).

⁷ Questo Conto è generalmente alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} in relazione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione e dall'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (finché presente), fatte salve diverse disposizioni legislative quali quelle adottate durante il periodo 1 ottobre 2021- 31 marzo 2023 per far fronte al caro bollette.

4.2 Scambio sul posto

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

Lo scambio sul posto è uno strumento regolatorio che consente di compensare economicamente le partite di energia elettrica immessa in rete in un’ora con quelle corrispondenti all’energia prelevata dalla rete in un’ora diversa.

Lo scambio sul posto è erogato dal GSE che prende in consegna l’energia elettrica immessa e la colloca sul mercato, riconoscendo all’utente dello scambio il valore dell’energia elettrica immessa (nei limiti del valore dell’energia prelevata: l’eventuale maggior valore viene erogato su richiesta dell’utente oppure è mantenuto come credito) e restituendo le componenti tariffarie relative all’utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata come se l’energia elettrica scambiata non avesse utilizzato la rete elettrica. Tale restituzione, di fatto, comporta la presenza di un incentivo implicito intrinseco. La differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate 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 (pertanto non è influenzata dall’andamento dei prezzi di mercato dell’energia elettrica ma solo dal valore delle componenti tariffarie oggetto di restituzione).

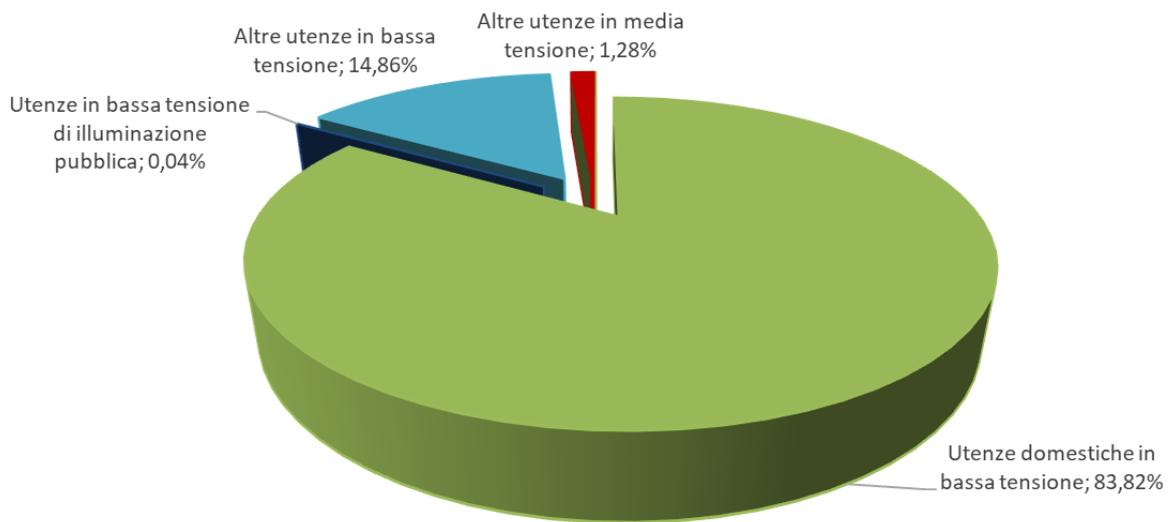
Nell’anno 2024, lo scambio sul posto ha interessato 1.228.638 impianti (quasi tutti fotovoltaici e 1.162 cogenerativi alimentati da fonti fossili) presso altrettanti clienti finali, per una potenza complessiva di circa 11,7 GW (+ 1,9 GW rispetto al 2024) e una quantità di energia elettrica complessivamente scambiata pari a circa 3,8 TWh, ancora in aumento rispetto agli anni precedenti (nel 2023 è stata pari a circa 3,3 TWh), comportando un onere complessivo in capo agli altri clienti finali, a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di circa 264 milioni di euro (quasi 90 milioni di euro in più rispetto al 2023).

La [figura 26](#) 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.

L’articolo 4-ter, comma 4, del decreto-legge 181/2023, in attuazione delle disposizioni di cui all’articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 199/21, prevede che l’Autorità, su proposta del GSE, disciplini le modalità per la graduale uscita dal servizio, a decorrere dal 31

dicembre 2024, degli impianti operanti in scambio sul posto. Con la deliberazione 457/2024/R/efr, l’Autorità ha previsto che le convenzioni di scambio sul posto non possano essere più rinnovate al raggiungimento del limite di quindici anni decorrenti dalla data di prima sottoscrizione della convenzione. Per quanto riguarda gli impianti di nuova realizzazione, invece, per effetto dell’articolo 9, comma 2, del decreto legislativo 199/21, essi non possono più accedere allo scambio sul posto dal 29 maggio 2025⁸, cioè decorsi 90 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto ministeriale 30 dicembre 2024 che definisce i nuovi strumenti incentivanti. Gli impianti entrati in esercizio dopo tale data, pertanto, possono accedere ai nuovi strumenti incentivanti di cui al decreto ministeriale 30 dicembre 2024 o al ritiro dedicato.

Ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per tipologia di clienti finali nell'anno 2024



- figura 26. La ripartizione percentuale è riferita al numero degli utenti con scambio sul posto -

⁸ Ai sensi della deliberazione 78/2025/R/efr e come confermato dalla deliberazione 213/2025/R/efr, per tali impianti gli utenti dello scambio sono tenuti ad inoltrare al GSE l’istanza di accesso al regime di scambio sul posto non oltre il 26 settembre 2025.

5. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI: GLI STRUMENTI DI INCENTIVAZIONE

5.1 Strumenti di incentivazione: introduzione e possibile classificazione

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 le *feed in tariff* e il *feed in premium*) oltre a obblighi e imposizioni (quale l'obbligo di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili previsto già dal decreto legislativo 28/11 nel caso di costruzione di nuovi edifici o di interventi rilevanti) e a strumenti di altra natura (quali detrazioni fiscali, contributi a fondo perduto assegnati a livello locale ed esoneri di vario tipo).

Gli strumenti economici di prezzo, oggetto della presente relazione, possono essere classificati in funzione della tipologia di impatto che hanno sulla collettività, tipicamente tramite le bollette elettriche (ad eccezione delle diverse scelte operate dal Governo dall'1 ottobre 2021 e fino al 31 marzo 2023, finalizzate ad azzerare le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema nel periodo caratterizzato da elevati valori del prezzo di mercato dell'energia elettrica). Limitando l'attenzione agli strumenti di incentivazione vigenti per l'intero territorio nazionale⁹, si individuano:

- **le tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)**. In questi casi, l'energia elettrica viene commercialmente ritirata dal GSE e da quest'ultimo viene collocata sui mercati all'ingrosso. Ai produttori, per ogni kWh immesso in rete, viene riconosciuta una tariffa fissa per un numero di anni che dipende dal decreto di riferimento, dalla fonte e dalla taglia dell'impianto di produzione: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo

⁹ Oltre agli strumenti qui descritti, si cita anche il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 che ha posto le basi per la definizione, da parte dell'Autorità, della remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica sulle isole minori non interconnesse alla rete di trasmissione nazionale. Essa consiste in:

- a) tariffe incentivanti per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza non inferiore a 0,5 kW ed entrati in esercizio successivamente al 14 novembre 2018, in modalità *feed in tariff* per la quota di energia elettrica immessa in rete e in modalità *feed in premium* variabile (in funzione del prezzo medio annuo di mercato e di un valore medio annuo delle componenti variabili delle tariffe di trasporto nonché a copertura degli oneri generali di sistema) per la quota di energia elettrica istantaneamente consumata in sito;
- b) un premio addizionale (pari a 14 €/MWh) per l'energia elettrica prodotta netta da impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto.

In relazione all'anno 2024, 112 impianti di produzione (+ 29 impianti rispetto all'anno precedente) hanno beneficiato delle tariffe incentivanti previste dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, per un totale di circa 2.710 MWh di energia elettrica remunerata. Più nel dettaglio, circa 1.557 MWh di energia elettrica sono stati remunerati tramite *feed in tariff*, mentre circa 1.153 MWh di energia elettrica tramite *feed in premium*, comportando un impatto sul Conto alimentato dall'elemento AUC₄ARIM della componente tariffaria ARIM di quasi 76.000 euro.

unitario fisso per tutto il periodo di diritto all'incentivo. L'impatto delle *feed in tariff* sulla collettività è pari alla 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 e, quindi, è influenzato dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. Pertanto, negli anni (come il 2022) caratterizzati da elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica, le *feed in tariff* non rappresentano più un costo per la collettività ma un ricavo, in quanto i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita dell'energia sul mercato superano i costi sostenuti dal GSE per il ritiro della medesima energia elettrica. Rientrano in questa fattispecie le *feed in tariff* previste:

- dal provvedimento Cip 6/92 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto. Gli effetti del provvedimento Cip 6/92 sono terminati il 20 aprile 2021;
- dal decreto interministeriale 18 dicembre 2008 (che deriva, in merito a tali tariffe, dalla legge 244/07) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012¹⁰;
- dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici di potenza fino a 1 MW entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013;
- dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti di potenza fino a 1 MW alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dal 1 gennaio 2013;
- dal decreto interministeriale 23 giugno 2016 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti di potenza fino a 500 kW alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare;
- dal decreto interministeriale 4 luglio 2019 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *on-shore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, comunque di potenza fino a 250 kW;
- dal decreto ministeriale 22 dicembre 2023 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti cd. agrivoltaici aventi potenza fino a 200 kW;
- dal decreto ministeriale 19 giugno 2024 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da biogas e biomasse, solari termodinamici, geotermoelettrici, eolici *off-shore*, fotovoltaici *floating* sia *off-shore* che su acque interne e gli impianti alimentati da energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, che presentano caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio, di potenza fino a 300 kW (con riduzione a 200 kW dal 1 gennaio 2026);

¹⁰ 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.

- dal decreto ministeriale 30 dicembre 2024 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, di potenza fino a 200 kW.

Le *feed in tariff*, quindi, consentono di stabilizzare i ricavi dei produttori per tutto il periodo di diritto e, al tempo stesso, consentono di stabilizzare anche i costi complessivamente sostenuti dai clienti finali;

- il *feed in premium fisso*. In questi casi, l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, indipendentemente dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, per l'intera quantità di energia elettrica prodotta netta: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario pari alla somma dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (o del valore dell'energia contrattualizzata e/o autoconsumata) e dell'incentivo. Un incentivo di tipo *feed in premium* fisso rappresenta sempre un costo per la collettività e non dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. Rientrano in questa fattispecie gli incentivi fissi definiti da:
 - i decreti interministeriali 28 luglio 2005, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011 (ad eccezione di alcuni impianti che, già nell'ambito del decreto interministeriale 19 maggio 2011, hanno beneficiato delle *feed in tariff*), per la produzione da impianti fotovoltaici;
 - i decreti interministeriali 5 luglio 2012 e 4 luglio 2019 per la sola produzione da impianti fotovoltaici destinata all'autoconsumo in sistemi semplici di produzione e consumo o per altre premialità appositamente individuate¹¹;
 - il decreto ministeriale 16 settembre 2020 per la sola produzione destinata all'autoconsumo diffuso (quale, ad esempio, quello realizzato nell'ambito di comunità energetiche o gruppi per l'autoconsumo collettivo in edifici e condomini);
- il *feed in premium variabile a una via appositamente definito in sostituzione dei Certificati Verdi (CV)*. Esso viene riconosciuto all'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV ed è pari al prodotto tra un coefficiente moltiplicativo differenziato per fonte (compreso tra 0,8 e 1,8) e il 78% della differenza, se positiva, tra 180 €/MWh e il prezzo medio di mercato dell'anno precedente (con alcune eccezioni previste dall'articolo 19 del decreto ministeriale 6 luglio 2012). Pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario pari alla somma dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (o del valore dell'energia contrattualizzata e/o

¹¹ Ad esempio, nel caso del decreto interministeriale 4 luglio 2019:

- per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 1 MW i cui moduli fotovoltaici sono installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto viene riconosciuto un premio addizionale pari a 12 €/MWh;
- per la quota di energia elettrica prodotta e consumata in sito viene riconosciuto un premio addizionale pari a 10 €/MWh nel caso di impianti di produzione di potenza fino a 100 kW su edifici, a condizione che, su base annua, l'energia elettrica autoconsumata sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto.

autoconsumata) dell'ora corrente e dell'incentivo che, a sua volta, è correlato ai prezzi medi di mercato dell'anno solare precedente. Questo incentivo dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, seppur con effetto ritardato di un anno, e rappresenta un costo per la collettività al più nullo (nel 2023, ad esempio, ha rappresentato un costo per la collettività pressoché nullo, per effetto dei prezzi medi di mercato del 2022 superiori a 180 €/MWh). Essendo un *feed in premium* variabile a una via, non può mai rappresentare un ricavo per la collettività;

- il *feed in premium variabile a una via*. In questi casi, l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete e pari alla differenza, se positiva, tra una tariffa spettante¹² e il prezzo zonale orario: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario, pari alla somma dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (o del valore dell'energia contrattualizzata) dell'ora corrente e dell'incentivo che, a sua volta, è correlato al prezzo medio di mercato della medesima ora. Di fatto, questo strumento consente ai produttori di beneficiare, per il periodo di diritto, di un ricavo unitario almeno pari alla tariffa incentivante che, a seconda dei casi, dipende dalla fonte, dalla taglia dell'impianto di produzione e dagli esiti delle procedure concorsuali ove previste. Questo incentivo dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica nella medesima ora, e rappresenta un costo per la collettività, al più nullo (nel 2022, per la prima volta, ha avuto un costo complessivo pressoché nullo per effetto degli elevati prezzi di mercato). Essendo un *feed in premium* variabile a una via, non può mai rappresentare un ricavo per la collettività. Rientrano in questa fattispecie i *feed in premium* variabili di cui:
 - al decreto interministeriale 5 luglio 2012 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 1 MW entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013;
 - al decreto interministeriale 6 luglio 2012 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti di potenza superiore a 1 MW alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dal 1 gennaio 2013;
 - al decreto interministeriale 23 giugno 2016 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti di potenza superiore a 500 kW alimentati da fonte rinnovabile, limitatamente agli incentivi derivanti dalle procedure ad asta esplicita;
 - al decreto ministeriale 7 dicembre 2023 per la sola produzione destinata all'autoconsumo diffuso (quale, ad esempio, quello realizzato nell'ambito di comunità energetiche o gruppi per l'autoconsumo collettivo in edifici e condomini).Un altro esempio di *feed in premium* variabile a una via è costituito dai prezzi minimi garantiti introdotti dall'articolo 3-ter, comma 1, del decreto-legge 57/23 (come

¹² La tariffa spettante, a sua volta, può essere un valore amministrato oppure l'esito di procedure concorsuali, secondo le declinazioni puntualizzate nei decreti ministeriali di riferimento.

modificato dall'articolo 5- bis del decreto-legge 63/24) e dell'articolo 5, comma 2, del decreto-legge 181/23 rispettivamente per gli impianti alimentati da biogas e biomasse e per gli impianti alimentati da bioliquidi;

- il *feed in premium variabile a due vie*. In questi casi, l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete e pari alla differenza, positiva o negativa, tra una tariffa spettante⁹ e il prezzo zonale orario: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario, pari alla somma dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (o del valore dell'energia contrattualizzata) dell'ora corrente e dell'incentivo che, a sua volta, è correlato al prezzo medio di mercato della medesima ora (e che può assumere valori negativi). Di fatto, questo strumento consente ai produttori di beneficiare, per il periodo di diritto, di un ricavo unitario pari alla tariffa incentivante che, a seconda dei casi, dipende dalla fonte, dalla taglia dell'impianto di produzione e dagli esiti delle procedure concorsuali ove previste. Questo incentivo dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica nella medesima ora, e può rappresentare un costo o un ricavo per la collettività (nel 2022, per la prima volta, ha comportato un ricavo per la collettività, per effetto degli elevati prezzi di mercato). Rientrano in questa fattispecie i *feed in premium* variabili di cui:
 - al decreto interministeriale 23 giugno 2016 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti di potenza superiore a 500 kW alimentati da fonte rinnovabile, ad eccezione degli incentivi derivanti dalle procedure ad asta esplicita;
 - al decreto interministeriale 4 luglio 2019 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici, eolici *on-shore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, di potenza superiore a 250 kW;
 - al decreto ministeriale 22 dicembre 2023 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti cd. agrivoltaici aventi potenza superiore a 200 kW;
 - al decreto ministeriale 19 giugno 2024 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da biogas e biomasse, solari termodinamici, geotermoelettrici, eolici *off-shore*, fotovoltaici *floating* sia *off-shore* che su acque interne e gli impianti alimentati da energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, che presentino caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio, di potenza non inferiore a 300 kW (non inferiore a 200 kW dal 1 gennaio 2026);
 - al decreto ministeriale 30 dicembre 2024 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, di potenza non inferiore a 200 kW.

Il *feed in premium* variabile a due vie è quindi uno strumento che consente di stabilizzare i ricavi dei produttori per tutto il periodo di diritto e, al tempo stesso, consente di stabilizzare anche i costi complessivamente sostenuti dai clienti finali.

Nel seguito sono riprese e aggiornate le considerazioni già esposte nella Relazione 331/2024/I/efr, facendo riferimento ai dati resi disponibili dal GSE e aggiornati a marzo 2025. Le considerazioni di dettaglio seguono un percorso “storico” correlato all’evoluzione dei diversi strumenti di sostegno adottati con il passare del tempo.

In chiusura, vengono riportate altre considerazioni complessive sulla base della classificazione di cui al presente paragrafo.

5.2 Incentivi sostitutivi dei Certificati verdi (CV)

A partire dall’anno 2016, all’energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiare del meccanismo dei CV viene riconosciuto un incentivo sostitutivo equivalente, fino al termine dei rispettivi periodi incentivanti.

Come già anticipato, tale incentivo sostitutivo è un *feed in premium* variabile a una via erogato dal GSE per la quantità di energia elettrica prodotta netta, il cui valor unitario è correlato all’andamento dei prezzi medi di mercato dell’anno precedente: per l’anno 2025, al netto del già citato coefficiente differenziato per fonte, è pari a 55,34 €/MWh, in aumento rispetto all’anno precedente per effetto della riduzione dei prezzi di mercato dell’energia elettrica rispetto a quelli registrati nel 2024.

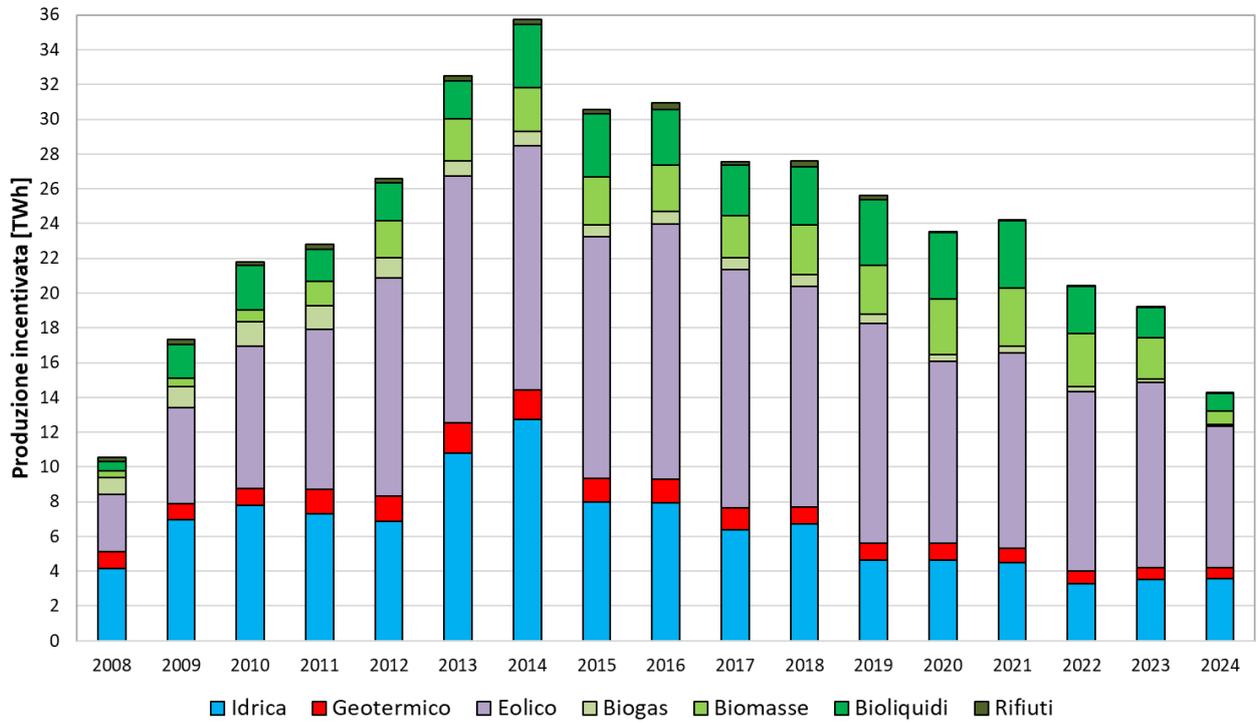
Alcune eccezioni sono previste dall’articolo 19 del decreto ministeriale 6 luglio 2012: ad esempio, nel solo caso di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, il valore unitario dell’incentivo è costante e pari al prezzo medio di mercato registrato nel 2010 (84,34 €/MWh).

La quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata con gli incentivi sostitutivi dei CV è stata pari a circa 14,3 TWh nell’anno 2024, a fronte di circa 19,2 TWh nel 2023 (figura 27) a causa della conclusione dei periodi di diritto all’incentivo per circa 200 impianti. Si ricorda che la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e incentivata con gli incentivi sostitutivi dei CV si è azzerata dal 2022.

Gli oneri associati agli incentivi sostitutivi dei CV sono posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate: tali oneri, nel 2024, sono pari a 627,1 milioni di euro, in significativo aumento rispetto ai 3,2 milioni di euro del 2023 a causa della riduzione dei prezzi di mercato dell’energia elettrica, come evidenziato in figura 28. Non sono più presenti incentivi erogati alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.

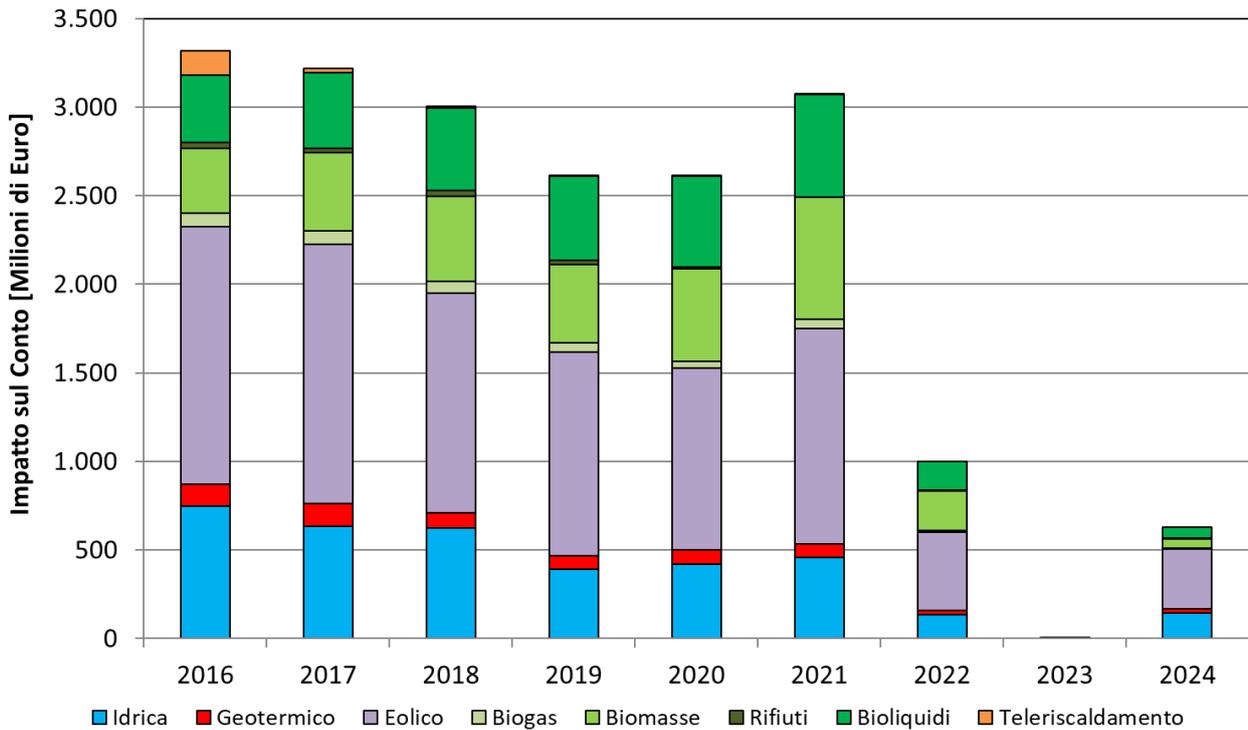
Nei prossimi anni si attende un progressivo calo dell’energia elettrica incentivata con questo strumento per effetto della conclusione dei periodi di diritto all’incentivo.

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



- figura 27 -

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



- figura 28 -

5.3 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* applicato all'energia elettrica immessa da impianti fino a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici) alimentati da diverse fonti rinnovabili ad eccezione della fonte solare. L'onere complessivo per la collettività deriva dalla quantità di energia elettrica incentivata e 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 del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e include anche i corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

Nell'anno 2024, la quantità di energia elettrica incentivata è stata pari a circa 7,4 TWh (stabile rispetto all'anno precedente), immessa in rete da 2.633 impianti (2.549 nel 2023) per una potenza complessiva di circa 1.519 MW (1.491 MW nel 2023).

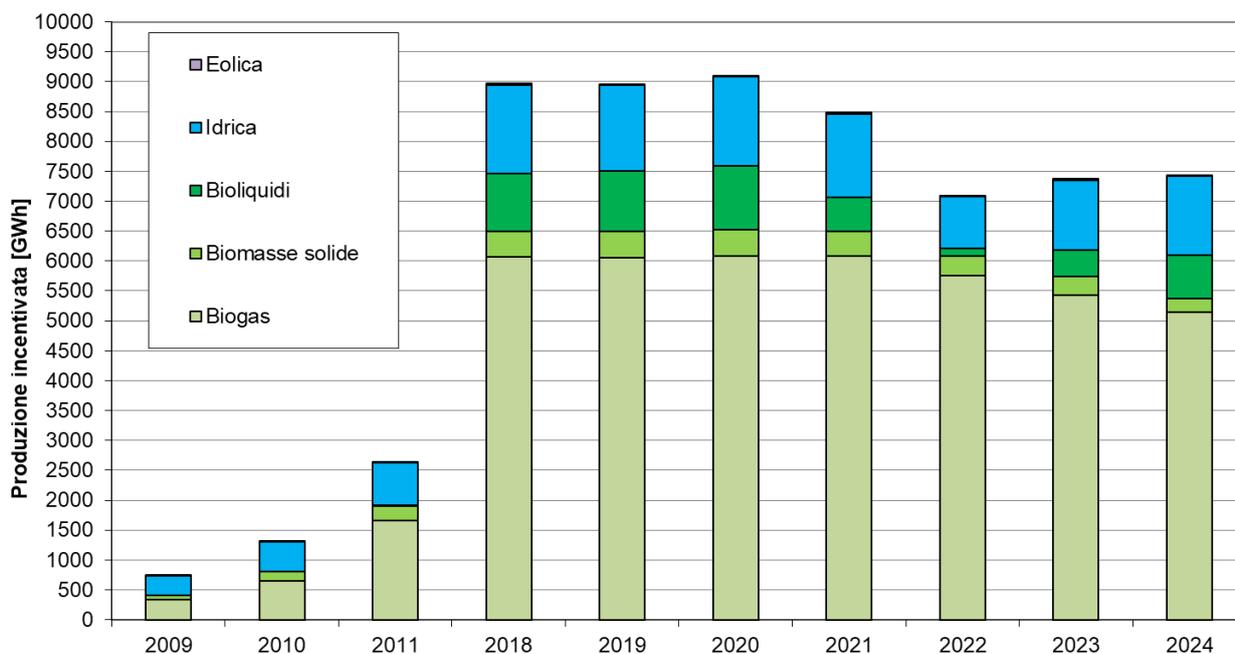
La [figura 29](#) rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva.

Nell'anno 2023 il costo netto per il sistema è risultato pari a circa 1.178 milioni di euro, in aumento rispetto al 2022 (circa 1.012 milioni di euro).

La [figura 30](#) rappresenta l'evoluzione dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate associato all'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07 e per lo più attribuibile agli impianti alimentati da biogas.

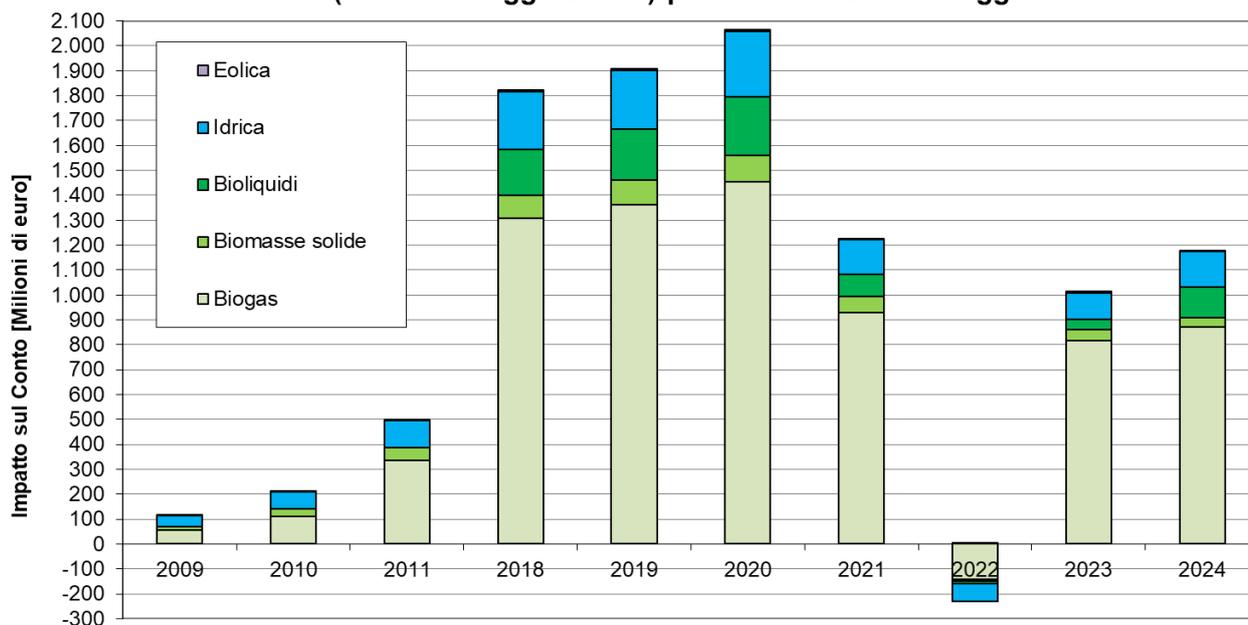
Per i prossimi anni, si attende un progressivo calo nella produzione incentivata con questo strumento perché a partire dal 2023 hanno iniziato a terminare i periodi di diritto all'incentivo.

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



- figura 29 ¹³-

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



- figura 30 ¹⁰-

¹³ La voce "biogas" comprende anche gli impianti alimentati da gas di discarica, da gas residuati dai processi di depurazione e da rifiuti.

5.4 Incentivi per gli impianti fotovoltaici nell'ambito dei cd. "conti energia"

L'incentivazione degli impianti fotovoltaici 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, infine, 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 stato il 6 luglio 2013, come già evidenziato con la deliberazione 250/2013/R/efr.

Fino al IV conto energia, l'incentivo era un premio costante 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 posto¹⁴.

Con il V conto energia:

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

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 del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e deriva dalla quantità di energia elettrica incentivata, nonché:

- nel caso in cui l'incentivo sia una tariffa fissa onnicomprensiva riconosciuta all'energia elettrica immessa, 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. I corrispettivi di sbilanciamento vengono allocati ai produttori. Pertanto, tale onere

¹⁴ Con l'unica eccezione degli impianti ammessi a beneficiare del IV conto energia ed entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012, per i quali l'incentivo ha la forma di una tariffa fissa onnicomprensiva in relazione all'energia elettrica immessa e di un premio per l'energia elettrica consumata in sito.

- viene influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica, diminuisce all'aumentare dei medesimi prezzi e può diventare negativo (cioè un ricavo per la collettività);
- nel caso in cui l'incentivo sia un premio fisso 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 un premio variabile a una via riconosciuto per l'energia elettrica prodotta netta e immessa in rete, dal valore del premio stesso. Tale premio, per come viene definito, è influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica e può al più essere nullo.

L'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, nel 2024 è stato pari a circa 5,59 miliardi di euro (nel 2023 è stato pari a circa 5,8 miliardi di euro). Esso tiene conto dell'effetto del cosiddetto "spalma incentivi" previsto dal decreto-legge 91/14 in diverse accezioni nel caso di impianti di potenza superiore a 200 kW¹⁵.

L'energia elettrica incentivata, nel 2024, è stata pari a circa 19,0 TWh, in relazione a 546.677 impianti per una capacità complessiva pari a circa 17,6 GW (nel 2023, è stata pari a circa 19,8 TWh, in relazione a 547.853 impianti per una capacità complessiva pari a circa 17,6 GW). Più in dettaglio, nel 2024:

- 98.472 impianti di potenza totale pari a circa 1,4 GW hanno beneficiato dei meccanismi *feed in tariff* per quasi 1,0 TWh di energia elettrica comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 85 milioni di euro;
- 448.087 impianti di potenza totale di poco inferiore a 16 GW hanno invece beneficiato del *feed in premium* fisso per 17,3 TWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 5.454 milioni di euro;
- 118 impianti di potenza totale pari a circa 276 MW hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via per 320 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 7,2 milioni di euro.

Inoltre, è stato erogato il premio sul consumo in sito (che, come sopra ricordato, spetta ove non è già presente un incentivo sull'intera quantità di energia elettrica prodotta) in relazione

¹⁵ 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:

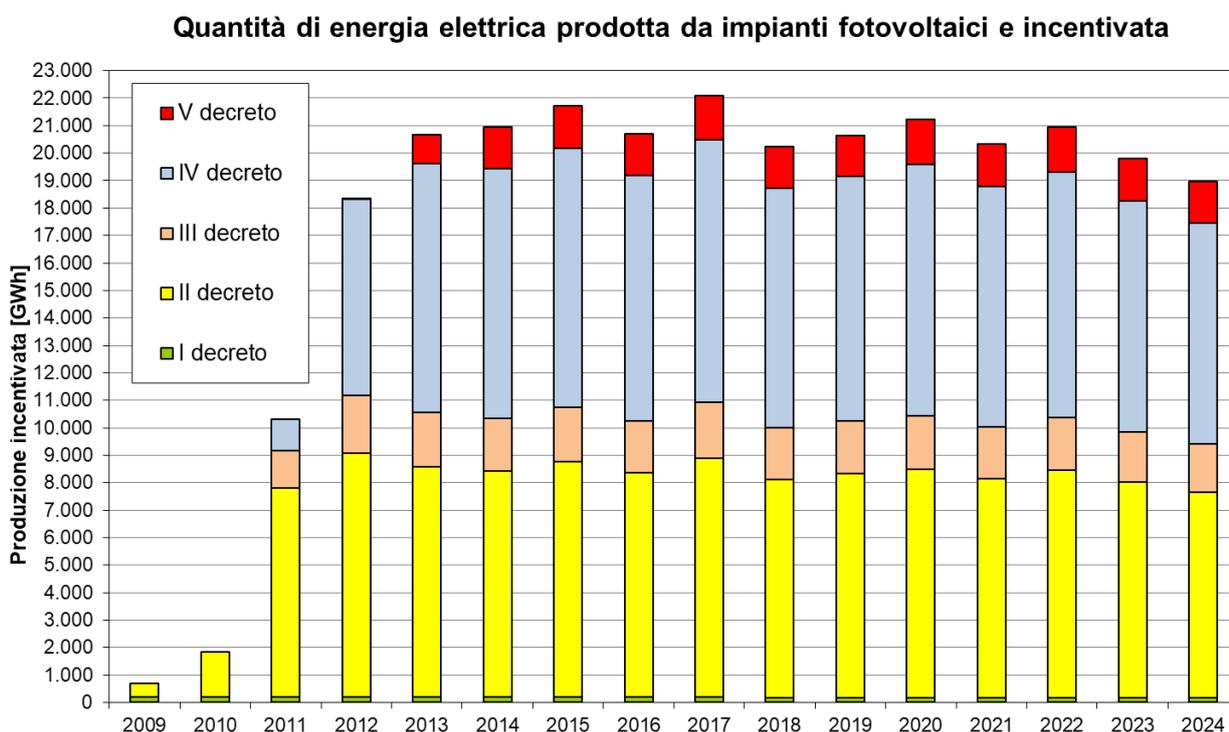
- l'opzione a) prevede che la tariffa sia erogata per un periodo di 24 anni, decorrente dall'entrata in esercizio degli impianti, e sia ricalcolata di conseguenza secondo una percentuale di riduzione dipendente dal periodo residuo di incentivazione;
- l'opzione b) stabilisce che, fermo restando il periodo 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).

a circa 0,4 TWh, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 44,4 milioni di euro.

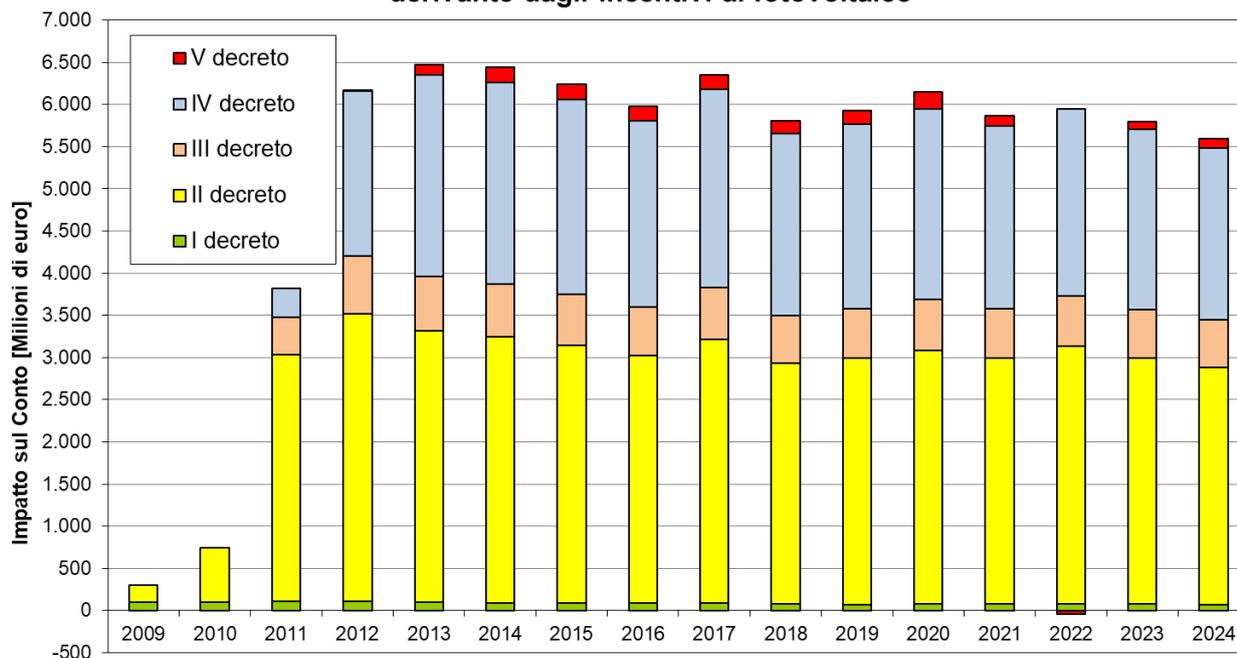
La quantità di energia elettrica incentivata è attesa piuttosto stabile nei prossimi anni poiché non vengono più assegnati incentivi per gli impianti fotovoltaici di nuova realizzazione e i periodi di incentivazione termineranno solo dal 2026; anche l'impatto per la collettività è atteso piuttosto stabile perché gli incentivi sono prevalentemente premi costanti.

La figura 31 evidenzia l'evoluzione della quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata; da essa si notano i fortissimi incrementi registrati nell'anno 2011 soprattutto in relazione al II conto energia e nel 2012 in relazione al IV conto energia. La figura 32 evidenzia l'evoluzione dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate associato agli impianti fotovoltaici. Si nota che, in relazione al solo anno 2022, l'impatto relativo al V conto energia è negativo (anziché positivo) poiché esso prevede esclusivamente strumenti quali la *feed in tariff* e il *feed in premium* a una via.



- figura 31 -

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dagli incentivi al fotovoltaico



– figura 32 –

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

Il decreto interministeriale 6 luglio 2012 prevede che:

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale fino a 1 MW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva, differenziata per fonte e per taglia e comprensiva di eventuali premi spettanti, da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (*feed in tariff*);
- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale superiore a 1 MW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante, differenziata per fonte e per taglia, e il prezzo zonale orario (*feed in premium variabile* a una via). Nel caso di impianti aventi potenza nominale superiore a 5 MW (10 MW di potenza nominale di concessione per gli impianti idroelettrici; 20 MW per gli impianti geotermoelettrici), il valore della tariffa incentivante viene stabilito in esito alle procedure concorsuali.

Il successivo decreto interministeriale 23 giugno 2016 prevede che:

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale fino a 500 kW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva, differenziata per fonte e per taglia e comprensiva di eventuali premi spettanti, da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (*feed in tariff*);

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale superiore a 500 kW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari a:
 - a) la differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante, differenziata per fonte e per taglia, e il prezzo zonale orario (*feed in premium* variabile a una via), nel caso di impianti che accedono al meccanismo tramite aste (cioè impianti aventi potenza nominale superiore a 5 MW);
 - b) la differenza, positiva o negativa, tra la tariffa incentivante costante, differenziata per fonte e per taglia, e il prezzo zonale orario (*feed in premium* variabile a due vie), nel caso di impianti che accedono al meccanismo direttamente o tramite registri.

Per entrambi i decreti rimangono ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva). Non è previsto nessun premio sul consumo in sito.

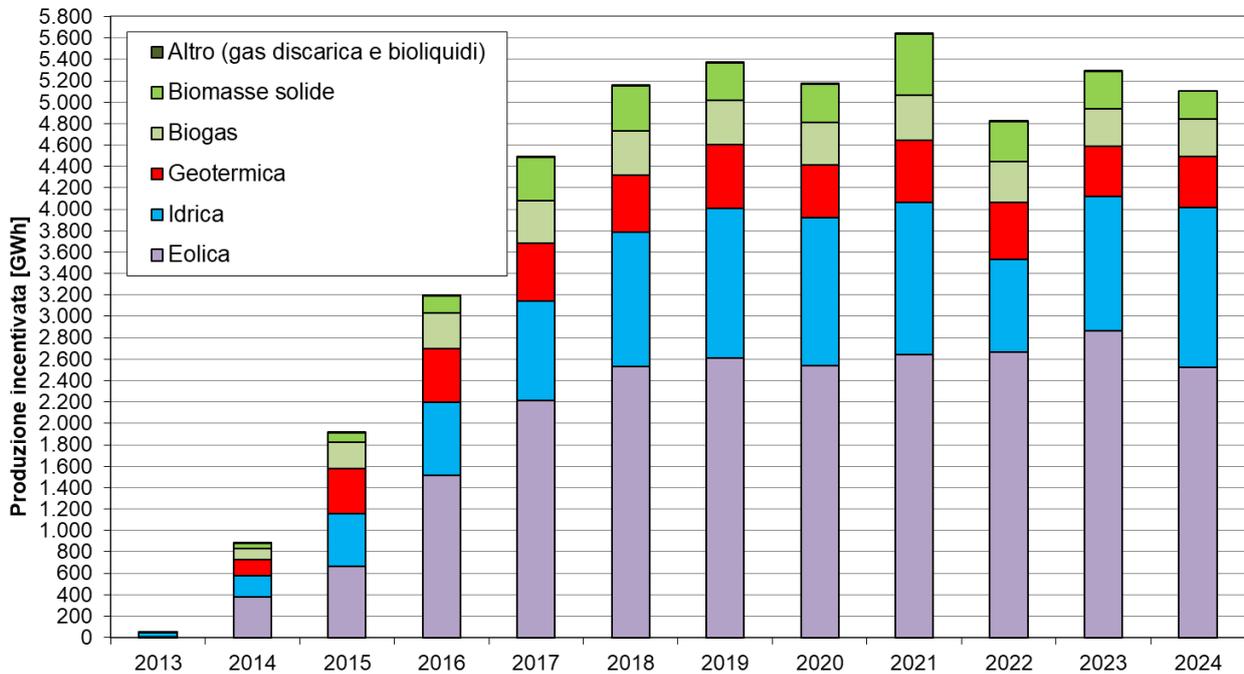
L'impatto sulla collettività dei decreti interministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016, a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, deriva dalla quantità di energia elettrica incentivata e:

- nel caso di impianti che beneficiano di *feed in tariff*, 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. Tale differenza può essere positiva o negativa e dipende dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. I corrispettivi di sbilanciamento vengono allocati ai produttori;
- nel caso degli impianti che beneficiano di *feed in premium* variabile a una via, dall'incentivo erogato dal GSE. Tale incentivo (e quindi l'impatto sulle bollette elettriche), per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e diminuisce all'aumentare dei medesimi prezzi, fino a diventare potenzialmente nullo;
- nel caso degli impianti che beneficiano di *feed in premium* variabile a due vie, dall'incentivo erogato dal GSE. Anche tale incentivo (e quindi l'impatto sulle bollette elettriche), per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e diminuisce all'aumentare dei medesimi prezzi, fino a diventare potenzialmente negativo.

Per quanto riguarda gli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 6 luglio 2012, le [figure 33 e 34](#) evidenziano rispettivamente la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, suddivisi per fonte, dal 2013 al 2024 (dati di preconsuntivo). Con riferimento alla quantità di energia elettrica incentivata, il totale è aumentato da 48 GWh nel 2013 sino a circa 5.105 GWh nel 2024, principalmente per effetto di impianti eolici (2.526 GWh nel 2024) e idroelettrici (1.488 GWh nel 2024). Per quanto concerne l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, il totale è aumentato da un valore complessivo di 3,5 milioni di euro nel 2013 fino a circa 467 milioni di euro nel 2020 poi diminuiti, per effetto dei più elevati

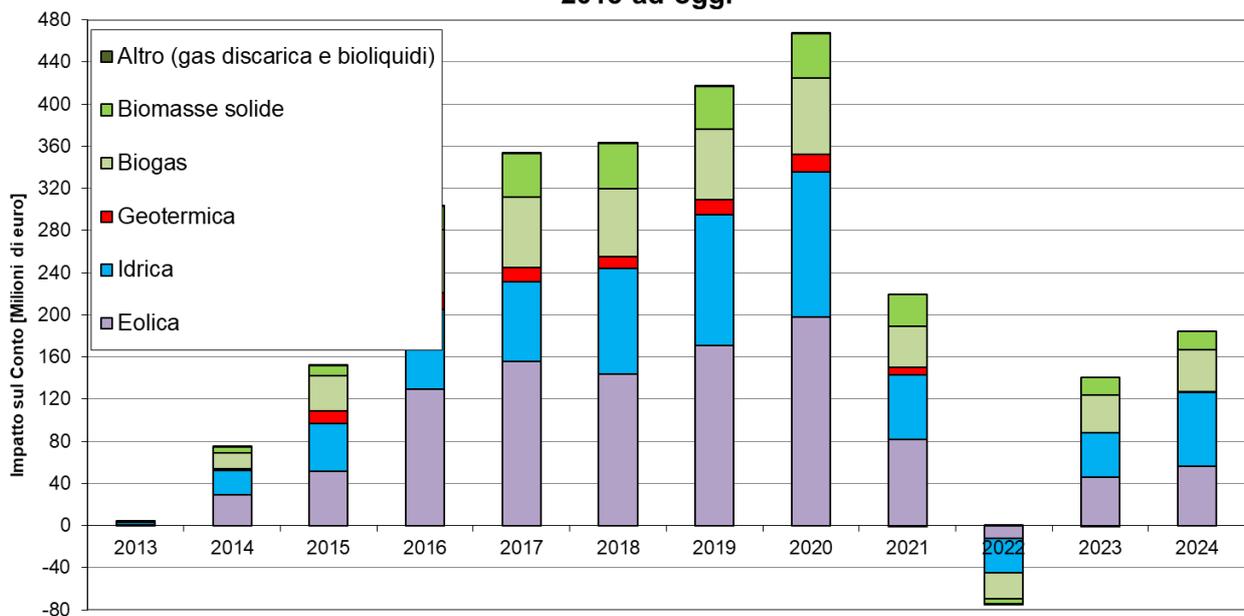
prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, a 184 milioni di euro nel 2024 (141 milioni di euro nel 2023 a causa dei prezzi di mercato dell'energia elettrica più elevati rispetto al 2024).

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



- figura 33 -

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



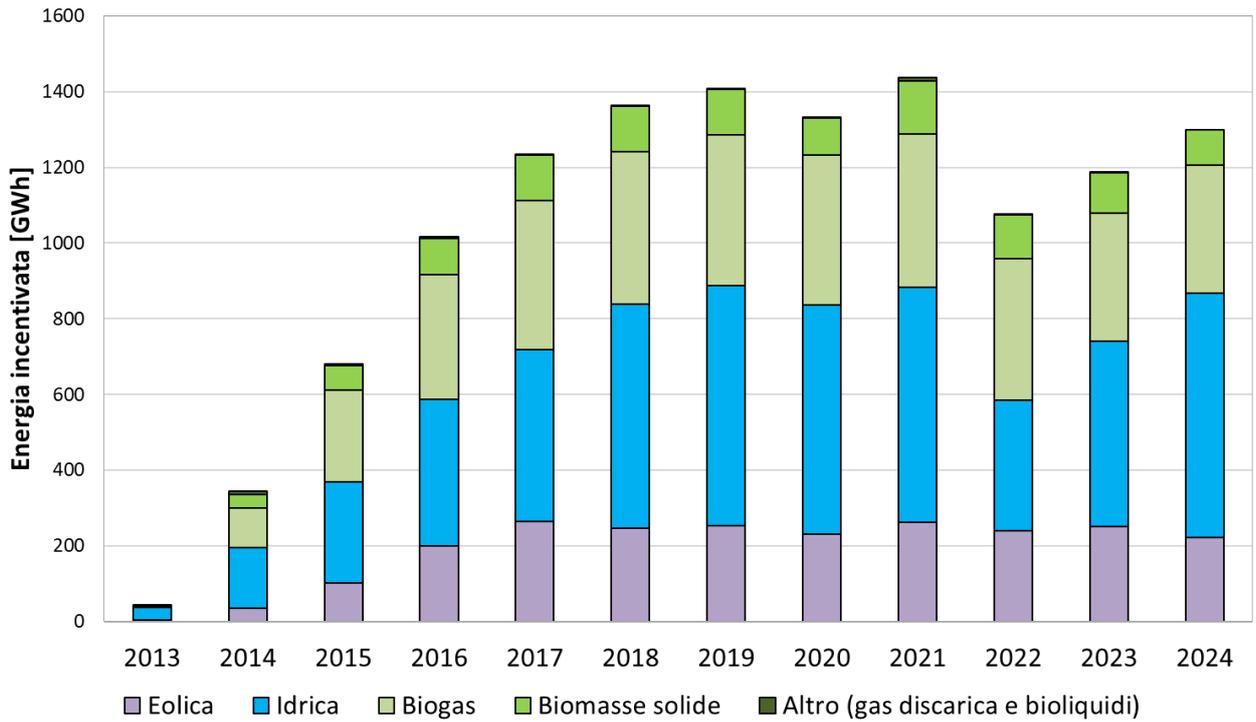
- figura 34 -

Inoltre, volendo analizzare la distinzione per tipologia di strumento, in relazione all'anno 2024:

- 2.618 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 1.300 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 131 milioni di euro;
- 85 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo direttamente o tramite registri, per 1.026 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 15 milioni di euro;
- 53 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo tramite aste, per 2.780 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 38 milioni di euro.

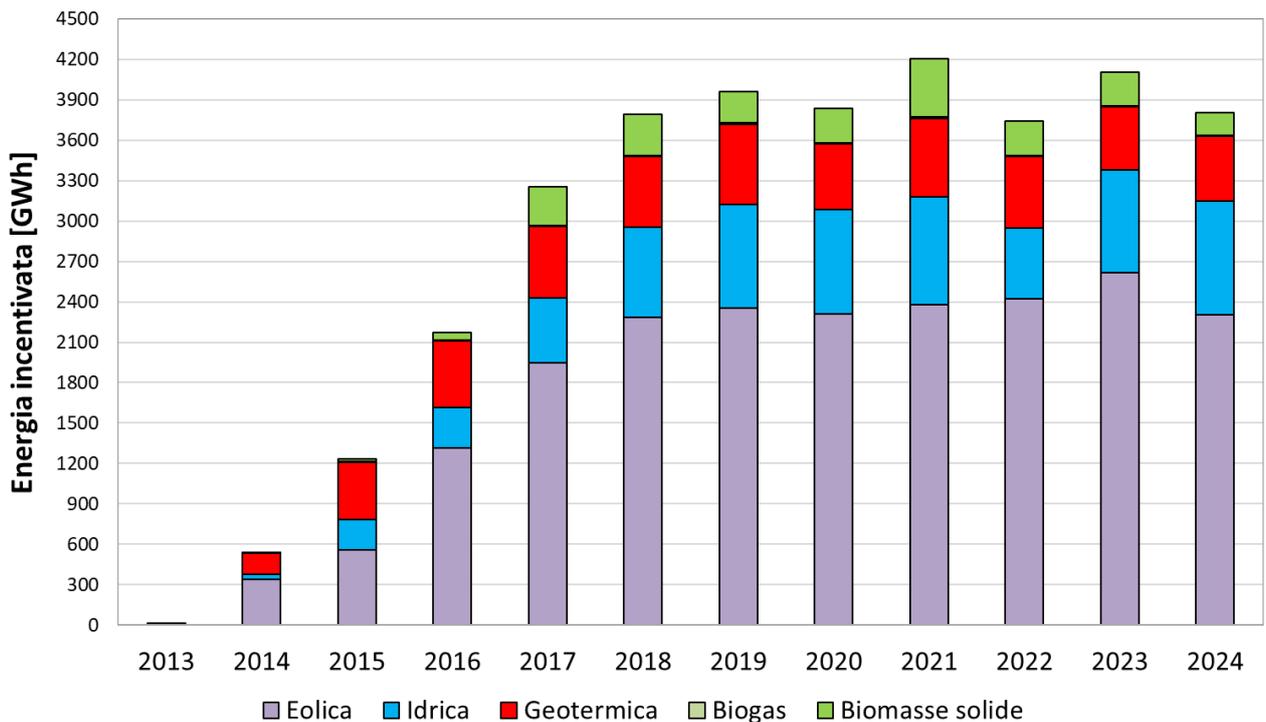
Le [figure 35](#) e [36](#) evidenziano l'energia incentivata per ciascuna fonte per gli impianti che hanno beneficiato rispettivamente di incentivi *feed in tariff* e *feed in premium* variabile. Si nota che, negli ultimi anni, l'energia elettrica prodotta da biogas e biomasse ha beneficiato prevalentemente della *feed in tariff*, mentre tutta l'energia elettrica incentivata prodotta da impianti geotermoelettrici e la maggior parte dell'energia elettrica prodotta da impianti eolici ha beneficiato del *feed in premium* variabile. Tale distinzione non è invece marcata per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici, che è ripartita piuttosto equamente tra i due strumenti.

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



- figura 35 -

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



- figura 36 -

Per quanto riguarda il successivo decreto interministeriale 23 giugno 2016, sulla base dei dati dell'anno 2024, l'energia incentivata è stata pari a circa 3.683 GWh (in significativo aumento rispetto ai circa 828 GWh del 2018), anche in questo caso prodotta principalmente da impianti eolici (2.162 GWh) e idroelettrici (854 GWh). Tale energia incentivata ha comportato un costo in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate pari a quasi 132 milioni di euro.

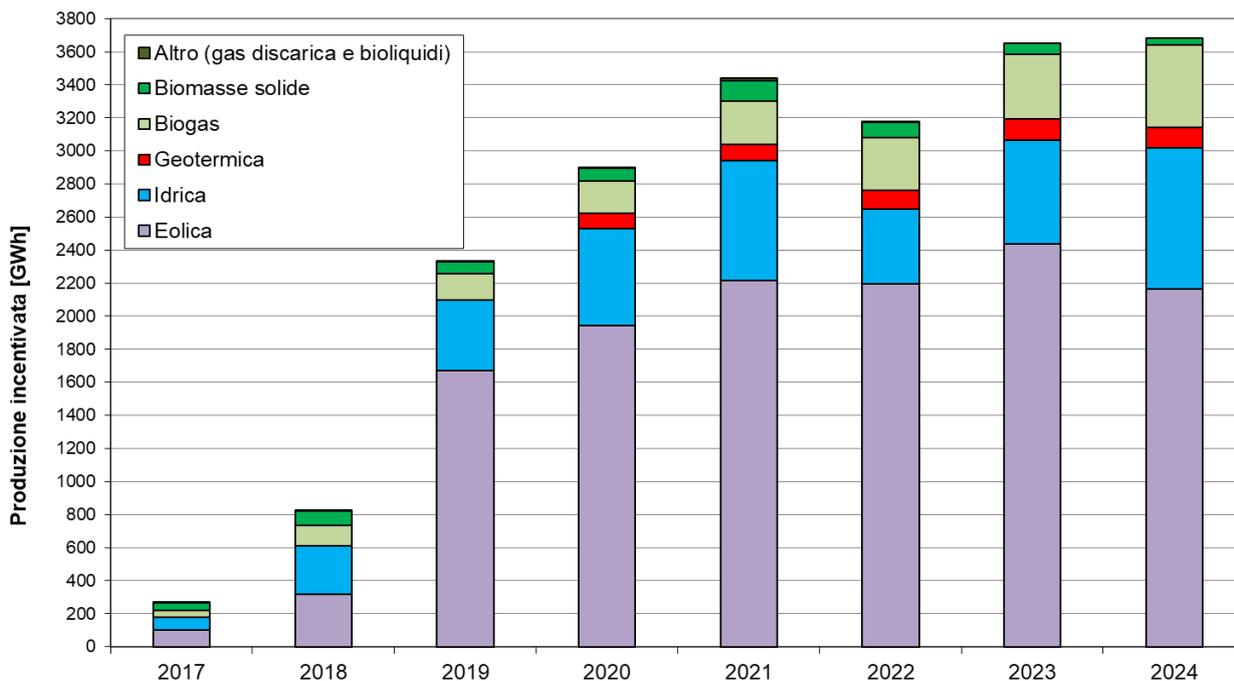
Anche in questo caso, volendo analizzare la ripartizione per tipologia di strumento incentivante, nel 2024:

- 3.052 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 980 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di quasi 113 milioni di euro. Tale energia è circa equi-ripartita tra impianti eolici, idroelettrici e impianti alimentati da biogas e biomasse;
- 108 impianti hanno beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite registri, per 817 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 10,5 milioni di euro. Tale energia è prodotta prevalentemente da impianti idroelettrici;
- 39 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo tramite aste (tutti impianti eolici, di cui uno *off-shore*), per 1.886 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di quasi 8,5 milioni di euro.

Le [figure 37](#) e [38](#) evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 23 giugno 2016. Le figure non riportano i valori relativi all'anno 2016 (8,7 GWh di energia incentivata per un costo pari a circa 1,7 milioni di euro) in quanto non rilevanti.

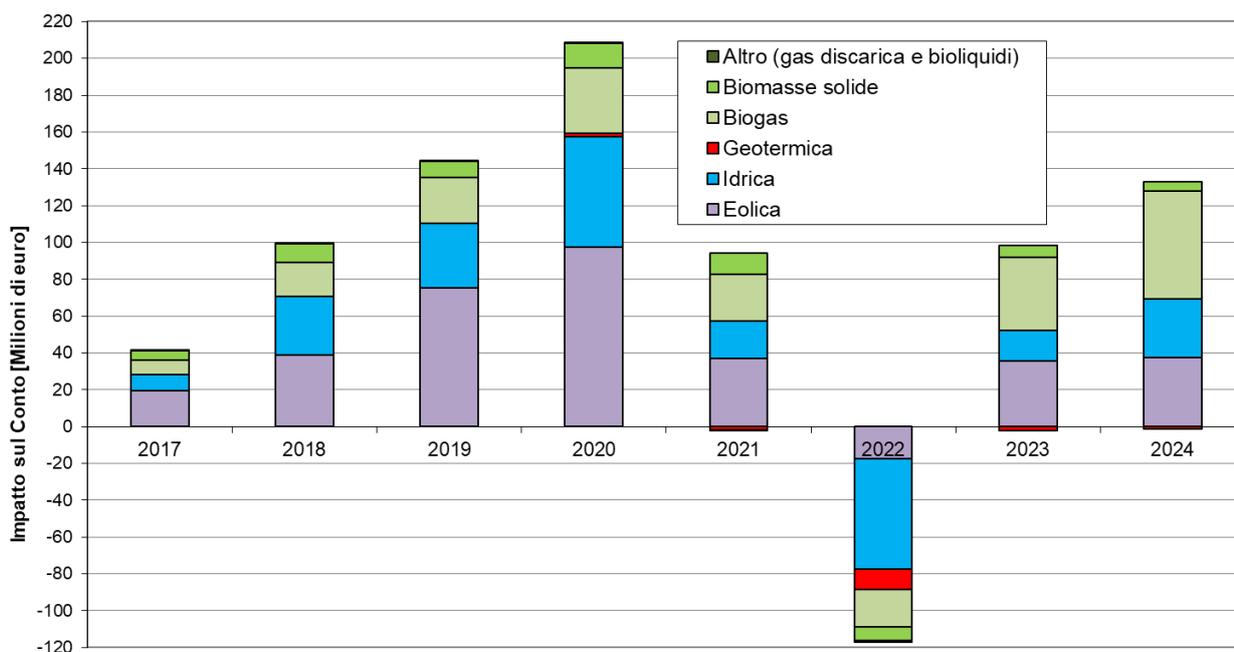
Le [figure 39](#) e [40](#) evidenziano l'energia incentivata per ciascuna fonte per gli impianti che hanno beneficiato rispettivamente di incentivi *feed in tariff* e *feed in premium* variabile. Si nota che, negli ultimi anni, l'energia elettrica prodotta da biogas e biomasse ha beneficiato prevalentemente della *feed in tariff*, mentre tutta l'energia elettrica incentivata prodotta da impianti geotermoelettrici e la maggior parte dell'energia elettrica prodotta da impianti eolici ha beneficiato del *feed in premium* variabile.

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 23 giugno 2016 per fonte dal 2017 ad oggi



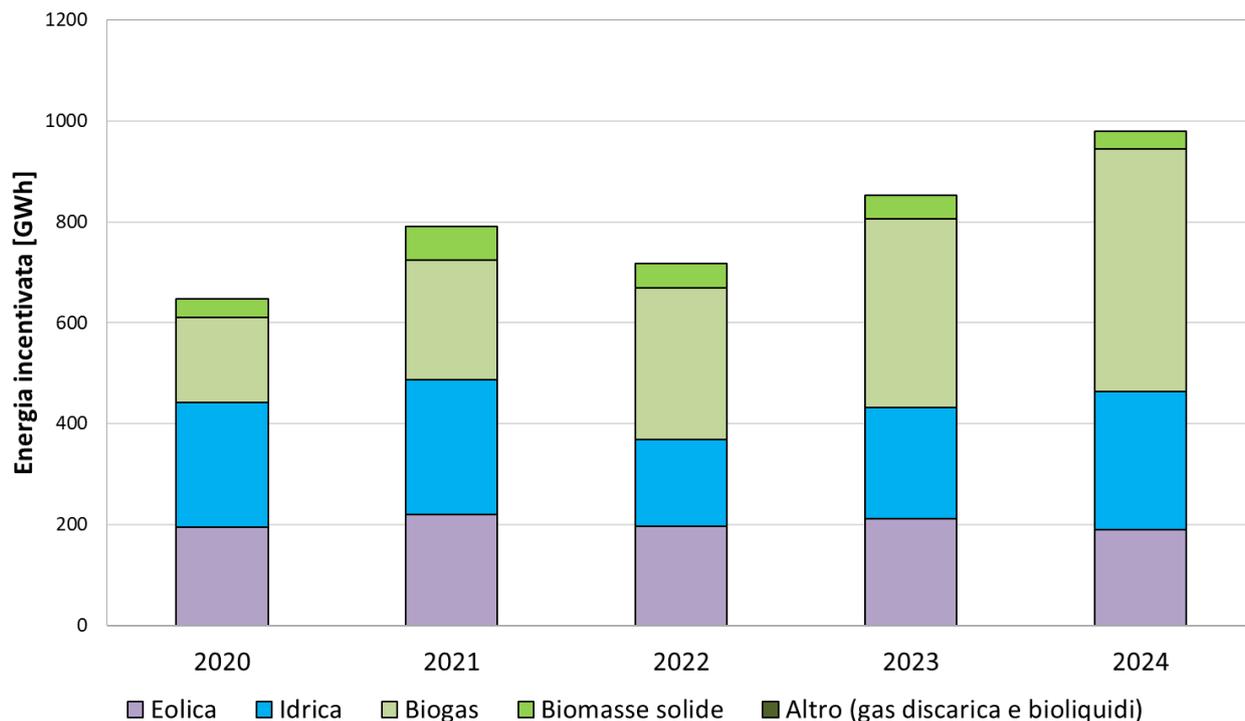
- figura 37 -

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 23 giugno 2016 per fonte dal 2017 ad oggi



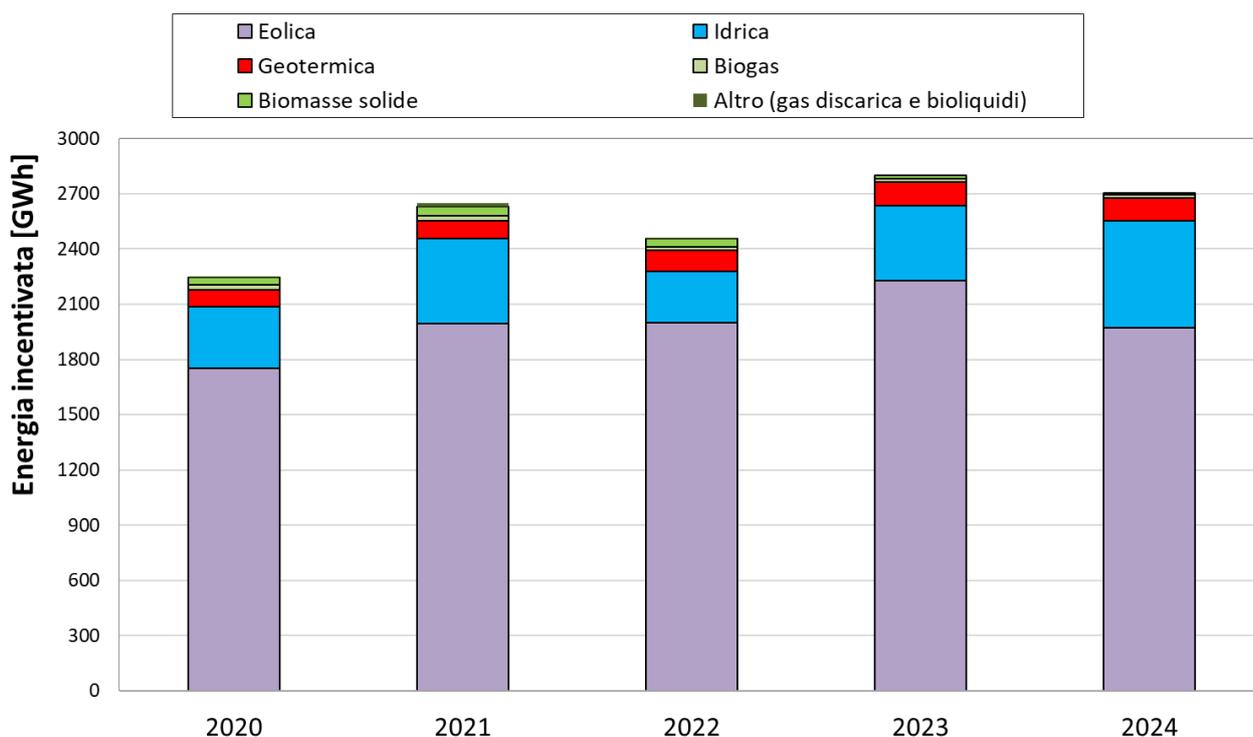
- figura 38 -

**Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 23 giugno 2016
per fonte dal 2020 ad oggi - incentivo *feed in tariff***



- figura 39 -

**Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 23 giugno 2016
per fonte dal 2020 ad oggi - incentivo *feed in premium***



- figura 40 -

5.6 Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 4 luglio 2019

Il decreto interministeriale 4 luglio 2019 prevede che:

- siano incentivati gli impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *on-shore*, idroelettrici e alimentati gas residuati dai processi di depurazione;
- i richiamati impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale fino a 250 kW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva, differenziata per fonte e per taglia, da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (*feed in tariff*);
- i richiamati impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale superiore a 250 kW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa base costante, differenziata per fonte e per taglia, e il prezzo zonale orario (*feed in premium* variabile a due vie). Nel caso di impianti aventi potenza nominale superiore o uguale a 1 MW, il valore della tariffa incentivante viene stabilito in esito alle procedure concorsuali;
- gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 1 MW i cui moduli fotovoltaici siano installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta a un premio addizionale pari a 12 €/MWh;
- gli impianti di produzione di potenza fino a 100 kW su edifici abbiano diritto a un premio addizionale, pari a 10 €/MWh, per la quota di energia elettrica prodotta e consumata in sito, a condizione che, su base annua, l'energia elettrica autoconsumata sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto.

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

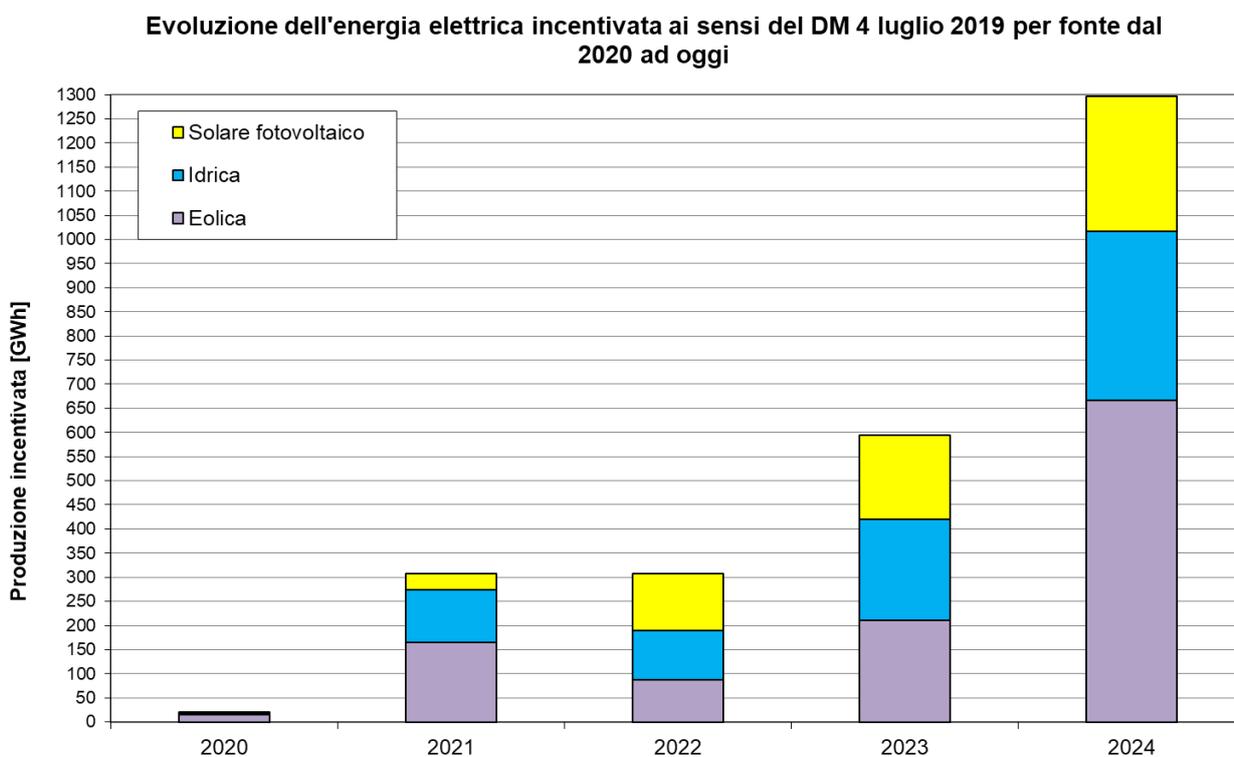
L'impatto derivante dalle tariffe incentivanti è posto a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e deriva dalla quantità di energia elettrica incentivata e:

- nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW, 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. Tale differenza può essere negativa negli anni caratterizzati da elevati prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. I corrispettivi di sbilanciamento vengono allocati ai produttori;
- nel caso degli altri impianti, dall'incentivo erogato dal GSE. Anche tale incentivo, per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e diminuisce all'aumentare dei medesimi prezzi fino a diventare negativo;
- dagli eventuali premi addizionali precedentemente descritti.

Sulla base dei dati dell'anno 2024, l'energia incentivata è stata pari a circa 1.296 GWh (in significativo aumento rispetto ai 594 GWh dell'anno precedente, per effetto dell'aumento del numero di impianti incentivati). Tale energia incentivata ha comportato un impatto in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate pari a circa 4,5 milioni di euro. Più in dettaglio, in relazione all'anno 2024:

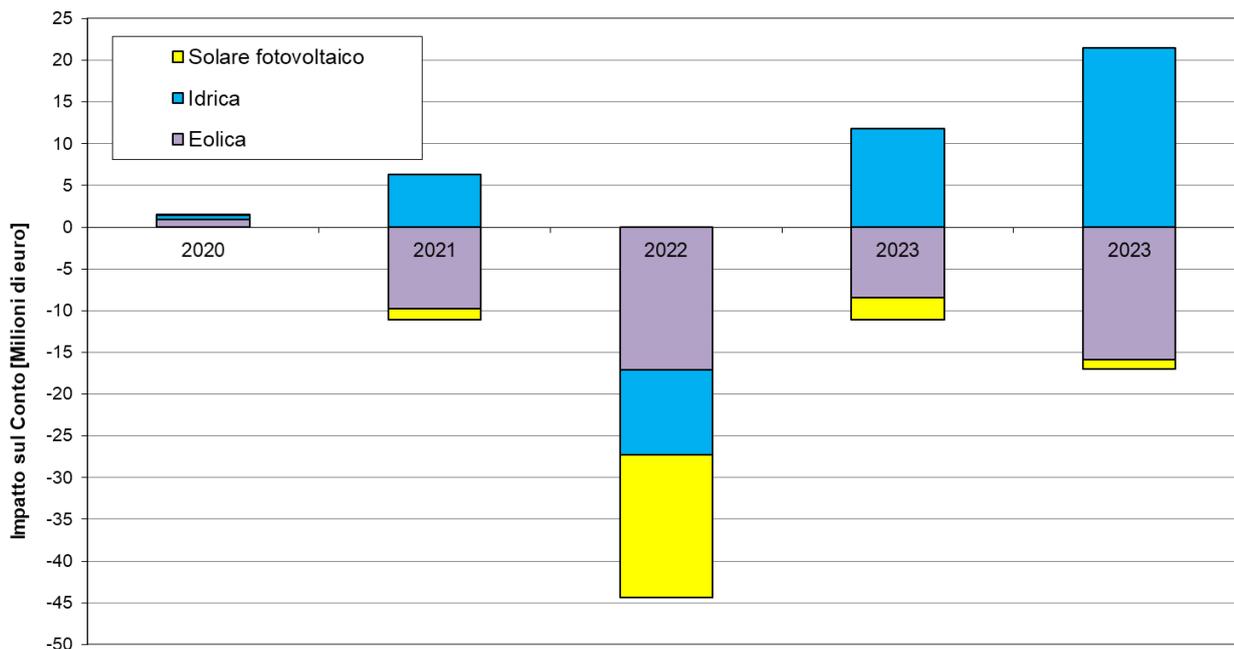
- 1.105 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 236 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di quasi 16 milioni di euro. Tale energia è prevalentemente attribuibile a impianti idroelettrici;
- 571 impianti hanno beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite registri, per 861 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa -6,1 milioni di euro. Tale energia è prodotta prevalentemente da impianti eolici;
- 8 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite aste (6 impianti eolici *on-shore*, 2 impianti fotovoltaici), per 199 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate negativo di circa -5,1 milioni di euro.

Le [figure 41](#) e [42](#) evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 4 luglio 2019. Le [figure 43](#) e [44](#) evidenziano l'energia incentivata per ciascuna fonte per gli impianti che hanno beneficiato rispettivamente di incentivi *feed in tariff* e *feed in premium* variabile.



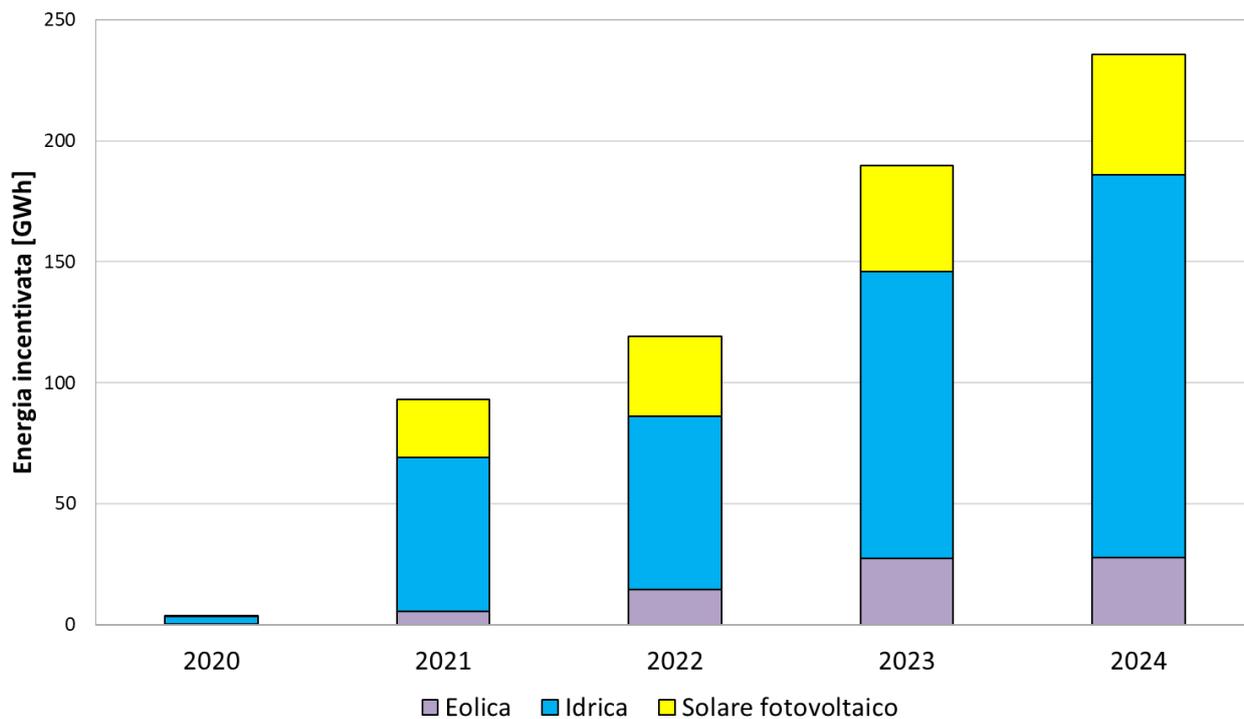
- figura 41 -

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 4 luglio 2019 per fonte dal 2020 ad oggi



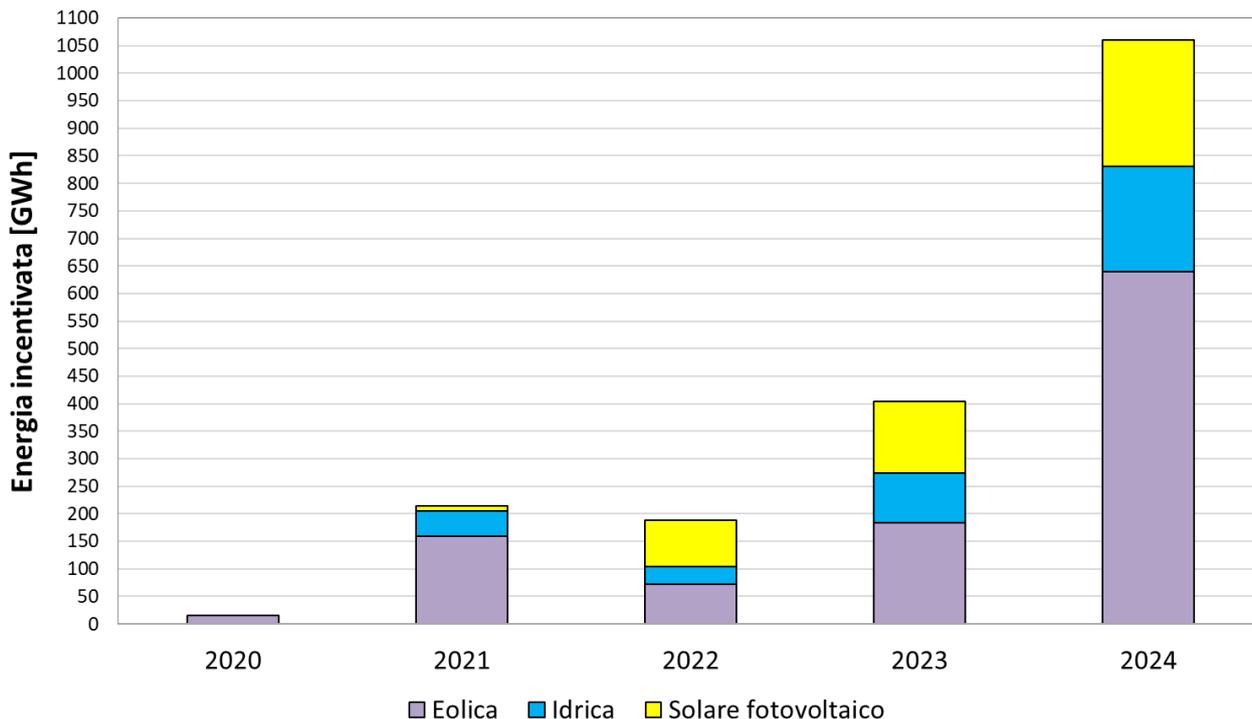
- figura 42 -

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 4 luglio 2019 per fonte dal 2020 ad oggi - incentivo *feed in tariff*



- figura 43 -

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 4 luglio 2019 per fonte dal 2020 ad oggi - incentivo *feed in premium*



- figura 44 -

5.7 Prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biogas, biomasse e bioliquidi

Per effetto dell'articolo 3-ter, comma 1, del decreto-legge 57/23 (come modificato dall'articolo 5- bis del decreto-legge 63/24) e dell'articolo 5, comma 2, del decreto-legge 181/23, i prezzi minimi garantiti trovano applicazione, indipendentemente dalla modalità scelta di cessione o utilizzo dell'energia elettrica:

- dal 28 luglio 2023, nel caso di impianti alimentati da biogas e biomasse che hanno terminato (per scadenza naturale o per rinuncia) il periodo di diritto all'incentivazione; l'Autorità ha definito la quantificazione dei prezzi minimi garantiti con la deliberazione 132/2024/R/eel;
- dal 10 dicembre 2023, nel caso di impianti alimentati da bioliquidi in esercizio a tale data (in tale caso, i prezzi minimi garantiti sono integrativi, e non sostitutivi, di eventuali incentivi erogati ai produttori); l'Autorità ha definito la quantificazione dei prezzi minimi garantiti con la deliberazione 306/2024/R/eel.

Qualora, al termine di ciascun anno solare, il ricavo derivante dall'applicazione dei predetti prezzi minimi garantiti sia superiore al ricavo derivante dai prezzi zonali orari (o, nel caso di impianti alimentati da bioliquidi, derivanti dai prezzi zonali orari e dagli incentivi spettanti), il GSE riconosce al produttore la differenza.

Nell'anno 2023, i prezzi minimi garantiti sono stati erogati per circa 110 GWh di energia elettrica prodotta da 7 impianti alimentati da biomasse, circa 406 GWh da 49 impianti alimentati da biogas e per circa 63 GWh da 154 impianti alimentati da bioliquidi che beneficiavano anche di altri meccanismi incentivanti (circa 45 TWh con incentivi sostitutivi dei certificati verdi, mentre circa 18 GWh con la tariffa omnicomprensiva di cui alla legge 244/07). Tali dati non sono stati inclusi nella precedente Relazione 331/2024/I/efr poiché la definizione dei nuovi prezzi minimi garantiti era in corso di completamento.

Nell'anno 2024, invece, i prezzi minimi garantiti sono stati erogati per 2,4 TWh di energia elettrica prodotta da 50 impianti alimentati da biomasse, 0,24 TWh da 90 impianti alimentati da biogas e per 3,2 TWh da 173 impianti alimentati da bioliquidi. Più nel dettaglio, per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da bioliquidi, si evidenzia che 2,3 TWh sono relativi a impianti che beneficiano dei meccanismi incentivanti (di cui 1,8 TWh accedono agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi, mentre 0,5 TWh alla tariffa omnicomprensiva di cui alla legge 244/07), mentre i rimanenti 0,9 TWh sono riferiti a impianti che hanno terminato il periodo di diritto all'incentivazione.

L'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, pari alla differenza tra i costi e i ricavi del GSE (dipendente dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica) nel 2023 è stato pari a 15,1 milioni di euro per gli impianti alimentati da biomasse, 54,6 milioni di euro per gli impianti alimentati da biogas e 17,9 milioni di euro per gli impianti alimentati da bioliquidi. Nel 2024, invece, è stato pari a 377,9 milioni di euro per gli impianti alimentati da biomasse, 47,0 milioni di euro per gli impianti alimentati da biogas e 752,6 milioni di euro per gli impianti alimentati da bioliquidi.

5.8 Incentivi per le configurazioni per l'autoconsumo diffuso

L'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 coordinato con la legge di conversione 8/20 ha definito prime modalità e le condizioni a cui è consentito valorizzare l'autoconsumo collettivo in edifici e condomini da fonti rinnovabili ovvero realizzare comunità di energia rinnovabile.

Allo scopo, l'Autorità, con la deliberazione 318/2020/R/eel, ha introdotto il modello regolatorio virtuale finalizzato a valorizzare l'autoconsumo diffuso reale per le comunità di energia rinnovabile e i gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente. I relativi incentivi, nella forma di *feed in premium* costante, sono stati definiti dal decreto ministeriale 16 settembre 2020.

A seguire, i decreti legislativi 199/21 e 210/21 hanno recepito rispettivamente la direttiva 2018/2001 e la direttiva 2019/944, completando il quadro normativo in materia di autoconsumo diffuso. Essi, oltre ai gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e alle comunità di energia rinnovabile, hanno introdotto la possibilità di realizzare configurazioni per l'autoconsumo individuale su rete pubblica,

gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente e comunità energetiche di cittadini, demandando all’Autorità il compito di definire le modalità per la valorizzazione dell’autoconsumo diffuso realizzato in tali configurazioni.

Pertanto, l’Autorità ha definito il Testo Integrato per l’Autoconsumo Diffuso – TIAD, Allegato alla deliberazione 727/2022/R/eel. Esso, oltre ad aspetti definatori e procedurali, definisce la valorizzazione dell’autoconsumo diffuso realizzato nelle configurazioni per l’autoconsumo diffuso: essa trova applicazione per tutta la quantità di energia elettrica autoconsumata nell’ambito di tali configurazioni, cioè nella porzione di rete di distribuzione sottesa alla medesima cabina primaria).

I relativi incentivi sono stati definiti dal decreto ministeriale 7 dicembre 2023, secondo cui:

- a) l’incentivo spetta all’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, di nuova realizzazione o per la sezione oggetto di potenziamento, aventi potenza fino a 1 MW, autoconsumata nell’ambito delle configurazioni per l’autoconsumo diffuso (cioè nella porzione di rete di distribuzione sottesa alla medesima cabina primaria). Pertanto, l’incentivo spetta a una quantità di energia elettrica inferiore o pari alla quantità di energia elettrica autoconsumata nell’ambito di tali configurazioni;
- b) la tariffa incentivante spettante è pari alla somma di un premio fisso e di un premio variabile a una via, con un tetto massimo, definiti in funzione della taglia dell’impianto di produzione (diminuisce all’aumentare della potenza nominale);
- c) nel caso di impianti fotovoltaici, è prevista una correzione della predetta tariffa spettante per tenere conto dei diversi livelli di insolazione sul territorio nazionale;
- d) il periodo di diritto alla tariffa incentivante è pari a 20 anni.

L’onere complessivo in capo ai clienti finali è posto a valere:

- sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate in relazione alla tariffa incentivante. Tale onere è dipendente dal prezzo di mercato dell’energia nella sola parte derivante dal *feed in premium* variabile a una via;
- sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, in relazione alla valorizzazione dei minori costi derivanti dall’autoconsumo, definita dal TIAD.

In relazione all’anno 2024, sulla base dei dati di preconsuntivo disponibili, la tabella 1 riporta le caratteristiche delle configurazioni per le quali risulta che siano state accolte le richieste dal GSE. Non risultano presenti comunità energetiche di cittadini.

Decreto	Tipologia	N. configurazioni	N. impianti	Potenza [MW]	N. utenze	Energia autoconsumata [MWh]	Importo Valorizzazione Autoconsumo [€]	Energia Condivisa incentivata [MWh]	Incentivo [€]
D.M. 16 settembre 2020	Comunità di energia rinnovabile	48	58	1,80	380	504,3	5.408	503,8	55.423
	Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente	145	182	3,41	1.437	843,8	11.705	616,8	61.678
D.M. 7 dicembre 2023	Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione	140	158	25,47	619	4.188,1	46.978	3.720,5	431.096
	Cliente attivo a distanza che utilizza la rete di distribuzione	12	15	0,93	82	184,1	2.205	-	-
	Comunità energetica rinnovabile	247	425	40,08	2.562	2.793,2	74.327	2.791,9	637.480
	Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente	96	126	2,28	1.023	191,8	3.393	169,3	27.085
	Gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente	5	9	0,11	14	39,8	746	-	-
Totale		693	973	74,08	6.117	8.745,1	144.762	7.802,3	1.212.763

– tabella 1. Numero di configurazioni, numero impianti e relativa potenza installata, numero utenze, energia autoconsumata, valorizzazione dei minori costi derivanti dall’autoconsumo, energia incentivata e relativo incentivo erogato per ciascuna tipologia di configurazione per l’autoconsumo diffuso, distinguendo tra configurazioni che beneficiano degli incentivi definiti dal decreto ministeriale 16 settembre 2020 e configurazioni che accedono agli incentivi di cui al decreto ministeriale 7 dicembre 2023 –

Più nel dettaglio, quasi tutti gli impianti di produzione inclusi nelle configurazioni per l’autoconsumo diffuso sono fotovoltaici, ad eccezione di 2 impianti eolici (per un totale di 1,1 MW) e un impianto idroelettrico (di potenza pari a 0,5 MW) che partecipano a comunità di energia rinnovabili, e un impianto idroelettrico (1 MW di potenza) coinvolto in una configurazione per l’autoconsumo individuale di energia rinnovabile a distanza.

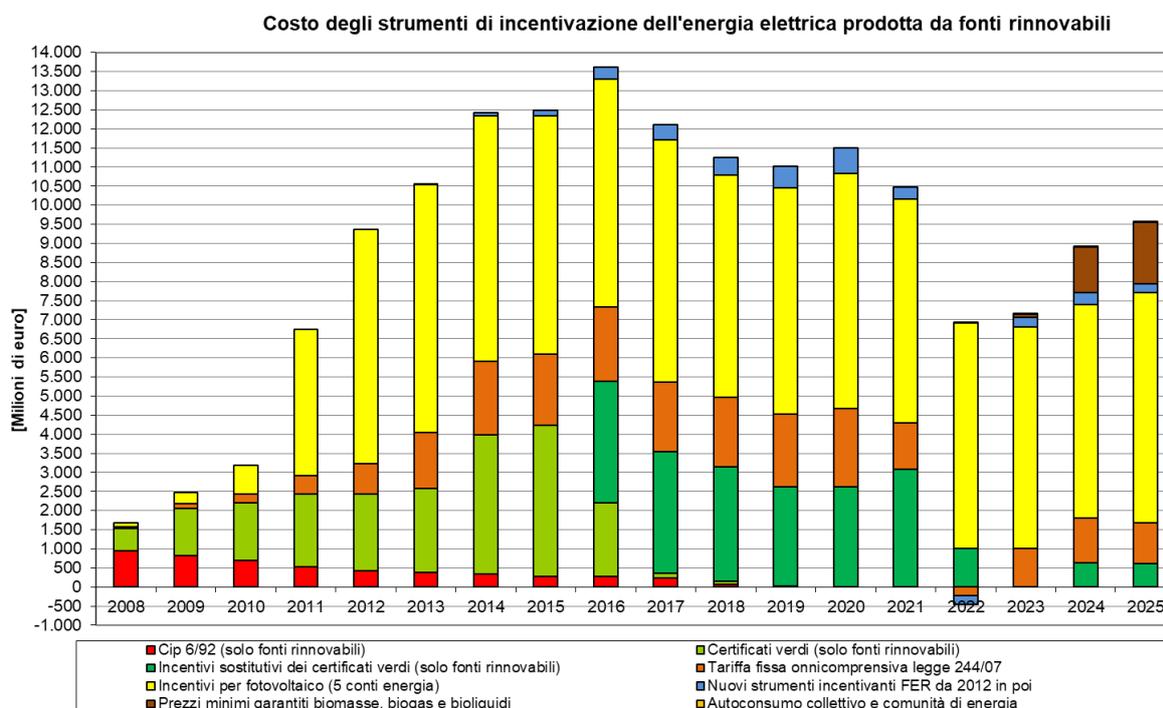
Per quanto riguarda le comunità di energia rinnovabile, la maggior parte delle utenze sono relative a persone fisiche (circa 1.775 utenze), seguite dalle piccole/medie imprese (circa 540 utenze) e dai Comuni (quasi 400 utenze). Sono, inoltre, incluse anche utenze afferenti a enti religiosi, imprenditori, imprese agricole ed enti del terzo settore.

Come già riportato nella tabella 1, per l’energia autoconsumata nel 2024 è stato erogato un incentivo complessivo di circa 1,2 milioni di euro a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, ed è stata riconosciuta la valorizzazione dei minori costi derivanti dall’autoconsumo, definita dal TIAD, per quasi 145.000 euro a valere sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi.

È tuttora in rilevante crescita il numero delle configurazioni per l’autoconsumo diffuso per le quali il GSE ha accolto le richieste. Alla data del 31 maggio 2025, risultano complessivamente 908 configurazioni accettate (tra le quali 446 sono afferenti a comunità di energia rinnovabile e 258 sono afferenti a gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente), con una potenza installata pari a 85,36 MW e 7.229 utenti coinvolti. Continuano a non risultare presenti le comunità energetiche di cittadini: le prime risultano in fase di valutazione da parte del GSE alla data del 31 maggio 2025.

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

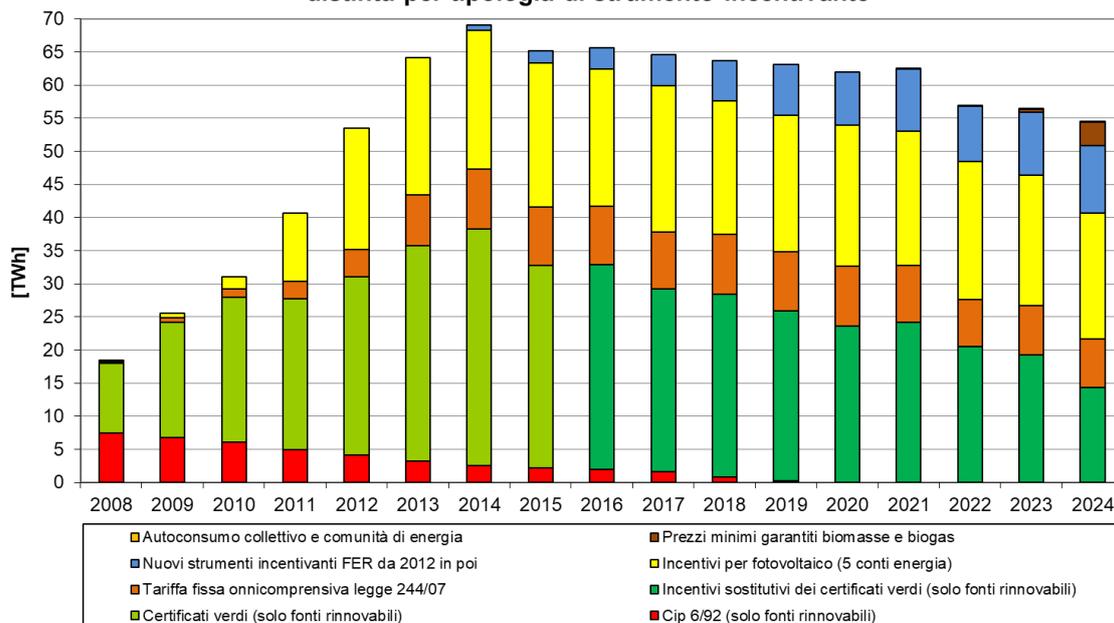
La [figura 45](#) evidenzia gli oneri, fino a oggi sostenuti, derivanti dalle incentivazioni alle sole fonti rinnovabili (sono esclusi, quindi, gli oneri derivanti dalle incentivazioni delle fonti assimilate e della frazione non biodegradabile dei rifiuti). Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica. Essi sono pari a circa 8,9 miliardi di euro nel 2024.



- figura 45: sintesi degli oneri derivanti dalle incentivazioni alle sole fonti rinnovabili. I dati relativi all'anno 2024 sono preconsuntivi, mentre i dati del 2025 sono previsionali –

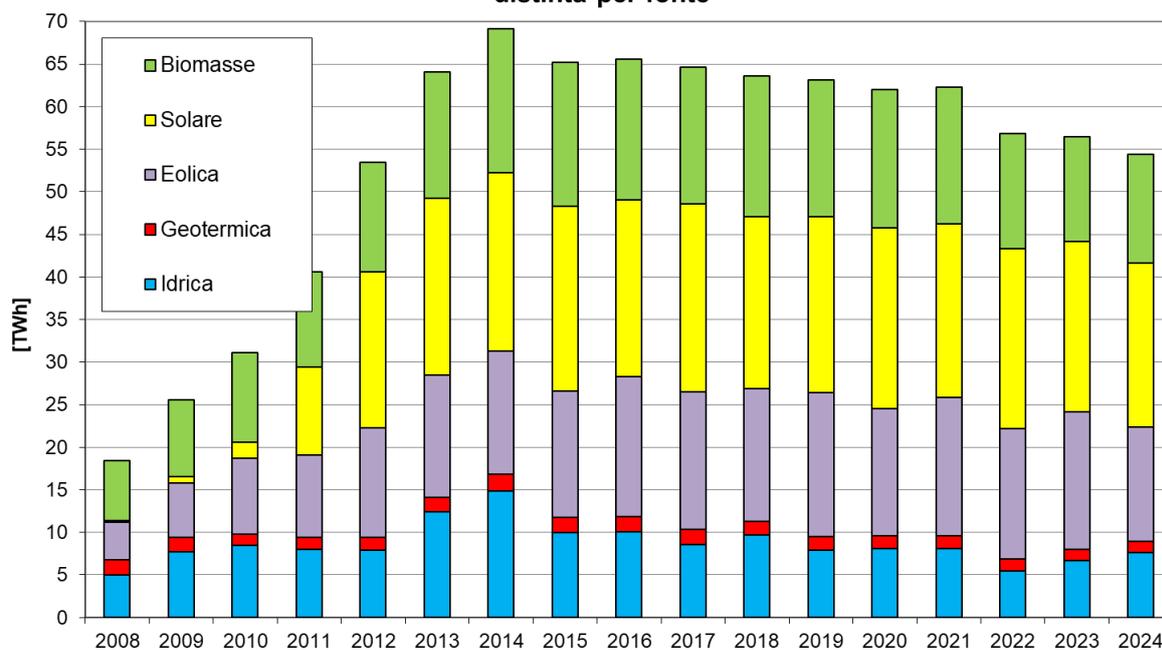
Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica in riduzione, di circa 54,4 TWh nel 2024 (era circa 56,4 TWh nel 2023), per effetto della conclusione dei periodi di diritto all'incentivo sostitutivo dei certificati verdi e nonostante l'introduzione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biomasse, bioliquidi e biogas, come evidenziato nelle [figure 46 e 47](#).

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



- figura 46: sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata distinta per tipologia di strumento incentivante. 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, poiché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni. Inoltre, si evidenzia che l'energia oggetto dei prezzi minimi garantiti definiti per i bioliquidi introdotti dal decreto-legge 181/2023 include solamente l'energia prodotta da impianti che non accedono ad altri meccanismi incentivanti. I dati relativi all'anno 2024 sono preconsuntivi -

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

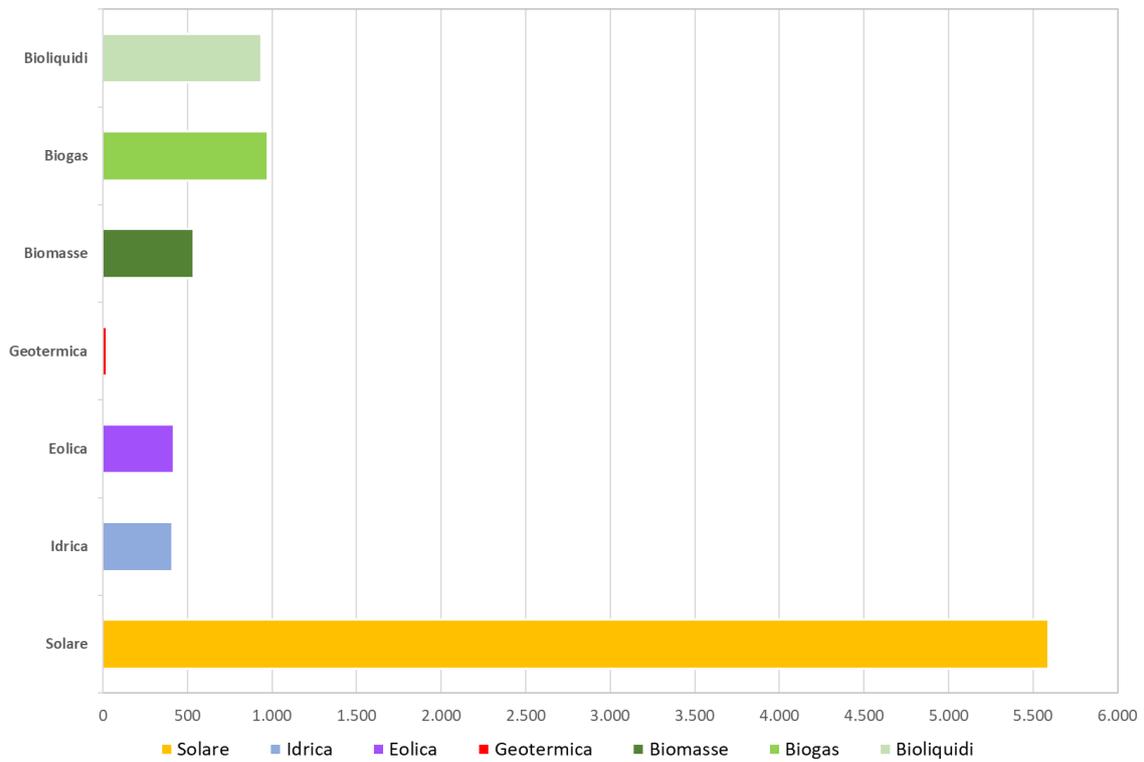


- figura 47: sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata distinta per fonte. I dati relativi all'anno 2024 sono preconsuntivi -

In relazione al solo anno 2024, la [figura 48](#) riporta l'impatto sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate distinto per fonte. Inoltre, le [figure da 49 a 56](#) evidenziano, a sinistra, l'energia elettrica incentivata per fonte e per tipologia di strumento incentivante secondo la classificazione di cui al paragrafo 4.1, nonché, a destra, i relativi oneri. Si nota che:

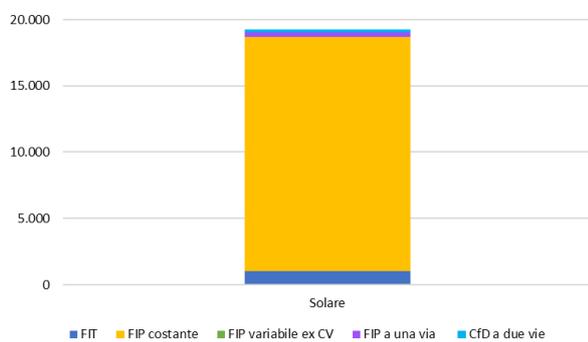
- l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione alimentati dalla fonte solare ([figura 49](#)) è per lo più incentivata tramite incentivi di tipo *feed in premium* costante (per effetto dei primi quattro conti energia); anche l'impatto sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate è essenzialmente dovuto a tale tipologia di strumento incentivante ([figura 50](#));
- l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione alimentati dalla fonte idrica ([figura 51](#)) è supportata principalmente dagli incentivi di tipo *feed in premium* sostitutivi dei certificati verdi e, a seguire, dagli incentivi di tipo *feed in tariff*. Tuttavia, l'onere derivante dagli incentivi di tipo *feed in tariff* è preponderante ([figura 52](#));
- l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione alimentati dalla fonte eolica ([figura 53](#)) è supportata principalmente dagli incentivi di tipo *feed in premium* sostitutivi dei certificati verdi e, a seguire, dagli incentivi di tipo *feed in premium* a una via. Anche in questo caso, però, l'onere derivante dipende soprattutto dalle *feed in tariff* ([figura 54](#)). Si nota, inoltre, che l'onere relativo ai *feed in premium* a due vie è negativo (rappresentando, quindi, un ricavo);
- per quanto riguarda gli impianti alimentati da biomasse e bioliquidi, si nota che lo strumento incentivante preponderante è il *feed in premium* a una via costituito dai prezzi minimi garantiti appositamente definiti per tali fonti, mentre per i biogas il *feed in tariff* è prevalente ([figura 55](#)). L'impatto sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate è per lo più dovuto agli incentivi di tipo *feed in tariff* e ai prezzi minimi garantiti ([figura 56](#)).

Impatto degli strumenti incentivanti sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate - distinzione per fonte nell'anno 2024. Totale = 8,89 miliardi di euro



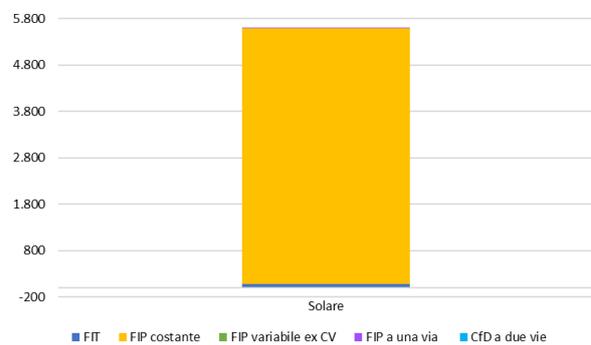
– figura 48: sintesi degli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili in relazione al solo anno 2024. I dati sono preconsuntivi –

Energia incentivata per fonte e strumento [GWh] nell'anno 2024 - fonte solare

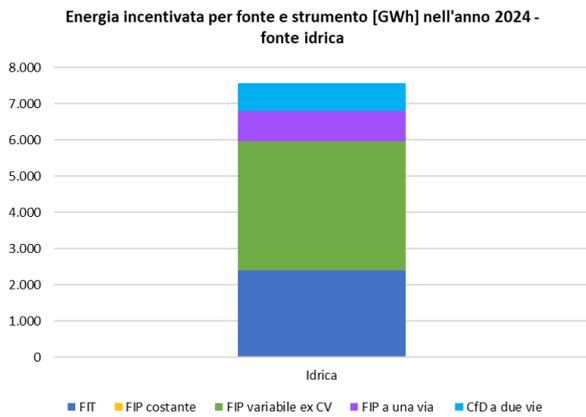


– figura 49 –

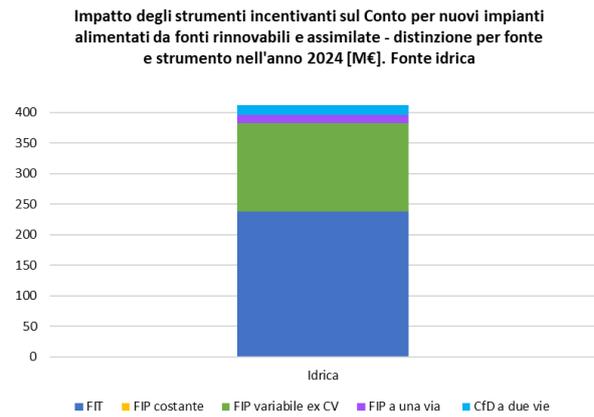
Impatto degli strumenti incentivanti sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate - distinzione per fonte e strumento nell'anno 2024 [M€]. Fonte solare



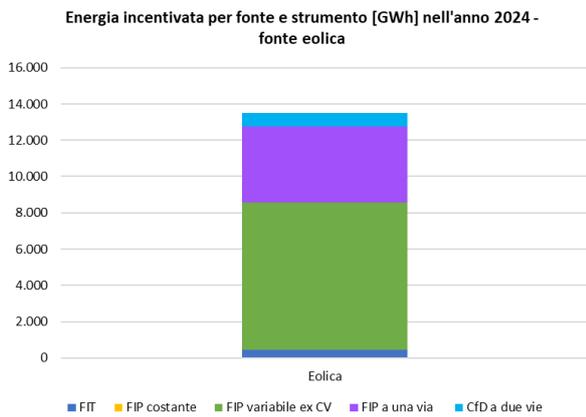
– figura 50 –



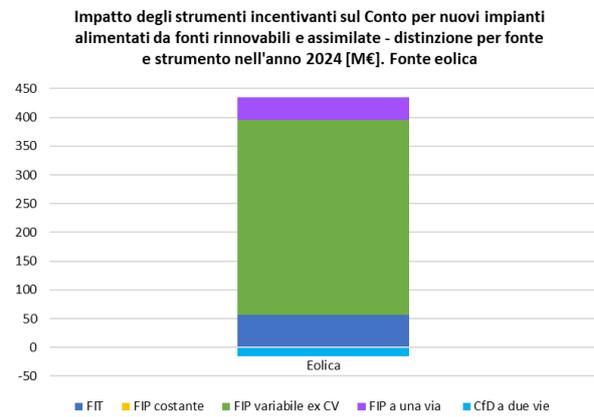
– figura 51 –



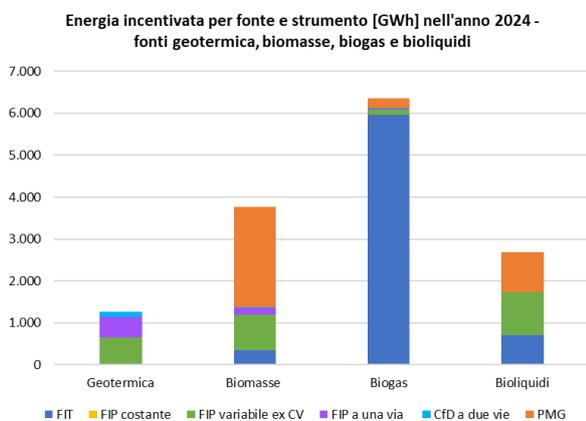
– figura 52 –



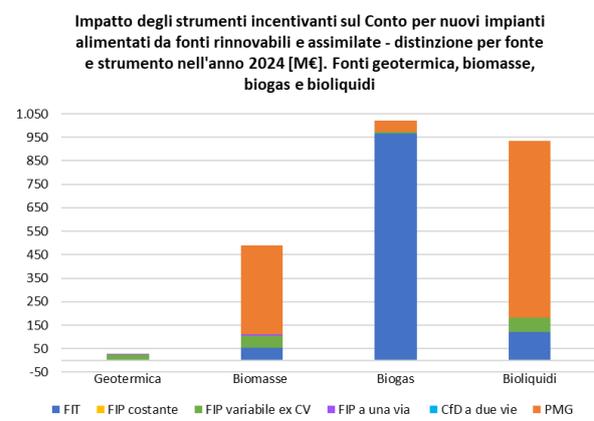
– figura 53 –



– figura 54 –



– figura 55. L'energia oggetto dei prezzi minimi garantiti definiti per i bioliquidi introdotti dal decreto-legge 181/23 include solamente l'energia prodotta da impianti che non accedono ad altri meccanismi incentivanti –



– figura 56 –

6. CONCLUSIONI

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate sono posti, in generale, a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} (fatte salve diverse coperture disposte tramite specifici interventi legislativi, quali quelli introdotti per far fronte agli elevati prezzi dell'energia elettrica, da ottobre 2021 fino a marzo 2023). Fanno eccezione i soli costi per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ubicati nelle isole minori non interconnesse, posti a valere sul Conto alimentato dall'elemento A_{UC4RIM} della componente tariffaria A_{RIM} .

Come evidenziato dalla precedente [figura 45](#), i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili per l'anno 2024 sono pari a circa 8,9 miliardi di euro. Essi sono risultati in aumento rispetto ai circa 7,1 miliardi del 2023 in quanto, come mostrato nei precedenti paragrafi, dipendono in parte dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (che si sono ridotti rispetto all'anno 2023).

Negli anni precedenti, il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate è stato anche utilizzato per coprire i costi derivanti dall'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento Cip 6/92), terminati nel 2021, per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, terminati nel 2020, e per la frazione non biodegradabile dei rifiuti, terminati nel 2020.

La [tabella 2](#) evidenzia nel dettaglio quanto fino a ora presentato in relazione al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate per l'anno 2024, dando separata evidenza alle diverse tipologie di strumenti incentivanti, al fine di meglio identificare il conseguente impatto per la collettività.

Anno 2024 finale

Incentivi con feed in premium fisso (impatto sul Conto Asos non dipendente dai prezzi di mercato)	Numero impianti	Potenza [MW]	Quantità di energia [GWh]	Costi sostenuti dal GSE [M€]	Ricavi del GSE [M€]	Impatto sul Conto "Asos" [M€]
Incentivi fotovoltaico conti energia	448.087	15.941	17.255	5.454	0	5.454
Incentivi autoconsumo fotovoltaico	0	0	402	44	0	44
Incentivi autoconsumo diffuso	973	74	8	1	0	1
Subtotale	449.060	16.015	17.665	5.500	0	5.500

Incentivi feed in premium a una via (impatto sul Conto Asos dipendente dai prezzi di mercato ma non negativo)	Numero impianti	Potenza [MW]	Quantità di energia [GWh]	Costi sostenuti dal GSE [M€]	Ricavi del GSE [M€]	Impatto sul Conto "Asos" [M€]
Incentivi ex DM 5 luglio 2012	118	275	320	7	0	7
Incentivi ex DM 6 luglio 2012 registri	85	208	1.026	15	0	15
Incentivi ex DM 6 luglio 2012 aste	53	1.295	2.780	38	0	38
Incentivi ex DM 23 giugno 2016 aste	39	1.086	1.886	8	0	8
FIP a una via prezzi minimi garantiti	313	1.286	3.608	1.177	0	1.177
Subtotale	608	4.150	9.619	1.246	0	1.246

Incentivi feed in tariff (impatto sul Conto Asos dipendente dai prezzi di mercato e potenzialmente negativo)	Numero impianti	Potenza [MW]	Quantità di energia [GWh]	Costi sostenuti dal GSE [M€]	Ricavi del GSE [M€]	Impatto sul Conto "Asos" [M€]
Incentivi ex legge 244/07 e DM 18 dicembre 2008	2.633	1.519	7.432	1.981	804	1.178
Incentivi ex DM 5 luglio 2012	98.472	1.356	994	192	108	85
Incentivi ex DM 6 luglio 2012	2.618	338	1.300	266	135	131
Incentivi ex DM 23 giugno 2016	3.052	260	980	216	103	113
Incentivi ex DM 4 luglio 2019	1.105	104	236	40	25	16
Subtotale	107.880	3.577	10.941	2.696	1.174	1.522

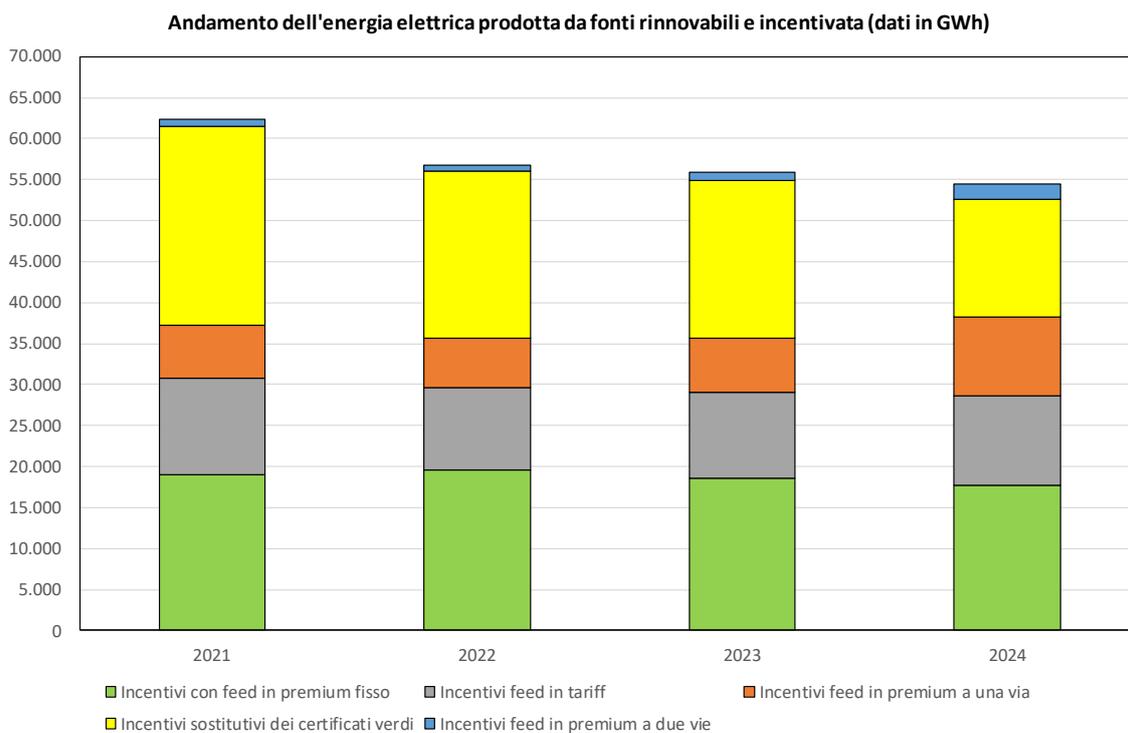
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (incentivi feed in premium a una via con impatto sul Conto Asos dipendente dai prezzi di mercato dell'anno precedente ma non negativo)	Numero impianti	Potenza [MW]	Quantità di energia [GWh]	Costi sostenuti dal GSE [M€]	Ricavi del GSE [M€]	Impatto sul Conto "Asos" [M€]
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi	624	7.402	14.298	627	0	627

Incentivi feed in premium a due vie (impatto sul Conto Asos dipendente dai prezzi di mercato e potenzialmente negativo)	Numero impianti	Potenza [MW]	Quantità di energia [GWh]	Costi sostenuti dal GSE [M€]	Ricavi del GSE [M€]	Impatto sul Conto "Asos" [M€]
Incentivi ex DM 23 giugno 2016 registri	108	142	817	11	0	11
Incentivi ex DM 4 luglio 2019 registri	571	1.021	861	-6	0	-6
Incentivi ex DM 4 luglio 2019 aste	8	122	199	-5	0	-5
Subtotale	687	1.285	1.878	-1	0	-1

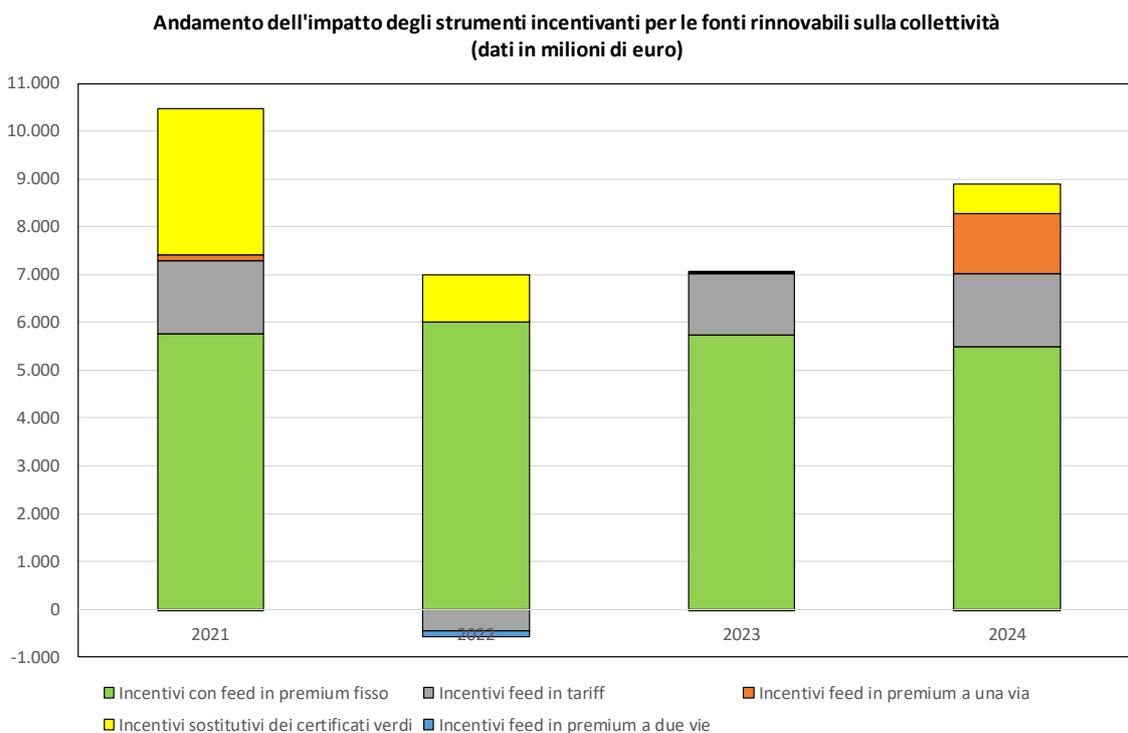
Totale	558.859	32.429	54.401	10.068	1.174	8.894
---------------	----------------	---------------	---------------	---------------	--------------	--------------

– tabella 2. Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate per l'anno 2024, distinguendo per tipologia di strumento di incentivazione. Il totale non include i costi residui per il ritiro dei CV inventurati, né i costi associati ai regimi commerciali speciali –

Le figure 57 e 58 evidenziano l'evoluzione, negli ultimi 4 anni, dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate per tipologia di strumento di incentivazione.

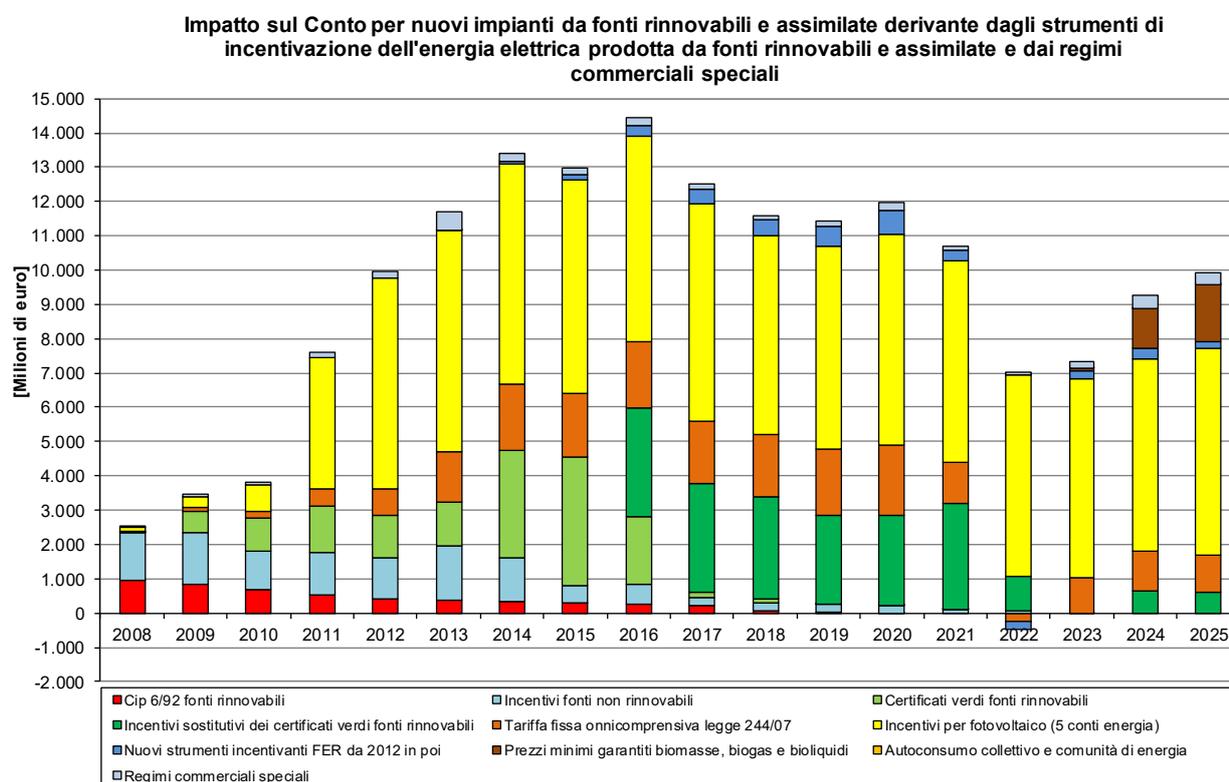


– figura 57 –



– figura 58 –

Aggiungendo anche i regimi commerciali speciali, la figura 59 evidenzia l'andamento negli ultimi anni dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. In particolare, per l'anno 2024, tale impatto è stato pari a circa 9,3 miliardi di euro¹⁶.



– figura 59. Con il termine “Incentivi fonti non rinnovabili” si intende la sommatoria degli incentivi per le fonti non rinnovabili e include i certificati verdi e gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi per il teleriscaldamento, gli incentivi Cip 6/92 per le fonti assimilate e la frazione non biodegradabile dei rifiuti, nonché gli oneri “Cip 6 una tantum” (cioè 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). Con il termine “Regimi commerciali speciali” si intendono gli oneri relativi ai regimi di ritiro dedicato e scambio sul posto. I dati relativi all’anno 2024 sono preconsuntivi, mentre i dati del 2025 sono previsionali

Dalle figure 45 e 59 emerge un picco nel 2016 per effetto della somma tra il ritiro dei CV rimasti invenduti e della contestuale erogazione dei nuovi incentivi sostitutivi¹⁷.

¹⁶ Tale valore è pari alla somma del costo derivante dall’incentivazione delle fonti rinnovabili (pari a circa 8,9 miliardi di euro per l’anno 2024) e del costo derivante dai “Regimi commerciali speciali” (ritiro dedicato e scambio sul posto, pari a 368 milioni di euro per l’anno 2024).

¹⁷ Si noti che il picco dell’anno di competenza 2016 non corrisponde a un analogo picco “per cassa” poiché gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi vengono in generale erogati con le medesime tempistiche applicate per

A fronte di piccole variazioni di energia elettrica incentivata negli ultimi 6 anni, si nota un lieve aumento dei costi di incentivazione nel 2020 a causa della riduzione del prezzo di mercato dell'energia elettrica, e una marcata riduzione nel 2022 a causa dell'aumento del prezzo di mercato dell'energia elettrica, come più nel dettaglio specificato nei paragrafi precedenti. Nel 2024 vi è stato un aumento dei costi rispetto al 2023 per effetto dell'abbassamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica (che incide sulle *feed in tariff* e sulle altre tipologie di *feed in premium*) e all'introduzione dei *feed in premium* a una via costituiti dai prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi.

Per quanto riguarda le attese di costo degli incentivi per i prossimi anni, occorre tenere conto della produzione effettiva degli impianti ammessi a beneficiare degli incentivi (che dipende dall'effettiva disponibilità della fonte), del periodo di diritto all'incentivo e delle caratteristiche dei diversi strumenti incentivanti. Più in dettaglio:

- il provvedimento Cip 6 ha terminato i suoi effetti nel 2021;
- l'energia elettrica che beneficia degli incentivi sostitutivi dei CV sarà in marcata riduzione per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2028. Il costo per la collettività è atteso anch'esso in riduzione nonostante il valore unitario degli incentivi sarà in aumento (si ricorda che quest'ultimo è correlato al prezzo medio di mercato dell'anno precedente¹⁸);
- l'energia elettrica che beneficia delle *feed in tariff* di cui alla legge 244/07 è stata stazionaria fino al 2024 e sarà in riduzione a decorrere per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2028. Il costo per la collettività di tale strumento incentivante dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica; esso è atteso in riduzione nel 2025 per effetto dei più elevati prezzi di mercato rispetto al 2024;
- l'energia elettrica che beneficia dei *feed in premium* fissi (prodotta da impianti fotovoltaici ammessi ai primi 4 conti energia) è attesa stazionaria fino al 2026; inizierà quindi a diminuire all'inizio lievemente, poi in modo molto rilevante dopo il 2030 fino ad azzerarsi nel 2033. Il costo per la collettività di tali strumenti incentivanti, non dipendendo dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, resterà pari o prossimo a 6 miliardi di euro annui almeno fino al 2028;
- l'energia elettrica che beneficia del V conto energia per impianti fotovoltaici è stabile fino al 2033, mentre l'energia elettrica che beneficia dei più recenti strumenti incentivanti (di cui ai decreti interministeriali 6 luglio 2012, 23 giugno 2016, 4 luglio 2019, 7 dicembre 2023, 22 dicembre 2023, 19 giugno 2024 e 30 dicembre 2024) è attesa

il ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti (cioè su base trimestrale entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento nei casi in cui sono disponibili dati mensili di produzione).

¹⁸ Gli incentivi sostitutivi dei CV, al netto del coefficiente moltiplicativo che dipende dalla fonte, sono infatti pari a $0,78 * (180 - \text{prezzo medio dell'anno precedente})$. Nel 2024 il prezzo medio di mercato è stato più basso rispetto al 2023 e, pertanto, l'impatto degli incentivi sostitutivi dei CV sarà più alto nel 2025 rispetto al 2024.

complessivamente in crescita per effetto dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti ammessi a beneficiare dei più recenti decreti. Il costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

Nel frattempo, il decreto ministeriale 22 dicembre 2023 (cd. agrivoltaico), il decreto ministeriale 19 giugno 2024 e il decreto ministeriale 30 dicembre 2024 (cd. FER X transitorio) inizieranno a trovare attuazione: essi prevedono esclusivamente strumenti di tipo *feed in tariff* e *feed in premium* variabile a due vie, cioè strumenti che consentono di stabilizzare i ricavi dei produttori per tutto il periodo di diritto e, al tempo stesso, consentono di stabilizzare anche i costi complessivamente sostenuti dai clienti finali. Il loro impatto sulla collettività sarà correlato alla data di entrata in esercizio degli impianti ammessi a beneficiare degli strumenti di sostegno da essi previsti. Pertanto, ipotizzando che le tariffe spettanti previste dai nuovi strumenti incentivanti saranno superiori rispetto ai prezzi all'ingrosso attesi per l'energia elettrica, è presumibile attendersi che tali nuovi strumenti comporteranno un graduale aumento del gettito necessario per il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate negli anni in cui tale gettito è in riduzione per effetto del progressivo termine del periodo di diritto agli strumenti incentivanti vigenti. Da ciò, seppur con le incertezze derivanti dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica, appare ragionevole attendersi un andamento complessivamente stabile, intorno a 8,5-9,5 miliardi di euro l'anno, del gettito necessario per il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, fino al 2031 (anno in cui comincerà a risultare evidente il calo del gettito necessario, in assenza di ulteriori strumenti incentivanti che dovessero essere ipotizzati dopo quelli attualmente in corso di emanazione) per effetto del termine del periodo di diritto dei *feed in premium* costanti degli impianti fotovoltaici.

Stime più accurate e dettagliate vengono effettuate e pubblicate dal GSE, con cadenza annuale, tenendo anche conto dei nuovi decreti ministeriali tuttora in corso di definizione (sulla base dei contingenti incentivanti in essi evidenziati) nonché riportando un'analisi di sensitività in funzione dell'andamento del prezzo di mercato dell'energia elettrica.