

Relazione
335/2023/I/efr



*Stato di utilizzo e di integrazione degli
impianti di produzione alimentati dalle fonti
rinnovabili e di generazione distribuita*

periodo di analisi
2021 – 2022

Relazione sullo stato dei servizi

Direzione Mercati Energia

luglio 2023

Indice

Premessa	4
1 Quadro generale	5
1.1 La variazione del mix produttivo nazionale di energia elettrica	5
1.2 La diffusione delle fonti rinnovabili destinate alla produzione di energia elettrica	6
1.3 Evoluzione della produzione termoelettrica	9
1.4 Evoluzione della produzione di energia elettrica da impianti di Generazione Distribuita (GD)	13
2 Effetti del nuovo mix produttivo	15
2.1 Effetti sulle reti elettriche	15
2.2 Effetti sulla copertura del carico e sul dispacciamento	18
2.3 Effetti sui profili di prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica	21
2.4 Utilizzo, da parte di TERNA, dei servizi di riduzione o distacco degli impianti non programmabili di produzione di energia elettrica	23
3 Evoluzione delle connessioni di impianti di produzione	27
3.1 Richieste di connessione di impianti di produzione e preventivi accettati	27
3.2 Svolgimento delle procedure di connessione	34
4 Evoluzione della regolazione del dispacciamento elettrico	37
4.1 Introduzione	37
4.2 Sperimentazione della partecipazione al MSD delle unità precedentemente non abilitate e delle relative modalità di aggregazione	38
4.2.1 Il progetto pilota UVAM	39
4.2.2 Il progetto pilota UPR	52
4.3 Introduzione sperimentale di nuovi servizi ancillari	53
4.4 Estensione dell'osservabilità	54
5 Strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili e assimilate: regimi speciali, incentivi e costi in capo alla collettività	56
5.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica	56
5.1.1 Ritiro dedicato	56
5.1.2 Scambio sul posto	58
5.2 Meccanismi di incentivazione	60
5.2.1 Provvedimento CIP 6/92 [36]	65
5.2.2 Incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi (CV)	66
5.2.3 Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla Legge 244/07 [11]	69

5.2.4	Incentivi per gli impianti fotovoltaici nell’ambito dei cd. “conti energia”	71
5.2.5	Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [22] e Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [23] per gli impianti diversi dai fotovoltaici	74
5.2.6	Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [24]	83
5.2.7	Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017 [30] per le isole minori non interconnesse	87
5.2.8	Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati .	89
5.3	Conclusioni	91
6	Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, Sistemi di Distribuzione Chiusi e configurazioni per l’autoconsumo diffuso	98
6.1	Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e Sistemi di Distribuzione Chiusi	98
6.2	Configurazioni per l’autoconsumo diffuso	99
	Glossario	101
	Acronimi	107
	Atti e Decisioni Europee	109
	Leggi e Decreti dello Stato Italiano	109
	Atti e Decreti del Governo e dei Ministeri	111
	Atti dell’Autorità	114
	Documenti e studi	117

Premessa

La presente Relazione rappresenta un aggiornamento della Relazione pubblicata nel 2021 in merito allo “Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita. Anno 2020–2021” (Relazione 483/2021/I/efr [42]).

La Relazione, nella sua parte iniziale, aggiorna i dati relativi al mix produttivo di energia elettrica in Italia, evidenziando la sua evoluzione nel tempo, nonché l’incidenza delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita. Vengono anche descritti sinteticamente gli effetti derivanti dalla crescente diffusione degli impianti alimentati da fonti non programmabili.

*Successivamente la Relazione descrive il recente sviluppo del sistema elettrico fino all’anno 2022, soprattutto in termini di connessioni alle reti elettriche e di evoluzione della regolazione del dispacciamento, soffermando l’attenzione sugli effetti delle più recenti deliberazioni dell’*Autorità*. In particolare, vengono presentati i risultati disponibili delle sperimentazioni finalizzate all’apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento alle unità di consumo e alle unità di produzione precedentemente escluse.*

La Relazione riporta poi i dati aggiornati, ivi inclusi i preconsuntivi riferiti al 2022, 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 da *TERNA* (in relazione ai primi risultati dei progetti pilota per la partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento delle unità di consumo e delle unità di produzione precedentemente escluse) e dal *Gestore dei Servizi Energetici (GSE)* (in relazione ai regimi commerciali speciali, agli strumenti incentivanti e alle configurazioni per l’autoconsumo).*

1 Quadro generale

1.1 La variazione del mix produttivo nazionale di energia elettrica

La produzione lorda di energia elettrica nel 2022 è stata pari a 284 TWh, a fronte dei 289 TWh nel 2021 (Figura 1 e Tabella 1) e del valore massimo di 319 TWh raggiunto nel 2008. L'incidenza delle **fonti rinnovabili** sul totale della **produzione lorda** di energia elettrica è stata pari al 35,4% nel 2022, in calo rispetto al 40,2% nel 2021 per effetto della minore disponibilità idrica: incidenze ben più elevate rispetto a quelle registrate fino al 2004 (il 18,4% della **produzione lorda**) ma inferiori rispetto al valore massimo registrato nel 2014 (il 43,1% della **produzione lorda** anche per effetto della rilevante idraulicità¹ e della minore produzione nazionale complessiva).

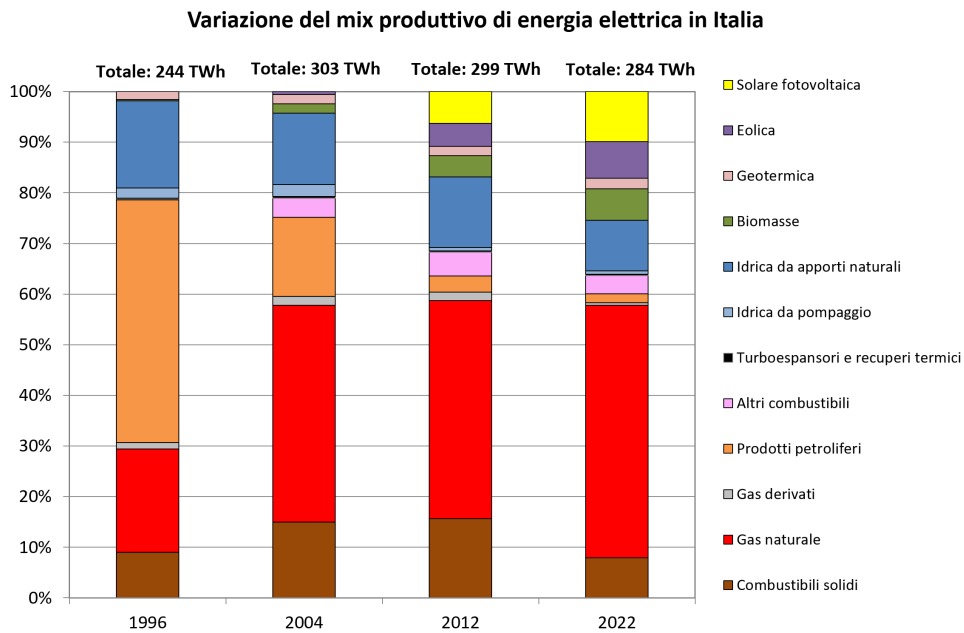


Figura 1

In termini di consumi finali di energia elettrica, si è assistito a una sostanziale stabilizzazione negli ultimi anni su valori circa pari a 300 TWh, minori rispetto al massimo di 319 TWh negli anni 2007 e 2008. Tuttavia tali consumi sono attesi in crescita per effetto della diffusione di sistemi di riscaldamento tramite pompe di calore e delle auto elettriche.

La potenza installata (Figura 2) ha subito una decrescita in anni recenti per via dalla dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche

¹Nel 2014 è stata riscontrata la massima produzione storica da impianti idroelettrici che, al netto dei pompaggi, è risultata pari a 58,5 TWh.

Produzione lorda di energia elettrica in Italia, nel 2022

Impianti *	Produzione lorda di energia elettrica		Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili	
	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
idrica	30.291	10,7%	28.398	28,3%
termica tradizionale	199.142	70,1%	17.616	17,5%
<i>combustibili solidi</i>	22.607	8,0%		
<i>gas naturale</i>	141.378	49,8%		
<i>gas derivati</i>	1.614	0,6%		
<i>prodotti petroliferi</i>	4.953	1,7%		
<i>altri combustibili</i>	10.279	3,6%		
<i>biomasse e rifiuti biod.</i>	17.616	6,2%		
<i>turboespansori</i>	695	0,2%		
geotermica	5.837	2,1%	5.837	5,8%
eolica	20.494	7,2%	20.494	20,4%
fotovoltaica	28.121	9,9%	28.121	28,0%
totale	283.885		100.466	
<i>di cui da fonti rinnovabili</i>	<i>100.466</i>	<i>35,4%</i>		

* La produzione idrica comprende la produzione da apporti da pompaggio che non fa parte delle fonti rinnovabili.

Nota: il totale della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non comprende la produzione derivante dalla parte non biodegradabile dei rifiuti. Tale produzione è stimata pari al 50% della produzione da rifiuti solidi urbani.

Tabella 1

di elevata taglia e di una più moderata crescita di impianti alimentati da **fonti rinnovabili**; attualmente appare in nuovo aumento per effetto dell'installazione di impianti eolici e fotovoltaici, raggiungendo nel 2022 una capacità installata di 123,3 GW, a fronte dei 119,8 GW del 2021 (Tabella 2). A ciò occorre aggiungere i nuovi sistemi di accumulo che, al 31 dicembre 2022, risultano essere più di 200.000 per una potenza complessiva pari a circa 1,5 GW (+278% rispetto al 2021).

Nel 2022 la punta di domanda da soddisfare è stata pari a 57,4 GW (55 GW nel 2021), mentre la richiesta minima in rete è risultata pari a 17,9 GW (19 GW nel 2021).

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

Con riferimento ai dati dell'anno 2022, la **produzione lorda** di energia elettrica da impianti alimentati da **fonti rinnovabili** in Italia è stata pari a 100,5 TWh, a fronte dei 116,3 TWh del 2021. L'anno 2022, rispetto al precedente, è stato caratterizzato principalmente da:

- una significativa riduzione della produzione idroelettrica (da 45,4 TWh

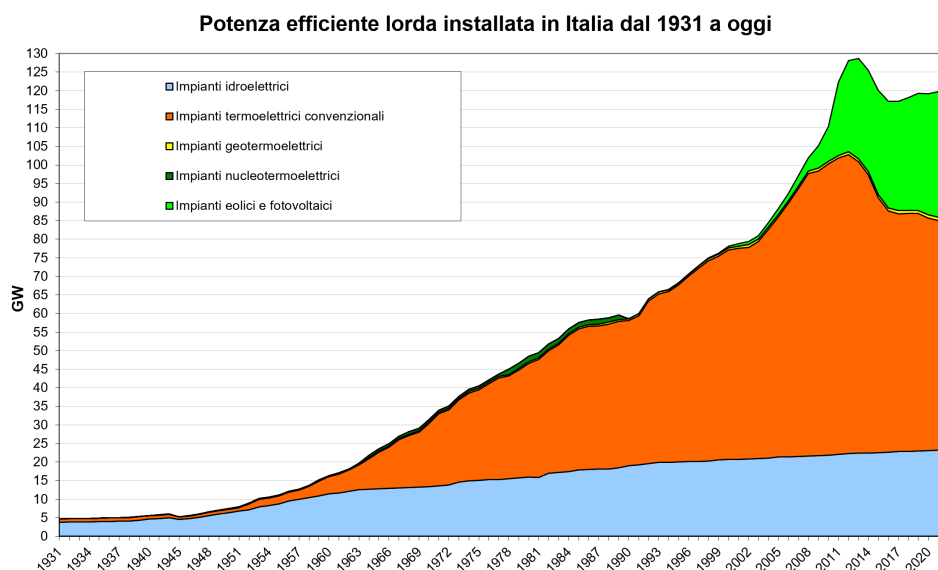


Figura 2

Potenza efficiente lorda degli impianti di generazione in Italia, nel 2022

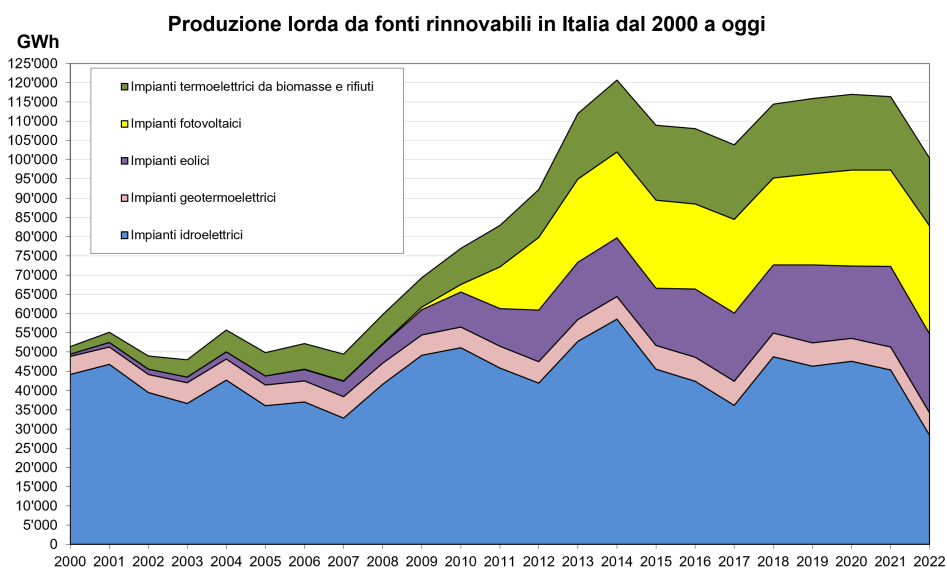
Impianti	Potenza efficiente lorda		Potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]
idroelettrici	23.210	18,8%	19.265	31,6%
termoelettrici tradizionali	62.393	50,6%	4.050	6,6%
geotermoelettrici	817	0,7%	817	1,3%
eolici	11.858	9,6%	11.858	19,4%
fotovoltaici	25.064	20,3%	25.064	41,1%
totale	123.342		61.054	
<i>di cui da fonti rinnovabili</i>	61.054	49,5%		
<i>di cui fonti aleatorie</i>	36.922	29,9%		

Tabella 2

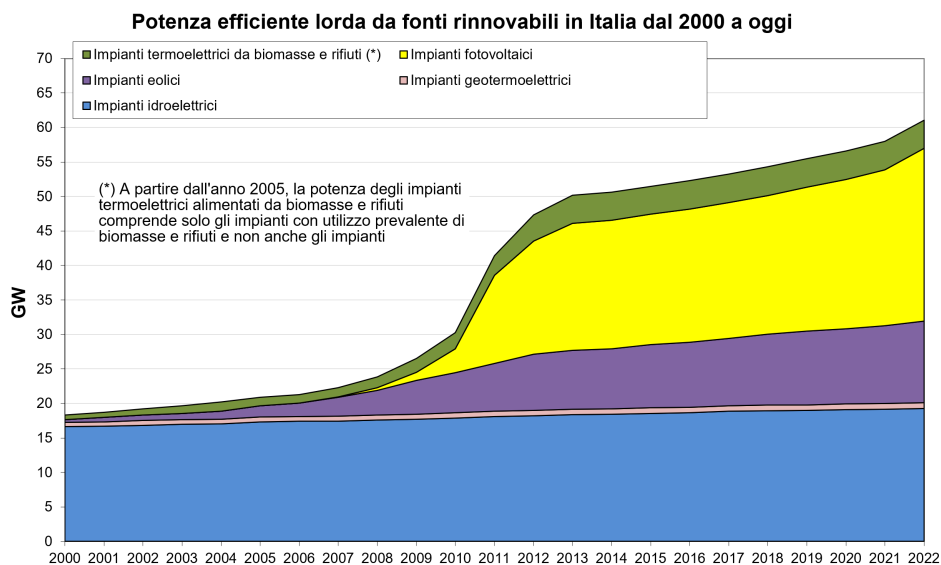
a 28,4 TWh escludendo gli apporti da pompaggio) per effetto della scarsa disponibilità idrica;

- un aumento della produzione fotovoltaica (da 25,0 TWh a 28,1 TWh) per effetto dell'installazione di nuovi impianti;
- una riduzione della produzione da biomasse (da 19,1 TWh a 17,6 TWh) probabilmente per effetto dell'aumento dei costi del combustibile.

Nel 2022, gli impianti eolici e fotovoltaici indicano per più del 48% della



(a)



(b)

Figura 3

produzione lorda da fonti rinnovabili (era il 39,5% nel 2021). Come si evidenzia dalla Figura 3a, 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 rin-

novabili in Italia è pari a circa 61,1 GW nel 2022 (era 58,0 GW nel 2021), corrispondente al 49,5% della potenza efficiente lorda complessiva (era il 48,4% nel 2021). Quest’ultima percentuale è in continua crescita per effetto dell’installazione di nuovi impianti di produzione eolici e fotovoltaici (Figura 3b): 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 560 MW nel 2022 rispetto al 2021 e, nel 2022, sono stati installati impianti fotovoltaici per + 2,5 GW.

1.3 Evoluzione della produzione termoelettrica

Come già evidenziato nella Figura 1, anche nell’ambito della produzione termoelettrica il mix di combustibili è stato radicalmente modificato negli ultimi anni, con sempre più marcata prevalenza del gas naturale e con la progressiva scomparsa dei prodotti petroliferi, anche per effetto della crescente diffusione dei cicli combinati a gas e degli interventi di repowering effettuati sulle preesistenti centrali, come ben evidenziato dalla Figura 4. Negli ultimi anni è stato registrato un aumento nella produzione termoelettrica da gas naturale per effetto di una minore idraulicità e di una conseguente minore produzione degli impianti idroelettrici.

Il 2022, rispetto all’anno precedente, anche per effetto delle soluzioni adottate (tra cui la massimizzazione della produzione da fonti diverse dal gas naturale) al fine di diminuire l’utilizzo di gas, è stato caratterizzato da:

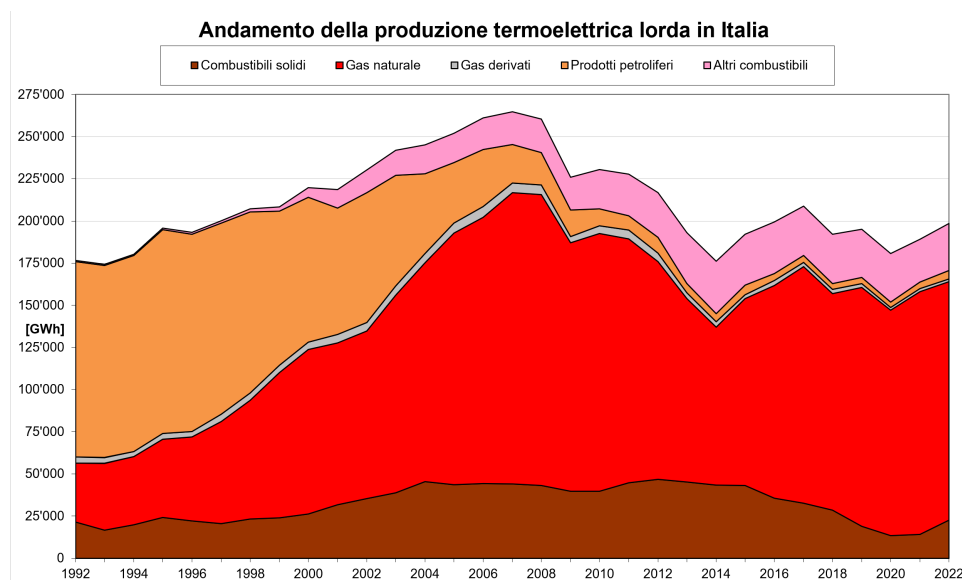
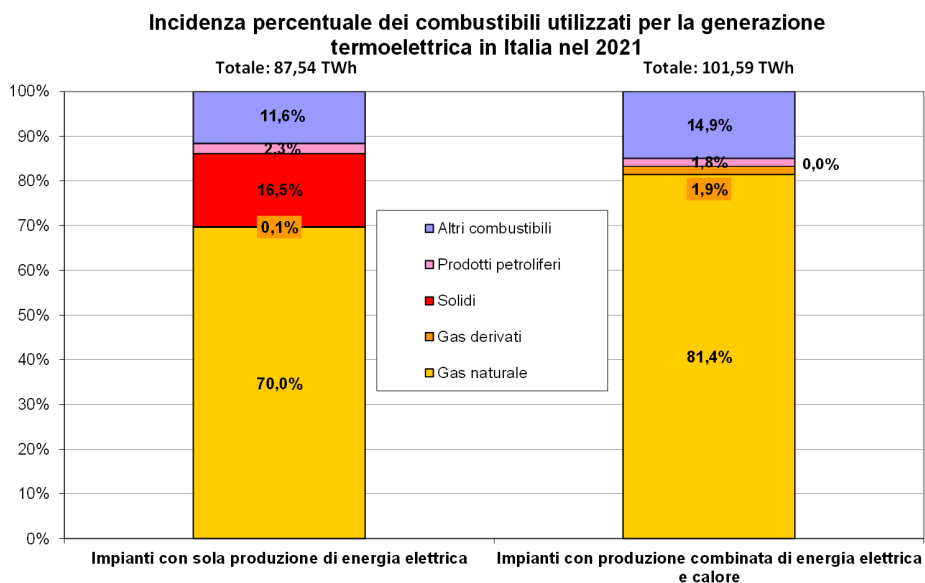
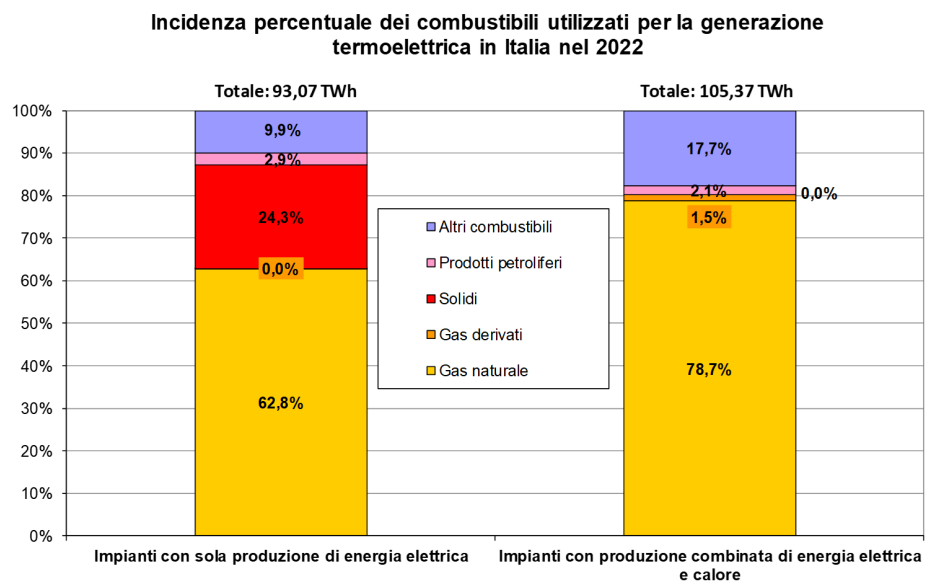


Figura 4: La voce “altri combustibili” include anche le biomasse



(a)



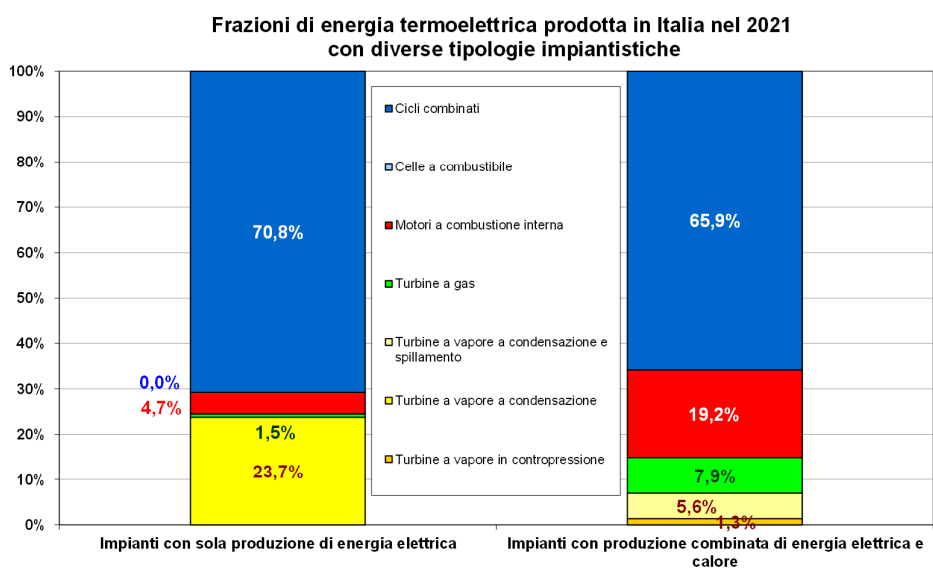
(b)

Figura 5

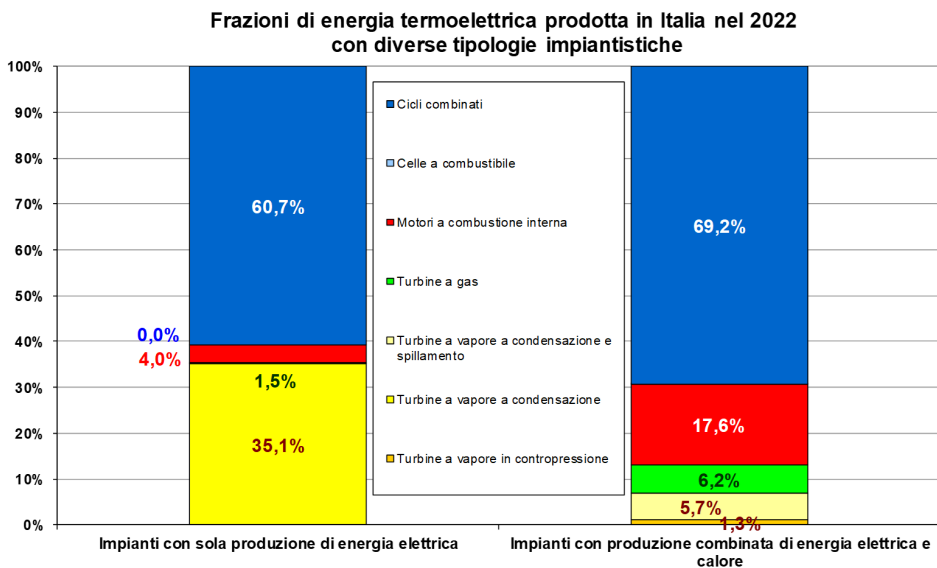
- una riduzione della produzione termoelettrica da gas naturale (da 144,0 TWh a 141,4 TWh) che comunque rimane il combustibile prevalente nel settore termoelettrico, tale da rappresentare il 49,8% della produzione lorda totale di energia elettrica nazionale;

- un aumento della produzione da carbone (da 14 TWh a 22,6 TWh);
- un aumento della produzione da olio combustibile (da 3,8 TWh a 4,9 TWh).

Buona parte della produzione termoelettrica è imputabile a impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, non necessariamente tutti



(a)



(b)

Figura 6

rientranti nell'ambito della **cogenerazione ad alto rendimento**.

La produzione di energia elettrica da impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, nel 2022, è risultata pari a 105,4 TWh (era 101,6 TWh nel 2021), a fronte di 93,1 TWh prodotti da impianti di sola produzione elettrica (era 87,5 TWh nel 2021).

La Figura 5 evidenzia il diverso utilizzo di combustibili tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore, benché in entrambi i casi risulti prevalente l'utilizzo di gas naturale (negli anni precedenti, invece, nel caso di impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica era risultato prevalente l'utilizzo del carbone). Da questa figura si nota il maggior utilizzo, anche in termini percentuali, di carbone e olio combustibile nel 2022 rispetto al 2021.

La Figura 6 evidenzia le tecnologie impiantistiche utilizzate per la sola produzione di energia elettrica e per la produzione combinata di energia elettrica e calore, da cui emerge la maggior incidenza delle soluzioni con motori a combustione interna nel caso cogenerativo rispetto al caso di sola produzione elettrica in quanto tali soluzioni si prestano soprattutto per utilizzi locali (dove tipicamente serve anche produzione di calore). Il maggior utilizzo del carbone e dell'olio combustibile nel 2022 rispetto al 2021 ha comportato una crescita dell'impiego di impianti con turbine a vapore e condensazione a fronte di un mino utilizzo dei cicli combinati per la sola produzione di energia elettrica.

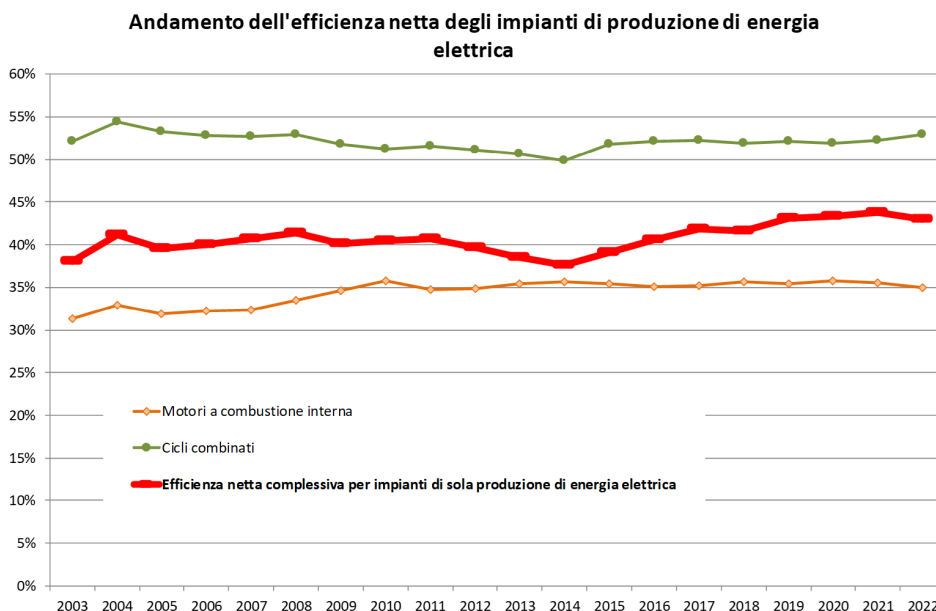


Figura 7

Infine, la Figura 7 evidenzia l'andamento, ormai piuttosto stabile, dei rendimenti netti per la sola produzione di energia elettrica.

1.4 Evoluzione della produzione di energia elettrica da impianti di Generazione Distribuita (GD)

Con riferimento ai dati dell'anno 2020 (gli ultimi ad oggi disponibili) relativi alla definizione di **Generazione Distribuita (GD)**², la **produzione lorda** è stata pari a circa 70,9 TWh, di cui il 76,7% derivante dalle **fonti rinnovabili** (il 40% da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da **fonti rinnovabili** in **GD** contribuiscono per circa 29 GW (di cui 23 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di circa 34 GW.

Con riferimento ai dati dell'anno 2020 relativi alla definizione di **GD** in precedenza utilizzata dall'**Autorità**³ (GD-10 MVA), la **produzione lorda** è stata pari a circa 58,1 TWh, di cui il 79,8% derivante dalle **fonti rinnovabili** (il 43,2% da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da **fonti rinnovabili** contribuiscono per circa 26

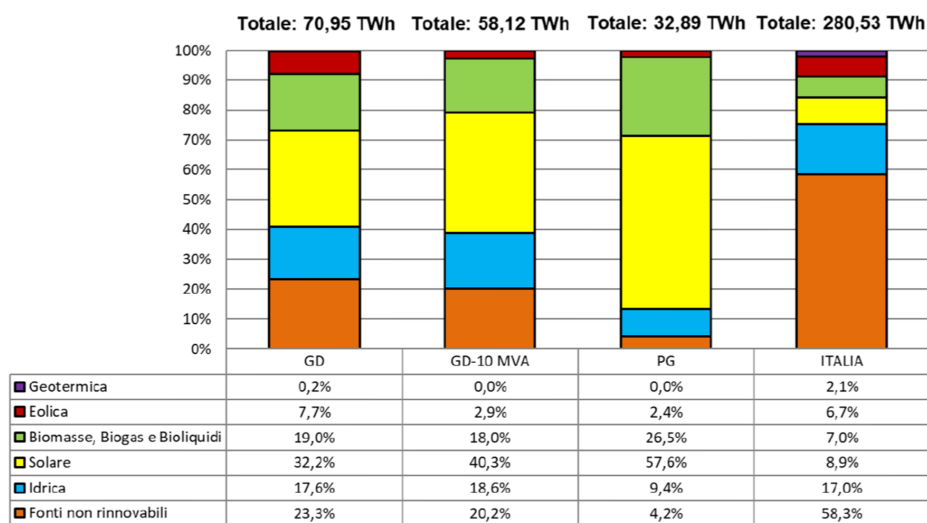


Figura 8: Differenza tra il mix produttivo nazionale, della GD, della GD-10 MVA e della PG

²Si noti che la definizione di **GD** è indipendente dal valore di potenza degli impianti.

³In precedenza, l'**Autorità** aveva definito e analizzato la generazione distribuita come l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA prendendo spunto da alcuni riferimenti normativi quali la Legge 239/04 [6] e partendo dalla considerazione che, storicamente, gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA sono sempre stati trattati come impianti "non rilevanti" ai fini della gestione del sistema elettrico complessivo.

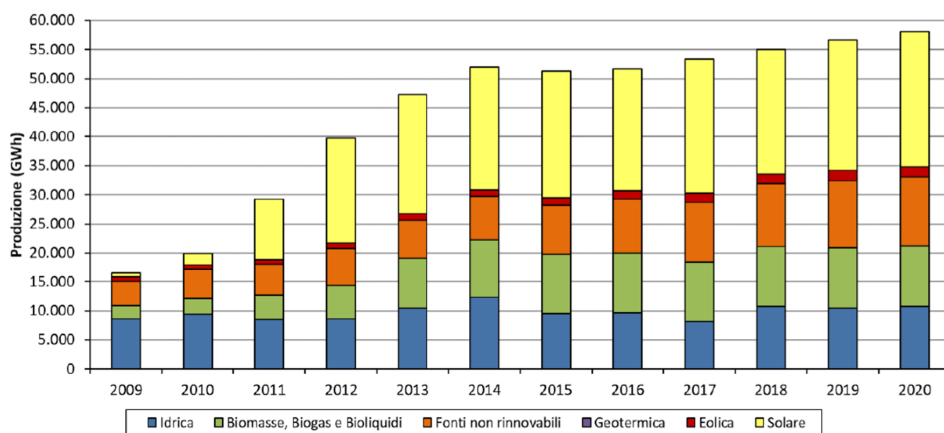


Figura 9: Evoluzione della **produzione lorda** da GD-10MVA

GW (di cui circa 21 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di 29 GW.

La Figura 8 mostra la forte differenza tra il mix produttivo nel caso di GD rispetto al mix nazionale per l'anno 2020. Emerge la rilevante incidenza delle **fonti rinnovabili**, in particolare di quelle aleatorie, nell'ambito della GD e della GD-10 MVA rispetto al totale nazionale. Gli impianti di GD vengono realizzati proprio per sfruttare le **fonti rinnovabili** diffuse sul territorio, oltre che per la produzione combinata di energia elettrica e calore dove serve calore (che non può essere trasportato se non per brevi distanze). Pertanto, nell'ambito della GD, assumono un ruolo di rilievo anche gli impianti di cogenerazione (sia alimentati da gas naturale sia da altri combustibili ivi inclusi biogas e biomasse). La citata forte differenza è ancora più evidente per la **Piccola Generazione (PG)**, definita come l'insieme degli impianti di produzione aventi potenza fino a 1 MW, per la quale il 95,8% della produzione è imputabile alle **fonti rinnovabili** (prevalentemente solare).

È altresì evidente dalla Figura 9 la crescita della produzione elettrica da impianti di GD, con riferimento alla cosiddetta GD-10 MVA, imputabile prevalentemente alla crescente diffusione degli impianti fotovoltaici.

2 Effetti del nuovo mix produttivo

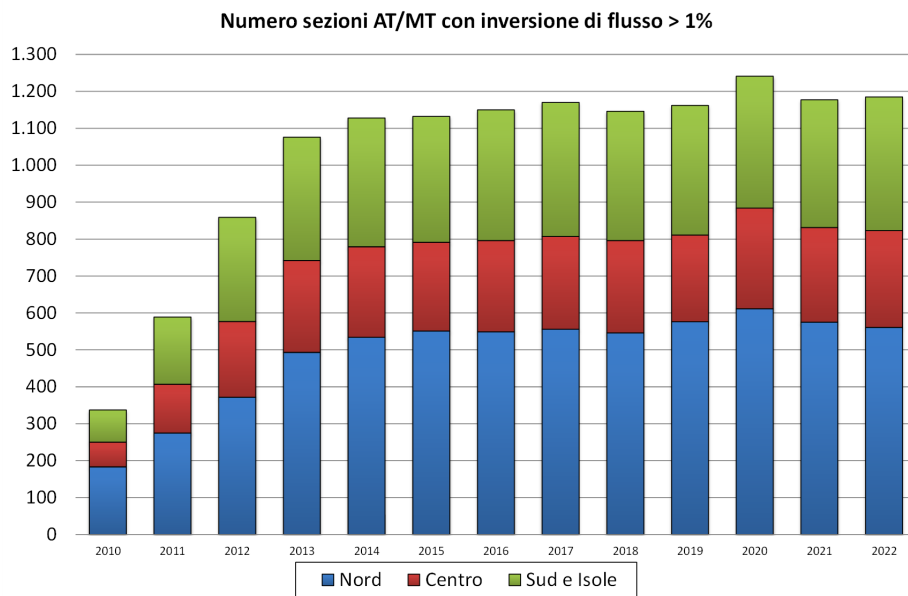
2.1 Effetti sulle reti elettriche

A differenza dei combustibili (fossili o rinnovabili, quali le biomasse) e della fonte idrica, le “nuove” fonti rinnovabili non possono essere usate all’occorrenza. Gli impianti eolici e fotovoltaici producono quando e dove è disponibile la fonte e non quando e dove l’energia elettrica deve essere disponibile per la copertura del carico: l’energia elettrica non è accumulabile ma, al più, tramite i sistemi di accumulo, può essere convertita in altre forme energetiche dalle quali è possibile produrre nuovamente energia elettrica (esistono diverse tipologie di sistemi di accumulo, quali pompaggi, batterie elettrochimiche, sistemi power to gas, ecc., tutte caratterizzate da elevati costi e perdite di conversione energetica non trascurabili).

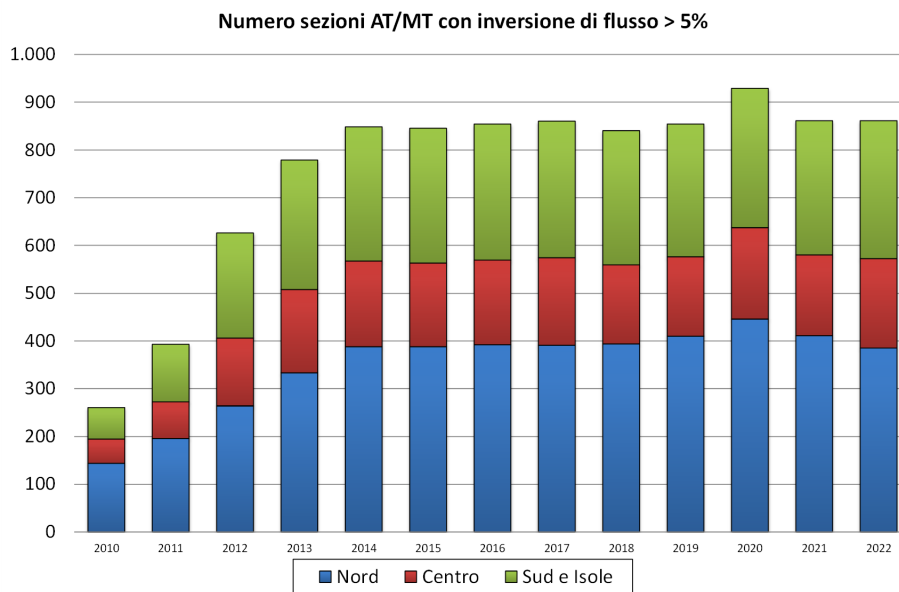
Pertanto, i flussi di energia elettrica in Italia sono molto cambiati negli ultimi anni sulla rete di trasmissione nazionale, per effetto dell’elevata diffusione delle nuove fonti rinnovabili soprattutto al sud, dove la domanda elettrica è minore: sulla rete di trasmissione nazionale l’energia elettrica non fluisce più da nord verso sud come in passato ma da sud (ricco di impianti eolici e fotovoltaici ma con bassa domanda) verso nord. Le stesse considerazioni valgono anche in relazione alle isole maggiori, Sicilia e Sardegna, ricche di impianti eolici e fotovoltaici ma con bassa domanda elettrica. Ciò può comportare l’insorgere congestioni di rete e può richiedere importanti interventi infrastrutturali.

Anche sulle reti di distribuzione si assiste a importanti modifiche nei flussi di energia elettrica. Infatti, la diffusione della generazione distribuita realizzata allo scopo di utilizzare le fonti rinnovabili, anche distanti dai luoghi di consumo, aumenta la probabilità che l’energia elettrica prodotta in modo diffuso non venga autoconsumata in sito o localmente. Accade quindi che l’energia elettrica immessa nelle reti elettriche di bassa o media tensione debba essere trasportata altrove, elevandola di tensione e comportando il fenomeno detto dell’inversione di flusso (nel senso che l’energia elettrica, che storicamente fluiva sulle reti di distribuzione dall’alta tensione verso la media e la bassa tensione, ora a volte risale di tensione per essere trasportata e consumata altrove).

Sulla base dei dati a oggi disponibili risulta che, nel 2021 e nel 2022, per circa il 30% (29,4% nel 2021 e 29,6% nel 2022) delle circa 4.000 sezioni **Alta Tensione (AT)/Media Tensione (MT)** delle cabine primarie si sono verificate inversioni di flusso per almeno l’1% delle ore. Per circa il 73% (73,2% nel 2021 e 72,7% nel 2022) di queste ultime, le inversioni di flusso hanno riguardato almeno il 5% delle ore. Le Figure 10a e 10b evidenziano l’andamento del numero delle sezioni **AT/MT** delle cabine primarie per le quali si sono verificate le inversioni di flusso dal 2010 al 2022: da esse si nota una sostanziale stabilizzazione negli ultimi anni, al netto del lieve picco nel



(a)



(b)

Figura 10

2020 in cui, a causa dell'emergenza pandemica, si è registrata una produzione da GD connessa nelle medesime reti in Bassa Tensione (BT) e MT superiore rispetto ai ridotti carichi elettrici.

Nei casi in cui si verifica l'inversione di flusso aumentano le perdite sulle reti elettriche proprio perché l'energia elettrica immessa nelle reti di bassa o media tensione viene elevata di tensione per poi essere trasportata altrove e riabbassata di tensione fino a raggiungere il luogo di utilizzo: la generazione distribuita comporta una riduzione delle perdite di rete solo nei casi in cui l'energia elettrica prodotta viene consumata lungo le reti a pari livello di tensione in aree limitrofe⁴.

Nell'attuale regolazione, la quantità di energia elettrica effettivamente immessa nelle reti di bassa e media tensione viene convenzionalmente maggiorata al fine di riconoscere alla generazione distribuita le perdite di rete evitate, almeno finché, su base nazionale, continuerà a verificarsi una riduzione complessiva di tali perdite: i fattori percentuali per tale maggiorazione sono stati aggiornati con la deliberazione 377/2015/R/eel, a valere dal 1 gennaio 2016, e sono stati posti pari al 2,3% nel caso di energia elettrica immessa nelle reti di media tensione e al 5,2% nel caso di energia elettrica immessa

⁴Più in dettaglio:

- con riferimento alle perdite sulle linee elettriche a livello di tensione superiore a quello a cui sono connessi gli impianti e nelle sezioni di trasformazione dal livello di tensione immediatamente superiore a quello a cui sono connessi gli impianti a livelli ancora superiori, la generazione distribuita comporta in generale (in assenza di inversioni di flusso) una riduzione delle perdite nei limiti in cui riduce i transiti di energia elettrica;
- con riferimento alle perdite presso le sezioni di trasformazione dal livello di tensione a cui sono connessi gli impianti al livello di tensione immediatamente superiore, in generale vi è diminuzione di perdite quando la quota di carico coperta dagli impianti di produzione nelle reti al medesimo livello di tensione è sempre inferiore al carico complessivo. Qualora invece vi sia inversione di flusso, in particolare se prolungata e frequente, la generazione distribuita comporta una riduzione complessiva di perdite sempre meno evidente rispetto al caso di rete passiva fino ad arrivare a casi in cui le perdite complessive possono addirittura aumentare per effetto della doppia trasformazione (che si verifica nei casi in cui l'energia elettrica non consumata è trasportata a livelli di tensioni superiori rispetto a quello di immissione e successivamente ricondotta a livelli di tensione più bassi);
- con riferimento alle perdite sulle linee elettriche al medesimo livello di tensione a cui sono connessi gli impianti, nel caso in cui la potenza immessa in rete, ora per ora, è inferiore a quella complessivamente assorbita dai carichi alimentati delle medesime linee, la generazione distribuita (nei limiti in cui consenta un avvicinamento fra produzione e consumo, indipendentemente dalla fonte utilizzata, dai rapporti commerciali tra clienti finali e produttori e dall'eventuale presenza di collegamenti elettrici diretti tra impianti di produzione e unità di consumo) comporta una riduzione delle perdite registrabili nei tratti di rete in esame; nel caso, invece, di una forte diffusione puntuale/localizzata della generazione distribuita, si possono verificare situazioni in cui le perdite sulla linea, eventualmente anche solo in alcune ore dell'anno, aumentano rispetto all'assetto di rete passiva. Tale situazione si evidenzia soprattutto nel caso in cui gli impianti sono direttamente collegati alle cabine primarie o secondarie o richiedono la realizzazione di nuovi estesi tratti di rete (ad esempio, perché sono ubicati in aree distanti dai centri di consumo).

nelle reti di bassa tensione. Solo nel caso di energia elettrica ammessa a beneficiare delle tariffe fisse onnicomprensive, non è applicata la predetta maggiorazione convenzionale, perché le tariffe riconosciute, in tali casi, sono onnicomprensive.

Infine, le reti elettriche non sono state originariamente progettate per gestire le immissioni di energia ma solo per ricevere energia elettrica dai livelli di tensione superiore per portarla ai clienti finali. Quanto detto può richiedere importanti interventi anche sulle reti di distribuzione, non solo per trasportare altrove l'energia prodotta dalla generazione distribuita e non consumata in loco ma anche per implementare gli accorgimenti e installare i dispositivi necessari per garantire la qualità e la continuità del servizio in un contesto mutato rispetto a quello di progetto.

2.2 Effetti sulla copertura del carico e sul dispacciamento

Come negli anni precedenti, anche nel 2021 e nel 2022, in tutte le zone di mercato nazionali sono evidenti le differenze (Figura 11) tra il profilo di carico complessivo (linea continua) e il profilo di carico residuo, cioè il profilo del carico non già coperto dalla GD e dalle fonti aleatorie (linea tratteggiata), sulla base dei dati medi dei giorni, rispettivamente, lavorativi e festivi del mese di aprile. L'area gialla rappresenta la porzione di carico coperta dagli impianti di produzione alimentati dalle **fonti rinnovabili** non programmabili e dalla GD.

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 osserva 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.

Al fine di seguire le rampe (serale e mattutina) è necessario attivare azioni rapide di bilanciamento (tra domanda e offerta di energia elettrica), realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di risposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno. Naturalmente serve un maggior numero di impianti di questo tipo, tutti contemporaneamente disponibili, all'aumentare della pendenza della curva di carico residuo. Le risorse migliori per questo servizio sono le unità idroelettriche di produzione e pompaggio (ove disponibili⁵), che possono entrare in servizio e variare la produzione in tempi rapidissimi. Possono essere utilizzati anche gli impianti termoelettrici che devono, però, essere mantenuti al minimo tecnico nelle ore in cui la loro produzione non serve (hanno, infatti, tempi di accensione lunghi), comportando che una parte di carico deve comunque essere coperta da tali impianti.

⁵Si noti, infatti, che gli impianti idroelettrici sono disponibili soprattutto sull'arco alpino, mentre le rampe sono piuttosto ripide soprattutto al Sud.

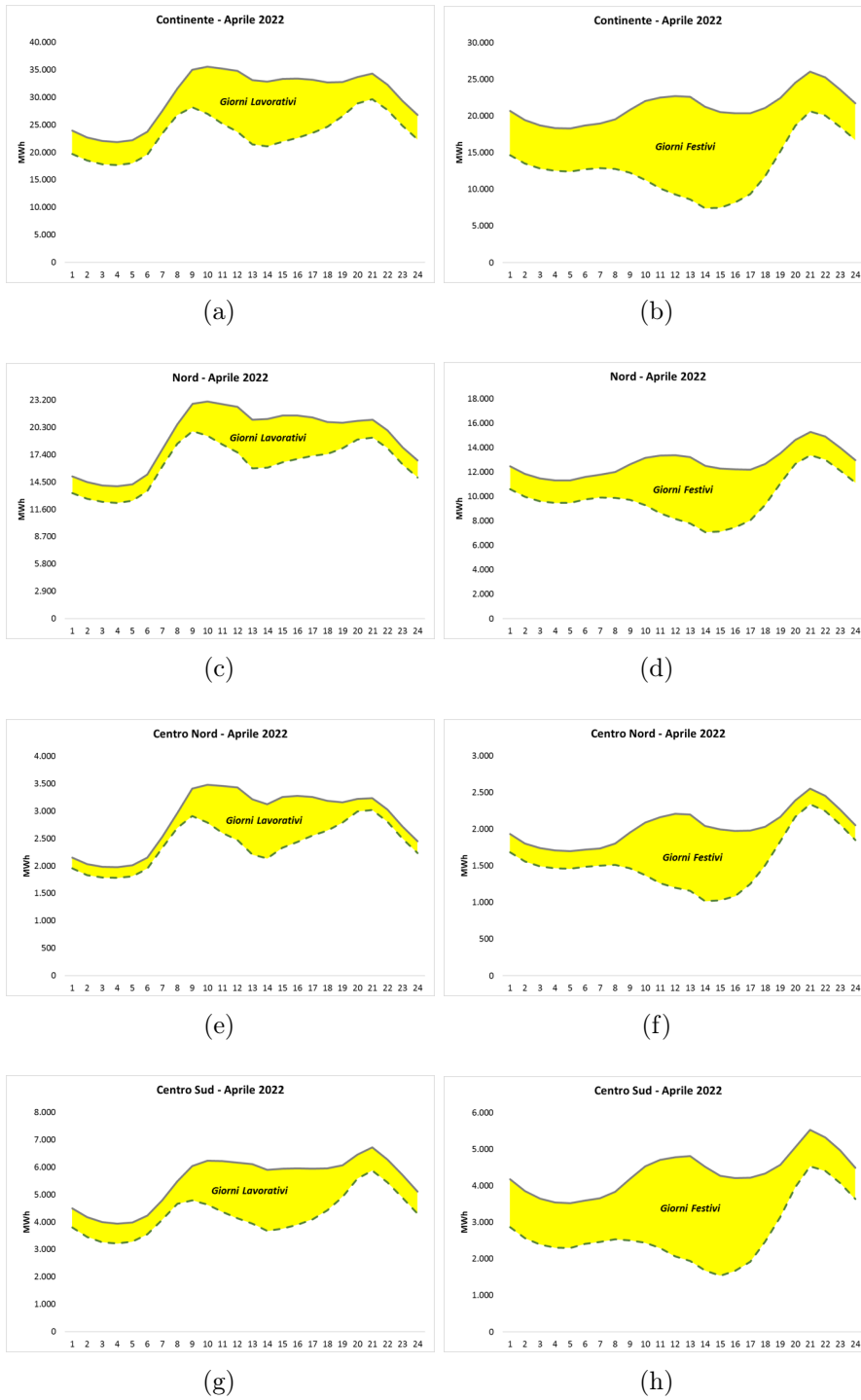


Figura 11

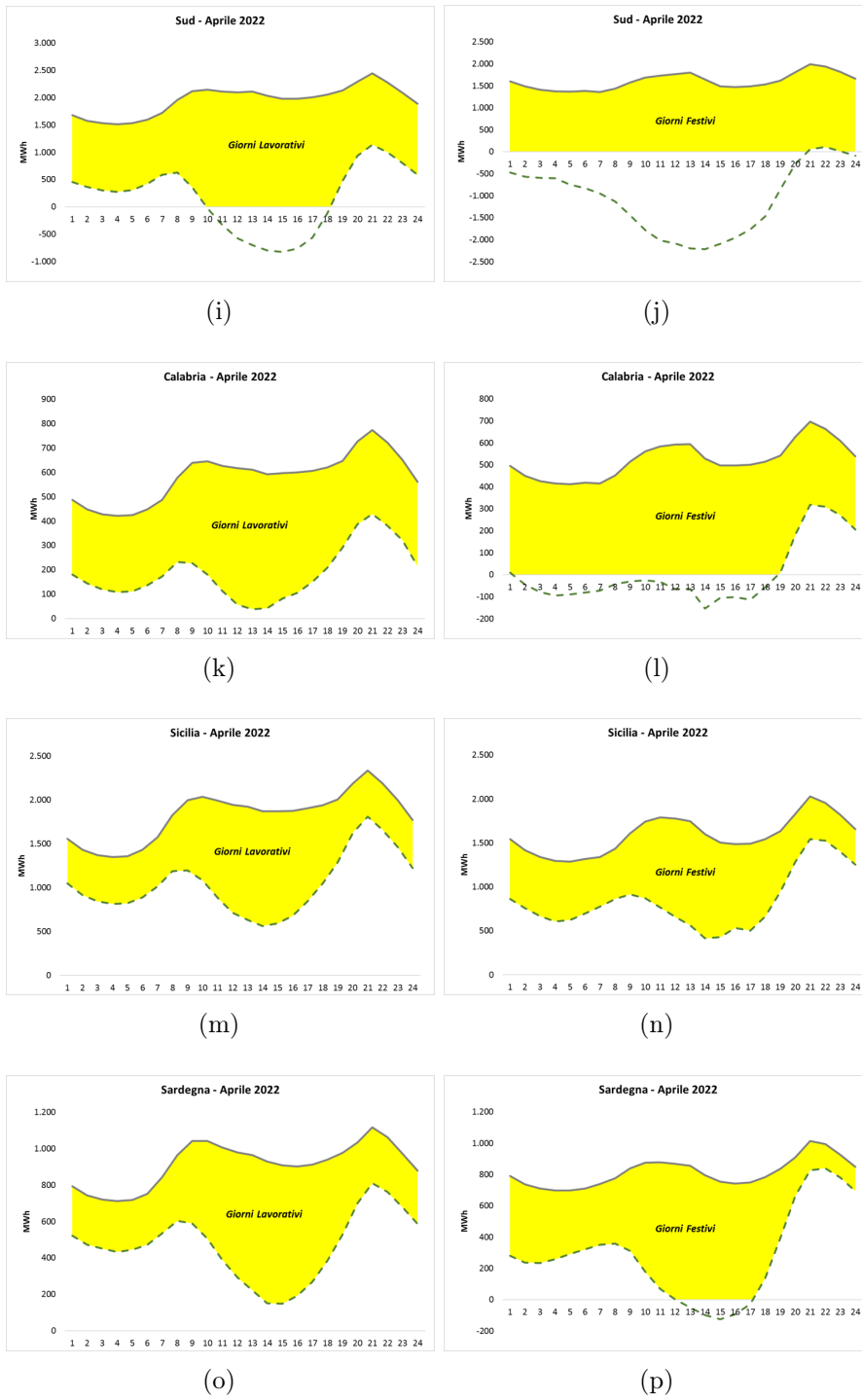


Figura 11

Si osserva anche che in alcune zone di mercato, in parecchie ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è superiore rispetto al carico totale (soprattutto nei giorni festivi ma ormai anche nei giorni lavorativi). Qualora tale produzione non possa essere trasportata altrove e qualora nelle zone limitrofe non vi siano impianti al minimo tecnico sufficienti per compensare l'eventuale venire meno delle fonti aleatorie, si renderebbe necessario un intervento di riduzione della produzione da fotovoltaici ed eolici.

L'aumentare dell'incidenza delle fonti non programmabili e il contestuale venir meno di impianti programmabili può ridurre i margini di riserva (cioè la potenza disponibile nelle ore in cui è necessaria per soddisfare i consumi elettrici in assenza di altri impianti di produzione), rendendo il sistema non adeguato alla copertura del carico, nonché le risorse per i cosiddetti servizi ancillari (si riducono, cioè, gli impianti in grado di modificare la propria produzione all'occorrenza per garantire i corretti valori di frequenza di rete e il corretto profilo di tensione, nonché per coprire in ogni istante il carico), il che può essere un problema per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. Pertanto, ci si attende che con l'aumentare della capacità rinnovabile non programmabile, **TERNA** sarà tenuta ad approvvigionarsi di volumi crescenti di fabbisogno di riserva attraverso il mercato per il servizio di dispacciamento per garantire l'esercizio del sistema in condizioni di sicurezza e adeguatezza.

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.

Infine, gli impianti alimentati dalle “nuove” **fonti rinnovabili** e dotati di inverter sono caratterizzati da una bassa inerzia: ciò comporta che, in un sistema sempre più caratterizzato dalla loro presenza e dal venir meno di impianti tradizionali, a seguito di un evento perturbativo sulle reti la frequenza diminuisca maggiormente e più rapidamente rispetto al caso di un sistema con elevata inerzia (data dalle masse rotanti delle turbine che contraddistinguono gli impianti termoelettrici di elevata taglia), richiedendo nuovi e tempestivi interventi di ripristino.

2.3 Effetti sui profili di prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica

Per effetto della diffusione delle **fonti rinnovabili** aleatorie e della presentazione di offerte sui mercati anche in relazione agli impianti di produzione alimentati da tali fonti, ormai da un decennio è cambiato il profilo di prezzo che si forma sul **Mercato del Giorno Prima (MGP)**.

In particolare, mentre storicamente i prezzi più alti si formavano nelle ore diurne, in corrispondenza della massima richiesta di energia elettrica in rete,

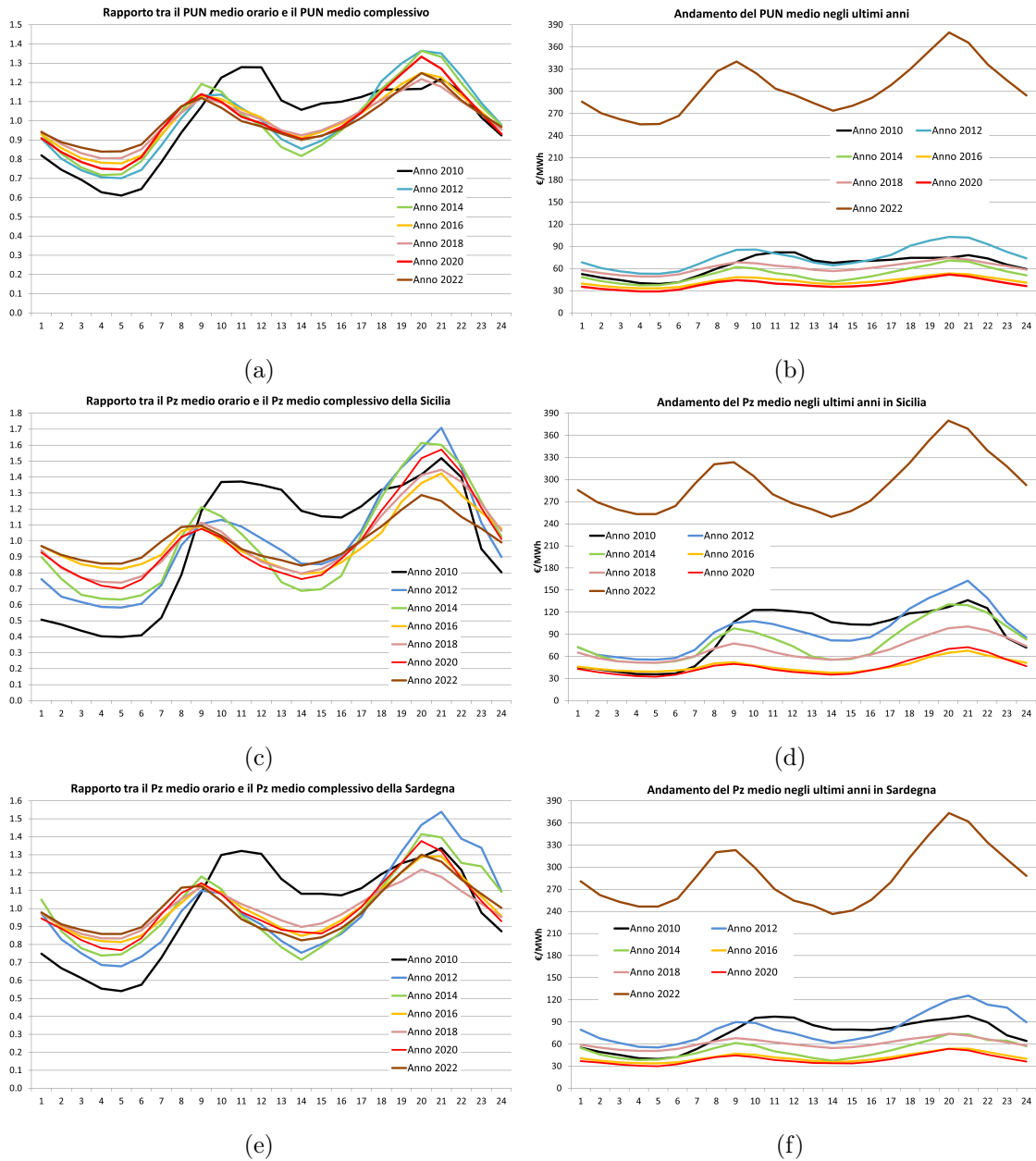


Figura 12

attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica. La Figura 12a 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 **Prezzo Unico Nazionale (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, in modo che le società di vendita possano presentare anche offerte commerciali a prezzo orario.

La Figura 12b 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.

Infine, le Figure 12c e 12d evidenziano, rispettivamente, l'evoluzione del profilo dei prezzi zionali (**Pz**) sul **MGP** relativi alla Sicilia e l'andamento di tali prezzi medi; le Figure 12e e 12f sono analoghe alle precedenti ma riferite alla Sardegna.

Da queste 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.

2.4 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 [43]), 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 [44]). 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 2022:

- l'energia elettrica non prodotta da impianti eolici per effetto delle limitazioni imposte da **TERNA** è stimata in 301 GWh, pari al 1,5% della totale produzione eolica del medesimo anno. Tale valore è in riduzione rispetto agli anni precedenti (491 GWh nel 2021, 822 GWh

nel 2020⁶, circa 500 GWh in ciascuno dei tre anni precedenti) per effetto di alcuni interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale nelle aree caratterizzate da elevata densità di potenza eolica installata, della prosecuzione degli interventi afferenti al Dynamic Thermal Rating e ottimizzazione dell'utilizzo degli asset in tempo reale per assicurare il massimo ritiro possibile dell'energia eolica prodotta in sicurezza⁷. Gli impianti eolici hanno subito limitazioni soprattutto nella zona Sud (50% dell'energia elettrica non prodotta). Sulla base delle informazioni rese disponibili da **TERNA**, risulta che le limitazioni imposte alla produzione eolica nel 2022 derivano da:

- a) esigenze di sicurezza del sistema. Esse incidono per circa il 62% della mancata produzione eolica (di cui il 49% in condizioni di rete non integra per fuori servizio programmati o guasti/avarie verificatisi in tempo reale). Più in dettaglio, esse sono riconducibili a periodi di elevata ventosità con conseguente congestione sulle sezioni interzonalì (prevalentemente le sezioni Sud-Centro Sud e Sardegna-Centro Sud) e a condizioni di rete non integra in corrispondenza di fuori servizio per lavori programmati (e.g. linee 380 kV Avellino Nord – S. Sofia, 380 kV Latina-Garigliano ad aprile, 380 kV Scandale – Rossano a maggio e ottobre, 380 kV Altomonte

⁶L'anno 2020 è stato caratterizzato dall'emergenza sanitaria COVID-19 che ha comportato una forte contrazione dei consumi elettrici (-5,3% rispetto all'anno precedente), soprattutto nel periodo primaverile in corrispondenza del lockdown nazionale. Ciò ha comportato l'esigenza, da parte di **TERNA**, di ricorrere maggiormente alle azioni di modulazione degli impianti alimentati da **fonti rinnovabili** non programmabili.

⁷Negli ultimi anni, **TERNA** sta realizzando interventi di sviluppo della rete di trasmissione elettrica che serviranno a incrementare la magliatura e l'affidabilità della rete, a rinforzare le dorsali tra Sud, dove è maggiore la produzione di energia elettrica da **fonti rinnovabili**, e Nord, dove è più sostenuta la domanda di energia elettrica, nonché a potenziare i collegamenti fra le isole e il Continente. Nel corso del 2022 sono stati realizzati interventi che hanno comportato la risoluzione mirata di limiti di portata, l'introduzione di nuove logiche per il sistema di difesa e l'installazione di dispositivi DTR (Dynamic Thermal Rating), che hanno consentito di incrementare i limiti di transito tra zone di mercato in maniera permanente dal 1° gennaio 2023. In particolare, sulla base degli elementi resi disponibili da **TERNA**, risulta che il limite di transito sulla sezione SUD-CSUD sia stato incrementato di 100 MW e quello sulla frontiera Nord di 300 MW (tali incrementi si sommano a quelli di 1600 MW già conseguiti dal 1° gennaio 2021 a fronte di analoghi interventi). Nel corso del 2022, **TERNA** ha anche proseguito l'installazione di compensatori sincroni, reattori e STATCOM (STATic COMPensator) che, in condizioni di consumi ridotti e profili di tensione alti, consentono di gestire in sicurezza la rete. In particolare, nel corso del 2022, sono stati installati dispositivi per un totale di circa 3.000 MVar di capacità di regolazione aggiuntiva. Inoltre, il Piano di Sviluppo 2023 prevede interventi di sviluppo della rete di trasmissione che serviranno a incrementare la magliatura e l'affidabilità della rete, a rinforzare le dorsali tra Sud e Nord, nonché a potenziare i collegamenti fra le isole e il Continente. Gli interventi di sviluppo della rete contribuiranno al superamento delle congestioni relative alla produzione degli impianti alimentati da **fonti rinnovabili**, nonché a garantire una maggiore flessibilità nell'allocazione della riserva grazie all'aumento della disponibilità al mutuo soccorso tra le diverse aree.

- Feroletto nel mese di ottobre, 380 kV Paternò-Chiaramonte Gulfi a novembre, cavo HVDC SAPEI nel mese di dicembre);
- b) congestioni locali anche dovute a lavori di manutenzione/sviluppo (di cui il 32,1% in condizioni di rete non integra per fuori servizio programmati lungo le principali direttrici su cui insistono gli impianti eolici oggetto di modulazione). Più in dettaglio, le riduzioni della produzione eolica sono associate alle principali direttrici maggiormente soggette a tali fenomeni (ad esempio: Benevento2 - Bisaccia380, Genzano – Oppido, Bisaccia380 - Montecorvino). Alcune di queste riduzioni sono state effettuate in condizioni di rete non integra in corrispondenza di fuori servizio per lavori (ad esempio: linea 150 kV SE Flumeri - CP Flumeri a giugno, linea 150 kV CP Benevento – CP Benevento Industriale, linea 150 kV Vallesaccarda – SE Flumeri a settembre, linea 150 kV SE Castelnuovo – CP Calabritto e 150 kV SE Castelnuovo – CP Calitri ad ottobre, SE Monteferrante – CP Carunchio a gennaio, novembre e dicembre).

La mancata produzione eolica, stimata dal **GSE** e oggetto di remunerazione al prezzo zonale orario, nel 2022 è risultata pari a 235 GWh, in attuazione delle disposizioni di cui alla Deliberazione ARG/elt 5/10 [43]⁸, per un totale di 40 milioni di euro (il consuntivo nel 2021 è stato pari a 392 GWh per un totale erogato di 36 milioni di euro e nel 2020 è stato pari a 820 GWh per un totale erogato di 20 milioni di euro). Pur a fronte di una riduzione della mancata produzione eolica oggetto di remunerazione (in coerenza con la complessiva riduzione delle limitazioni imposte alla produzione eolica), negli ultimi due anni si riscontra un aumento del costo sostenuto, per effetto dell'aumento dei prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica;

- con riferimento agli impianti fotovoltaici, 23 impianti di produzione sono stati interessati dal servizio di modulazione straordinaria nel 2022. L'energia elettrica non prodotta è prevalentemente nelle zone Centro Sud e Sardegna e stimabile complessivamente in circa 3,4 GWh, in riduzione di circa il 22% rispetto al 2021;
- con riferimento agli impianti geotermoelettrici, nel corso del 2022 sono state interessate dal servizio di modulazione straordinaria 13 impianti di produzione ubicati in zona di mercato Centro-Nord. L'energia elettrica

⁸Si 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), recentemente modificato dall'**Autorità** con la Deliberazione 195/2019/R/efr [45], che valuta l'affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di riduzione della produzione eolica impartiti da **TERNA**.

non prodotta è stimabile in circa 14 GWh (in aumento di 12 GWh su base annuale) a causa di attività su elettrodotti a 132 kV a cui tali impianti risultano collegati in derivazione rigida;

- con riferimento agli impianti idroelettrici ad acqua fluente, nel corso del 2022 si sono verificate indisponibilità di elementi di rete che hanno determinato la modulazione straordinaria di 71 impianti di produzione prevalentemente ubicati nella zona Nord, mentre la parte restante ha riguardato le zone Centro-Sud e Sardegna. Complessivamente, la mancata produzione di tali impianti è stimabile in circa 28 GWh, circa la metà rispetto al 2021 per effetto della riduzione delle indisponibilità di elementi di rete, e in linea con gli anni precedenti.

Nel caso di impianti diversi dagli eolici non sono al momento definite modalità di remunerazione della mancata produzione in quanto essa appare tuttora poco rilevante o saltuaria e comunque non eccede le franchigie entro le quali comunque non verrebbe prevista nessuna remunerazione⁹.



Il distacco della **GD**, invece, è stato operato in pochissime occasioni (quali il 20 aprile 2014, giorno di Pasqua, con limitato riferimento agli impianti di pura produzione direttamente connessi alle cabine primarie delle imprese distributrici, il 20 marzo 2015, giorno dell'eclisse solare, in via precauzionale, e il 12 aprile 2020, giorno di Pasqua). Allo stato attuale, non sono definite modalità di remunerazione della mancata produzione da **GD** in quanto essa appare tuttora poco rilevante e comunque non eccede le franchigie precedentemente richiamate.

⁹Il 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 [43] 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 [44] 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.

3 Evoluzione delle connessioni di impianti di produzione

3.1 Richieste di connessione di impianti di produzione e preventivi accettati

Negli ultimi tre anni si sta assistendo a un importante aumento delle richieste di connessione ricevute dalle imprese distributrici per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di BT e MT. Nel 2021 si sono registrate circa 144.000 richieste per una potenza di circa 13,5 GW e nel 2022 si sono registrate circa 355.000 richieste per una potenza di circa 26,3 GW, dati che dimostrano un considerevole aumento rispetto ai minimi verificati nel 2015, ma anche rispetto al precedente picco che si è manifestato nel 2011)¹⁰. Nell'anno 2022, rispetto all'anno precedente, si è verificato un rilevante aumento dal punto di vista numerico (+211.000 richieste di connessione, pari al +146%), accompagnato da un considerevole aumento in termini di potenza richiesta in immissione (+12,8 GW, pari al +95%).

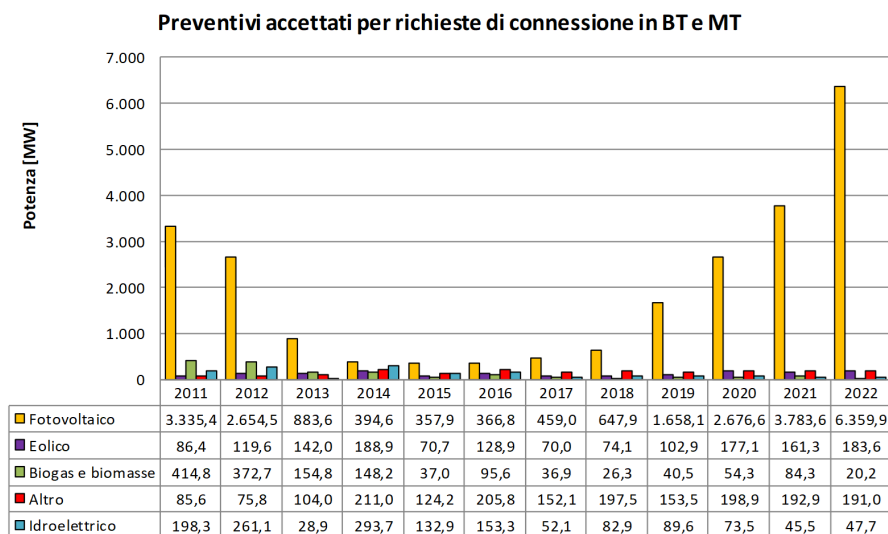


Figura 13: L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi

Analogamente, si è assistito a un aumento dei preventivi accettati (Figura 13 e Figura 15): con riferimento alle richieste di connessione effettuate negli ultimi due anni oggetto dell'analisi, sono stati accettati circa 113.000 preventivi nel 2021 e quasi 290.000 preventivi nel 2022 a cui corrispondono, rispettivamente, una potenza di circa 4,3 GW e di 6,8 GW.

¹⁰I dati sono riferiti alle attività che sono state svolte negli anni dal 2011 al 2022 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

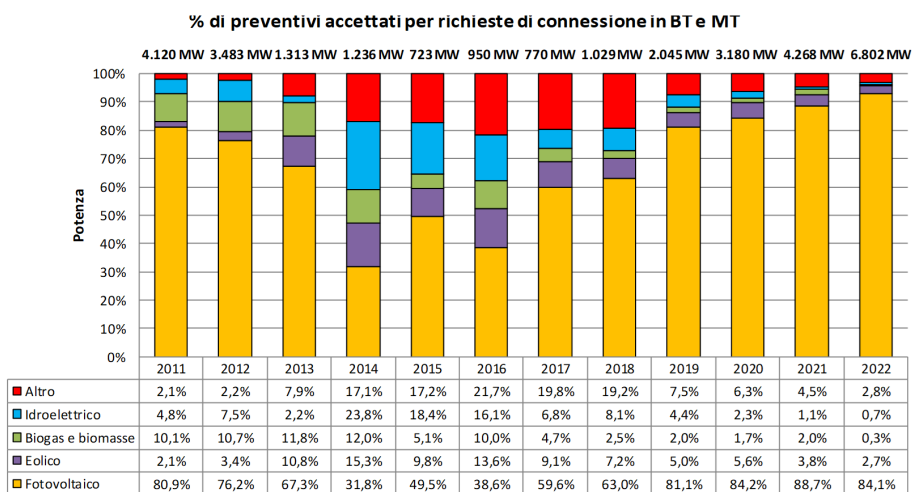


Figura 14: L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi

La Figura 14 mostra l'andamento della potenza associata ai preventivi accettati, in termini percentuali.

La Figura 15 mostra l'andamento del numero di preventivi accettati relativi alle richieste di connessione in BT e MT, suddivisi per fonte. Confrontando il numero dei preventivi accettati e le potenze a essi associate, si nota che gli

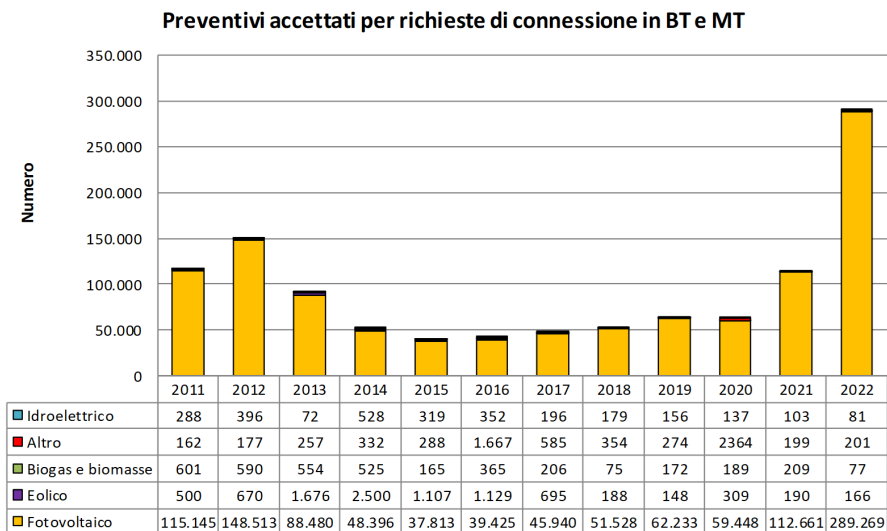


Figura 15: L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi

impianti fotovoltaici continuano a rappresentare la quasi totalità delle nuove richieste di connessione per piccole potenze: molto spesso sono richieste di connessione relative a impianti fotovoltaici da destinare al consumo in sito, progettati in funzione delle necessità locali.

A tale riguardo, si rileva che un numero significativo dei preventivi accettati per impianti fotovoltaici, sia nel 2021 che nel 2022, è relativo a impianti fotovoltaici che possono usufruire dell'iter semplificato con Modello Unico, introdotto dal Decreto Ministeriale 19 maggio 2015 [20] e successivamente modificato dall'articolo 25 del Decreto Legislativo 199/2021 [7]; l'iter semplificato con Modello Unico è riservato a impianti fotovoltaici aventi potenza fino a 50 kW (limite poi aumentato a 200 kW nel 2023) e per i quali i relativi produttori contestualmente richiedono l'accesso al regime dello scambio sul posto ovvero al ritiro dedicato ovvero ai meccanismi incentivanti previsti dall'articolo 7, comma 1, lettera a), e dall'articolo 8 del Decreto Legislativo 199/2021 [7]. In particolare, nell'anno 2021 sono state confermate circa 35.000 pratiche di connessione con Modello Unico (rispetto al totale di 112.000 preventivi accettati relativi a impianti fotovoltaici) per una potenza in immissione pari a circa 160 MW (rispetto al totale di circa 3,8 GW dei preventivi accettati relativi a impianti fotovoltaici), mentre nell'anno 2022 sono state confermate circa 108.000 pratiche di connessione con Modello Unico (rispetto al totale di poco meno di 290.000 preventivi accettati relativi a impianti fotovoltaici) per una potenza in immissione pari a poco meno di 582 MW (rispetto al totale di circa 6,4 GW dei preventivi accettati relativi a impianti fotovoltaici).

Questi numeri afferenti agli anni 2021 e 2022, nonché i dati preliminari relativi ai primi mesi del 2023 resi disponibili dalle imprese distributrici, confermano che negli ultimi due anni (in particolare nel 2022) il carico di lavoro in capo alle imprese distributrici è stato molto elevato e difficilmente programmabile rispetto ai dati storici nonché alle previsioni di installazione di nuovi impianti di produzione; si evidenzia, in particolare, che tale carico di lavoro è relativo soprattutto alla predisposizione dei preventivi per la connessione (in funzione delle richieste di connessione pervenute, indipendentemente dalla successiva accettazione da parte dei soggetti richiedenti) e in termini di realizzazione e attivazione delle connessioni (in funzione dei preventivi per la connessione accettati e delle conclusioni positive degli iter autorizzativi relativi alla realizzazione degli impianti di produzione e alla realizzazione degli impianti di rete per la connessione¹¹ e degli eventuali sviluppi/adequamenti delle reti elettriche esistenti dei gestori di rete).

La Figura 16 mostra l'andamento dei tempi medi per la messa a disposizione del preventivo da parte delle imprese distributrici¹². In particolare, tra

¹¹L'impianto di rete per la connessione, ai sensi del [Testo Integrato delle Connessioni Attive \(TICA\)](#), è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione.

¹²Si ricorda che, ai sensi della regolazione vigente, i tempi massimi di messa a disposizione del preventivo sono pari a 20 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a

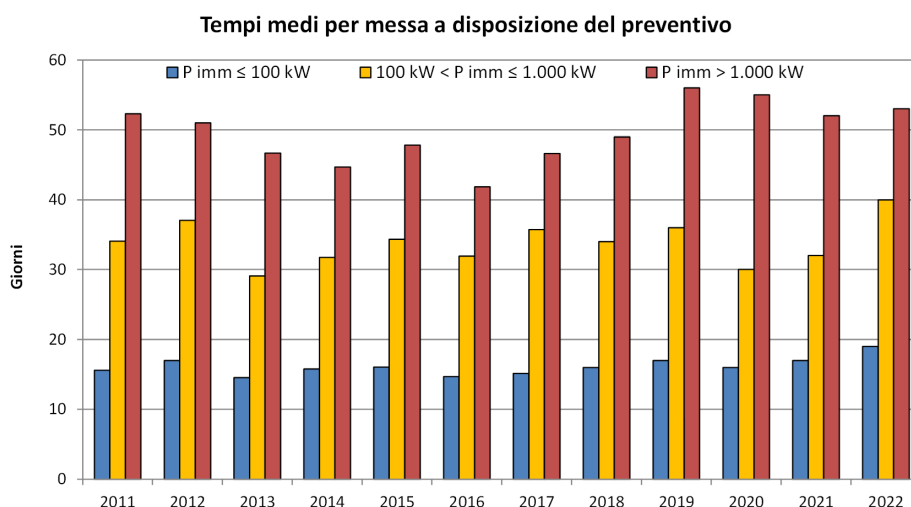


Figura 16: L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati rilasciati i preventivi

il 2011 e il 2022:

- per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, i tempi medi si sono mantenuti pressoché costanti, intorno ai 16 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 15 giorni lavorativi nell'anno 2013 e un valore massimo pari a 19 giorni lavorativi nell'anno 2022;
- per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW, i tempi medi si sono mantenuti abbastanza costanti intorno ai 34 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 29 giorni lavorativi nell'anno 2013 e un valore massimo pari a 40 giorni lavorativi nell'anno 2022;
- per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW, i tempi medi si sono mantenuti abbastanza costanti intorno ai 50 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 42 giorni lavorativi nell'anno 2016 e un valore massimo pari a 56 giorni lavorativi nell'anno 2019 (52 giorni lavorativi nell'anno 2021 e 53 giorni lavorativi nell'anno 2022).

La Figura 17 mostra l'andamento dei tempi medi per la realizzazione della connessione da parte delle imprese distributrici, al netto delle interruzioni consentite (di solito relative alle tempistiche autorizzative per gli impianti di produzione e per gli impianti di rete per la connessione relativi ai medesimi impianti di produzione). In particolare, tra il 2011 e il 2022:

100 kW, 45 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW e 60 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

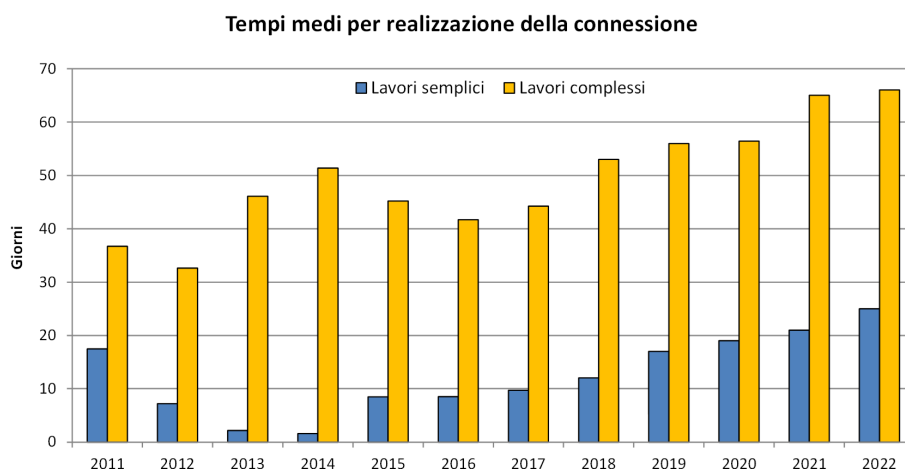


Figura 17: L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono state effettuate le connessioni

- nel caso di lavori semplici¹³, i tempi medi sono stati pari a 12 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 2 giorni lavorativi negli anni 2013 e 2014 e un valore massimo pari a 25 giorni lavorativi nell'anno 2022 (e pari a 21 giorni lavorativi nell'anno 2021);
- nel caso di lavori complessi¹⁴, i tempi medi sono stati pari a 50 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 33 giorni lavorativi nell'anno 2012 e un valore massimo pari a 66 giorni lavorativi nell'anno 2022 (e pari a 65 giorni lavorativi nell'anno 2021).

Si evidenzia, pertanto, un generale lieve aumento delle tempistiche medie delle imprese distributrici nel 2022 rispetto agli anni precedenti, a fronte di un rilevante aumento delle pratiche da gestire.

Come evidenziato nella Figura 18, nell'anno 2020 sono stati riconosciuti indennizzi automatici conseguenti a ritardi imputabili alle imprese distributrici (in fase di messa a disposizione del preventivo o di realizzazione della

¹³I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto dell'impresa distributtrice eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura. Il tempo massimo per la realizzazione della connessione, come previsto dalla regolazione vigente, è pari a 30 giorni lavorativi.

¹⁴I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto dell'impresa distributtrice in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici. Il tempo massimo per la realizzazione della connessione, come previsto dalla regolazione vigente, è pari a 90 giorni lavorativi e tale valore può essere incrementato, per un valore pari a 15 giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in MT eccedente il primo chilometro. Inoltre, nel caso in cui l'impianto per la connessione implichi interventi su infrastrutture in alta tensione, l'impresa distributtrice comunica il tempo di realizzazione della connessione, espresso in giorni lavorativi, nel preventivo per la connessione, descrivendo gli interventi da effettuare sulle infrastrutture in alta tensione.

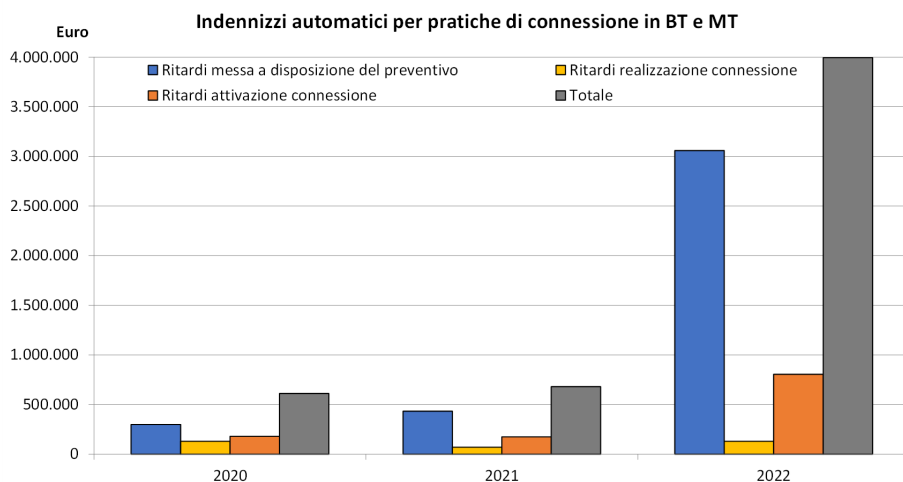


Figura 18: L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono state effettuate le connessioni ovvero sono stati erogati gli indennizzi automatici

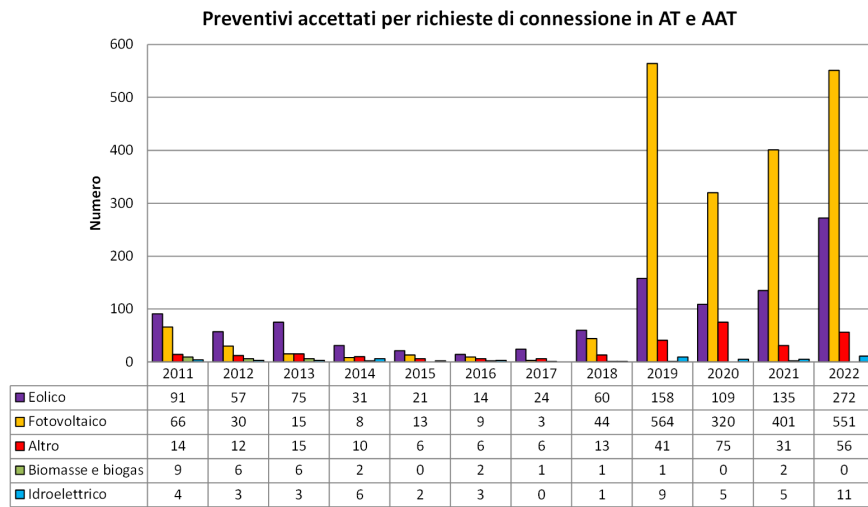
connessione o di attivazione della connessione medesima) per un totale pari a circa 610.000 euro¹⁵, nell'anno 2021 sono stati riconosciuti indennizzi automatici per un totale pari a circa 680.000 euro mentre nell'anno 2022 sono stati riconosciuti indennizzi automatici per un totale pari a quasi 4.000.000 euro. L'incremento notevole nell'anno 2022 rispetto agli anni precedenti è dovuto principalmente al grande numero di richieste di connessione pervenute. I ritardi che hanno comportato l'erogazione di tali indennizzi automatici nel 2022 non sono comunque stati tali da registrare tempi medi per le diverse prestazioni superiori rispetto alle prescrizioni del [Testo Integrato delle Connessioni Attive](#), come evidenziato in precedenza.

Nel 2022, il 75% del totale degli indennizzi automatici erogati (circa 3.000.000 euro) deriva da ritardi delle imprese distributrici nella messa a disposizione dei preventivi, a testimonianza della difficoltà riscontrata nel gestire il grande numero di richieste di connessione pervenute in poco tempo. Sempre con riferimento al 2022, si evidenzia che i preventivi per la connessione messi a disposizione in ritardo sono stati il 3,9% del totale (era l'1,9% nel 2020 e il 2,1% nel 2021).

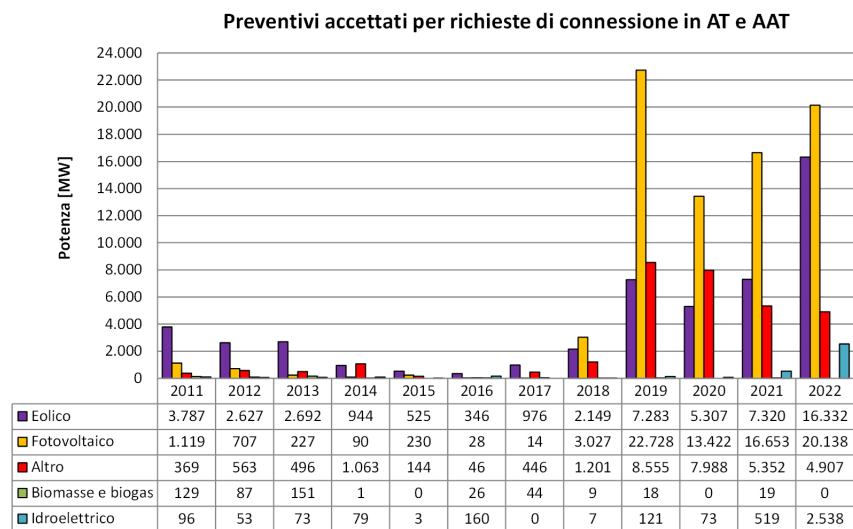


Con riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta (sia reti di distribuzione che [Rete di Trasmissione](#)

¹⁵Si evidenzia che i dati relativi all'anno 2020 sono stati aggiornati dalle competenti imprese distributrici rispetto ai dati inizialmente comunicati all'[Autorità](#) e descritti nella Relazione 483/2021/I/efr [42].



(a)



(b)

Figura 19: L'anno riportato nel grafico è l'anno in cui sono state richieste le connessioni, non l'anno in cui sono stati accettati i preventivi

Nazionale (RTN)) e altissima tensione (solo RTN), negli anni dal 2011 al 2017 si è assistito a una riduzione progressiva delle richieste di connessione, sia in termini di numero che di potenza, mentre nel periodo 2018-2022 si è verificato un rilevante incremento di richieste di connessione, sia in termini di numero che in termini di potenza. Analizzando nello specifico gli ultimi due anni, nel 2021 sono state presentate 2.293 richieste di connessione per un valore

di potenza complessivo pari a circa 155 GW, mentre nel 2022 sono state presentate 3.523 richieste di connessione per un valore di potenza complessivo pari a circa 262 GW.

In modo analogo, negli ultimi due anni si è verificato un notevole incremento dei preventivi accettati, 574 per una potenza di poco meno di 30 GW nel 2021 e 890 per una potenza di poco meno di 44 GW nel 2022. Come evidenziato nella Figura 19a e nella Figura 19b, la maggior parte dei preventivi accettati, sia in termini di numero che in termini di potenza, si riferisce a impianti fotovoltaici ed eolici (soprattutto eolici *on-shore*, in particolare nel 2022 per il quale si ha a disposizione tale dettaglio).

Con riferimento alle richieste di connessione alla RTN per impianti eolici, nel 2022 sono state presentate 903 richieste per una potenza complessiva pari a circa 123,8 GW (di cui 89 richieste pari a circa 77,5 GW relative a impianti eolici *off-shore*); per 533 richieste di connessione pari a circa 60,4 GW sono stati messi a disposizione i relativi preventivi (di cui 40 pari a circa 34 GW relativi a impianti eolici *off-shore*); per 263 richieste di connessione pari a circa 16 GW sono stati accettati i relativi preventivi (di cui 3 pari a circa 2 GW relativi a impianti eolici *off-shore*).

Con riferimento alle richieste di connessione alla RTN per sistemi di accumulo, ricomprese nel sottoinsieme “altro” nella Figura 19a e nella Figura 19b, si evidenzia che:

- nel 2021 sono state presentate 82 richieste per una potenza complessiva pari a circa 5,8 GW; per 39 richieste di connessione pari a circa 3,4 GW sono stati messi a disposizione i relativi preventivi e per 18 richieste di connessione pari a circa 1,1 GW sono stati accettati i relativi preventivi;
- nel 2022 sono state presentate 284 richieste per una potenza complessiva pari a circa 19,7 GW; per 114 richieste di connessione pari a circa 7,4 GW sono stati messi a disposizione i relativi preventivi e per 44 richieste di connessione pari a circa 2,8 GW sono stati accettati i relativi preventivi.

3.2 Svolgimento delle procedure di connessione

La Figura 20 evidenzia l'andamento della potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi (pur in assenza del completamento del procedimento autorizzativo) per i quali non è ancora stata attivata la connessione e l'andamento della potenza associata alle connessioni attivate.

Con riferimento al periodo 2011-2018 si è assistito all'aumento, per un valore di potenza media di circa 2 GW all'anno, della potenza attivata e, soprattutto, a una costante riduzione della potenza in attesa di connessione, per effetto sia delle attivazioni effettuate sia della decadenza dei preventivi accettati a cui non ha più fatto seguito la realizzazione dell'impianto di produzione (si rimanda, al riguardo, alle disposizioni regolatorie previste dal TICA); più in dettaglio, la decadenza dei preventivi accettati nel periodo

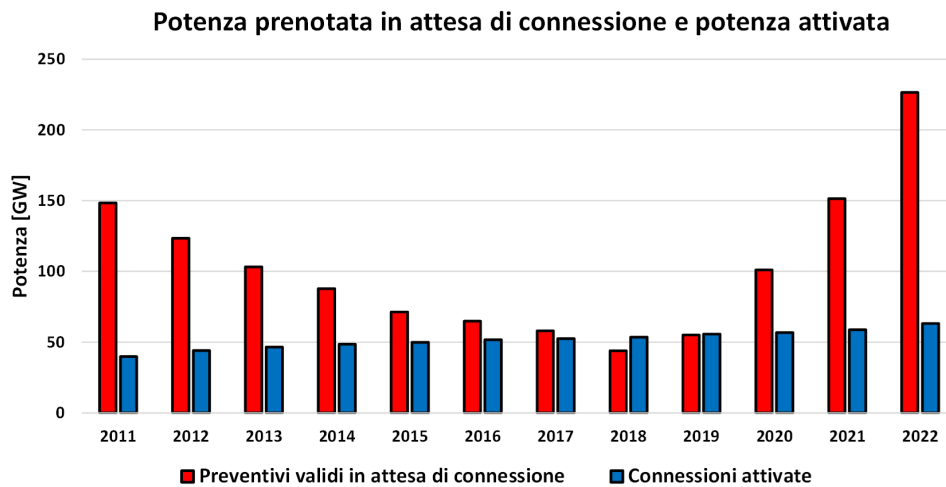


Figura 20

2011-2018, per un totale di circa 104 GW (di cui, circa 89 GW relativi alla RTN e circa 15 GW relativi alle reti di distribuzione) è imputabile agli esiti negativi dei relativi iter autorizzativi, alla rinuncia da parte dei soggetti richiedenti la connessione ovvero al mancato rispetto delle diverse tempistiche previste dal TICA.

Nell'anno 2019 – in cui, come evidenziato nel paragrafo 3.1, si è registrato un primo incremento delle richieste di connessione sia alla RTN che alle reti di distribuzione – si è assistito all'aumento della potenza in attesa di connessione di circa 11 GW rispetto all'anno 2018; inoltre, nel medesimo anno 2019, si è assistito a un aumento della potenza attivata pari a circa 2 GW (andamento analogo a quello del periodo 2011-2018).

Con riferimento al periodo 2020-2022 si assiste al graduale e continuo aumento della potenza attivata, con incrementi, rispetto a ciascun anno precedente, di circa 1 GW nel 2020, di circa 2 GW nel 2021 e di circa 5 GW nel 2022. Nel medesimo periodo 2020-2022 si è assistito a un rilevante incremento della potenza in attesa di connessione, con incrementi, rispetto a ciascun anno precedente, di circa 46 GW nel 2020 (più della metà relativi a preventivi accettati nel 2019), di circa 50 GW nel 2021 e di circa 75 GW nel 2022; infine, nell'anno 2022 si è raggiunto un valore totale di potenza in attesa di connessione pari a circa 226 GW. Il rilevante incremento della potenza in attesa di connessione è dovuto al notevole aumento delle richieste di connessione e ai relativi preventivi accettati nel medesimo periodo 2019-2022 (come evidenziato nel paragrafo 3.1).

Occorre tuttavia notare che, soprattutto nel caso di richieste di connessione in alta e altissima tensione, non a tutti i preventivi accettati corrisponde la realizzazione e l'attivazione della corrispondente connessione.

Con riferimento alla potenza in attesa di connessione, si evidenzia che

l'articolo 33 del **TICA**, prevede, nel caso di impianti di produzione di potenza nominale superiore a 1 MW, che la soluzione tecnica minima generale (STMG) indicata nel preventivo rimanga valida per:

- 210 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in **MT**;
- 270 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione,

al netto del tempo impiegato dal gestore di rete per validare il progetto relativo all'impianto di rete per la connessione. Superate le tempistiche precedentemente descritte senza che il procedimento per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione sia stato completato ovvero senza che sia stato completato con esito positivo il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) qualora previsto, la STMG indicata nel preventivo assume un valore indicativo e potrebbe essere oggetto di eventuale ridefinizione, anche tenendo conto delle iniziative che permangono e arrivano a effettiva autorizzazione e realizzazione.

Con riferimento alle richieste di connessione alla **RTN**, nel caso di tutti gli iter autorizzativi conclusi positivamente e nel caso di tutte le connessioni attivate negli anni oggetto di analisi, le STMG definite nel preventivo accettato sono state confermate da **TERNA**, anche qualora siano state superate le tempistiche previste dall'articolo 33 del **TICA** e precedentemente richiamate.

4 Evoluzione della regolazione del dispacciamento elettrico

4.1 Introduzione

La progressiva diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, spesso utilizzate tramite impianti di GD, e il progressivo venir meno di impianti termoelettrici che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica richiede rilevanti interventi sia dal punto di vista infrastrutturale sia dal punto di vista del dispacciamento, al fine di incrementare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, nel rispetto degli obiettivi europei, sfruttando il loro potenziale e, allo stesso tempo, garantendo adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico.

Per quanto riguarda il dispacciamento, nel 2017 (si veda la Deliberazione 300/2017/R/eel [46]) l'Autorità ha avviato una fase di sperimentazione in vista dell'innovazione del dispacciamento elettrico. Essa si esplica tramite progetti pilota a cui possono partecipare tutte le unità di produzione e di consumo, inclusi gli accumuli, tecnicamente in grado di erogare servizi ancillari, anche in forma aggregata, rendendo disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento e fermo restando il principio della neutralità tecnologica: i progetti pilota, pertanto, non sono differenziati sulla base delle fonti, delle tecnologie, né delle tipologie delle unità di produzione o di consumo e sono aperti a tutte le unità che rispettano i requisiti tecnici necessari per l'erogazione dei servizi (in questo senso assumono la valenza di regolazione pilota). La fase di sperimentazione riguarda soprattutto:

- la partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), tramite il quale vengono selezionate le risorse che erogano la maggior parte dei servizi ancillari, della domanda e delle unità di produzione, inclusi i sistemi di accumulo, in precedenza non abilitate;
- le modalità di aggregazione, ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e al MSD, delle unità di produzione e di consumo;
- la definizione di nuovi servizi ancillari (per i quali vengono definiti i relativi fabbisogni e vengono individuate le relative modalità di approvvigionamento delle risorse, nonché la remunerazione spettante).

Essa è funzionale alla costruzione del TIDE – Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, che ha la finalità di riformare l'attività di dispacciamento in modo tale da:

- garantire la sicurezza del sistema elettrico, in modo efficiente e al minor costo, nell'attuale contesto in rapida e continua evoluzione, caratterizzato dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e

della **GD**, nonché dalla progressiva riduzione dell'utilizzo degli impianti programmabili;

- razionalizzare il quadro regolatorio generale del dispacciamento in modo da raggruppare in un unico corpo normativo tutte le disposizioni che sono state adottate nel corso degli anni in coerenza con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo.

4.2 Sperimentazione della partecipazione al MSD delle unità precedentemente non abilitate e delle relative modalità di aggregazione

I primi progetti pilota avviati hanno avuto la finalità di sperimentare la partecipazione volontaria al MSD delle unità diverse da quelle obbligatoriamente abilitate (cioè unità diverse dalle unità di produzione termoelettriche e idroelettriche di potenza almeno pari a 10 MW).

Le condizioni tecniche per l'abilitazione, definite da **TERNA** in modo neutro rispetto alla tecnologia, devono consentire la massima partecipazione possibile delle unità di produzione e/o di consumo, ma anche accumuli, a favore della concorrenza, evitando barriere tecniche non necessarie per l'erogazione del servizio. Inoltre, l'abilitazione deve essere ottenibile per la fornitura anche di un solo servizio (e non necessariamente per tutti i servizi oggi previsti per gli impianti programmabili di elevata taglia) e deve essere consentita la possibilità di dichiararsi disponibili alla fornitura di un servizio "asimmetrico" ovvero che preveda esclusivamente un incremento (oppure decremento) del proprio profilo di immissione (oppure di prelievo). In tal modo la partecipazione al MSD può essere il più possibile flessibile.

La controparte di **TERNA** per l'erogazione dei servizi ancillari è il **prestatore di servizi di bilanciamento – Balancing Service Provider (BSP)** che può essere distinto dal **responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party (BRP)**. Il **BSP** è responsabile per la corretta erogazione dei servizi ancillari e per l'eventuale mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, mentre il **BRP** è responsabile della programmazione di immissioni e prelievi e degli sbilanciamenti effettivi rispetto al proprio programma in corrispondenza dei punti di dispacciamento di cui è responsabile.

Inoltre, poiché la nuova apertura del MSD riguarda unità di produzione e unità di consumo anche di piccola taglia, diventa importante valutare le loro possibili aggregazioni per l'erogazione di servizi ancillari, affinché il contributo che possono dare al sistema non sia trascurabile e sia più semplice la loro partecipazione al MSD.

Il **BSP**, che storicamente ha erogato servizi ancillari solo tramite impianti programmabili di elevata taglia, diventa pertanto anche un aggregatore di risorse diffuse. La sua nuova attività di aggregazione è molto diversa rispetto alla tipica attività di aggregazione, su base zonale, di un **BRP**. Infatti,

l'aggregazione ai fini del MSD non può trascurare i reali vincoli di rete perché altrimenti risulterebbe inutile se non addirittura dannosa per il sistema: dal punto di vista del sistema elettrico, l'aggregato è l'equivalente di un singolo impianto che fornisce servizi ancillari. La movimentazione di uno qualunque dei suoi componenti per erogare i servizi richiesti non deve generare nuovi problemi derivanti da vincoli di rete perché non ci sarebbe più il tempo necessario per risolverli.

L'aggregato ai fini della partecipazione al MSD prende il nome di UVA (Unità Virtuale Abilitata).

Infine, poiché le unità oggetto di nuova abilitazione al MSD sono spesso connesse alle reti di distribuzione, cambia il ruolo dei distributori che diventano facilitatori neutrali per l'approvvigionamento di risorse per i servizi ancillari globali. Questo ruolo, in generale, può essere esercitato in modo statico come attualmente avviene nel corso delle sperimentazioni (cioè valutando le possibili movimentazioni delle unità inserite in una UVA) o in modo dinamico (cioè valutando, ogni volta, le offerte effettivamente presentate dal BSP ai fini dell'erogazione di servizi ancillari).

4.2.1 Il progetto pilota UVAM

Le **Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)** sono unità di produzione (ivi inclusi eventuali sistemi di accumulo) e/o unità di consumo che possono essere aggregate ai fini dell'erogazione di servizi ancillari. Il primo regolamento di questa sperimentazione è stato approvato con la Deliberazione 422/2018/R/eel [47]); la sperimentazione è stata avviata a partire dal 1 novembre 2018 ed è tuttora in corso.

Il perimetro delle **UVAM**, all'interno del quale vengono aggregate unità di produzione e unità di consumo ai fini della partecipazione al MSD, è stato inizialmente definito da **TERNA**, in prima approssimazione, su base provinciale o regionale, senza ancora tenere conto delle reali caratteristiche delle reti elettriche (concettualmente, i perimetri geografici di aggregazione dovrebbero essere definiti in coerenza con il modello di rete utilizzato dall'algoritmo per la selezione delle offerte accettate sul MSD, in modo tale che la movimentazione delle unità incluse nelle UVA non comporti violazioni di vincoli di rete). I perimetri di aggregazione dovranno, pertanto, evolversi anche in funzione dei servizi ancillari che il **BSP** intende erogare. Le **UVAM** possono essere di due tipi:

- a) UVAM-A, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione non rilevanti, di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA, e di unità di consumo;

- b) UVAM-B, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA e unità di consumo che condividono il medesimo punto di connessione alla rete (queste UVAM hanno pertanto un perimetro di aggregazione nodale).

Inoltre, le UVAM rilevano solamente per la partecipazione al MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, ogni unità appartenente all'UVAM continua a rimanere inserita nei punti di dispacciamento già oggi esistenti.

Le UVAM devono essere caratterizzate da una capacità modulabile (a salire o a scendere) pari ad almeno 1 MW e possono essere abilitate alla fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva secondaria, la riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e il bilanciamento.

Con la Deliberazione 70/2021/R/eel [48], è stata approvata la versione del regolamento UVAM vigente nel periodo oggetto della presente relazione che introduce, tra l'altro, test di affidabilità senza preavviso, di durata minima di un'ora e durata massima di due ore (per un numero massimo di quattro test in un anno per ciascuna UVAM), al fine di verificare l'effettiva operatività e affidabilità delle UVAM. L'esito del test è considerato positivo qualora il livello di performance risulti superiore al 90%, sia al netto che al lordo dei carichi interrompibili. In caso di esito negativo di tre test, anche non consecutivi, in un anno, l'UVAM viene disabilitata dal MSD con decorrenza dal primo giorno del mese successivo a quello di svolgimento del terzo test di affidabilità con esito negativo.

I servizi resi dalle UVAM sono remunerati:

- tramite la normale remunerazione derivante da MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (pay as bid) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
- tramite la fornitura a termine delle risorse, limitatamente alla fase di sperimentazione.

Con la già richiamata Deliberazione 70/2021/R/eel [48], sono state ridefinite, con effetti dall'1 maggio 2021, le modalità di selezione delle risorse contrattualizzate a termine. In particolare, per quanto attiene al periodo oggetto della presente relazione, sono stati introdotti i seguenti prodotti, con i relativi fabbisogni (ferma restando la quantità massima pari a 1000 MW complessivamente approvvigionabile a termine), al fine di meglio rappresentare le esigenze di risorse da parte del sistema elettrico (esigenze concentrate in prevalenza nelle ore serali):

i. tre prodotti annuali:

- un prodotto annuale pomeridiano con strike price pari a 200 €/MWh, per un quantitativo massimo pari a 112 MW per l'Area di Assegnazione A¹⁶ e 28 MW per l'Area di Assegnazione B¹⁷ (prodotto pomeridiano);
- un prodotto annuale serale con strike price pari a 400 €/MWh, per un quantitativo massimo pari a 224 MW per l'Area di Assegnazione A e 56 MW per l'Area di Assegnazione B (prodotto serale 1);
- un prodotto annuale serale con strike price pari a 200 €/MWh per un quantitativo massimo pari a 224 MW per l'Area di Assegnazione A e 56 MW per l'Area di Assegnazione B (prodotto serale 2);

ii. eventuali prodotti infra-annuali per quantitativi corrispondenti ai fabbisogni dei prodotti richiamati al precedente punto i. non interamente soddisfatti nelle relative aste annuali oppure ad eventuali quantitativi ceduti o comunque per quantitativi ulteriori definiti sulla base delle esigenze del sistema;

iii. eventuali prodotti mensili:

- pomeridiani con strike price pari a 200 €/MWh, per un quantitativo massimo (distinto per l'Area di Assegnazione A e per l'Area di Assegnazione B) individuato da **TERNA** per ciascun mese a seconda delle esigenze del sistema elettrico;
- serali con strike price pari a 400 €/MWh, per un quantitativo massimo (distinto per l'Area di Assegnazione A e per l'Area di Assegnazione B) individuato da **TERNA** per ciascun mese a seconda delle esigenze del sistema elettrico;
- serali con strike price pari a 200 €/MWh, per un quantitativo massimo (distinto per l'Area di Assegnazione A e per l'Area di Assegnazione B) individuato da **TERNA** per ciascun mese a seconda delle esigenze del sistema elettrico.

Tali prodotti e i valori dello strike price sono tuttora in corso di revisione.

Inoltre, i **BSP**, in relazione ai prodotti pomeridiani, devono presentare su MSD offerte per il bilanciamento a salire per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 15:00 e le ore 18:00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì, ad un prezzo non superiore allo strike price. Invece, in relazione ai prodotti serali, i **BSP** devono presentare su MSD offerte per il bilanciamento a salire per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 18:00 e le ore 22:00 di

¹⁶L'Area di Assegnazione A è costituita dalle zone di mercato Nord e Centro-Nord.

¹⁷L'Area di Assegnazione B è costituita dalle zone di mercato Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

Tipologia	n° UVAM							Potenza abilitata a salire [MW]							Potenza abilitata a scendere [MW]									
	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	TOT	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	TOT	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	TOT
Immissione	1	6	3	38	1	2	4	55	6.1	30.5	5.8	186.1	6.8	3.2	22.2	260.7	6.1	9.8	3	93.2	6.8	0	6.5	125.4
Prelievo		6	5	13			2	26		10.4	11.6	52.2			4.5	78.7		0	2.1	0			0	2.1
Prelievo con interrompibili		1		3				4		20		17.5				37.5		0		0				0
Misto	2	5	16	74		3	2	102	7.2	48	102	331.7		27	49	564.6	0	0	2	16.4		0	0	18.4
Misto con interrompibili		5	3	14				22		28.3	6	132.03				166.3	1.5	0	0					1.5
Potenza abilitata a salire																								
1 MW ≤ P _{max} < 2 MW		6	5	38		2	2	53		6.6	6.6	49.3		2.7	2.5	67.7		0	0	2.4		0	0	2.4
2 MW ≤ P _{max} < 5 MW	2	5	14	56		1	3	81	7.2	15.5	36.9	171.3		2	8.7	241.6	0	4.5	7.1	11.4		0	0	23
5 MW ≤ P _{max} < 10 MW	1	7	6	33	1	1	1	50	6.1	38.6	39.3	229.4	6.8	5	6.5	331.8	6.1	6.8	0	46.3	6.8	0	6.5	72.5
10 MW ≤ P _{max} < 20 MW		3		11			1	15		34.5		142.5			10	187		0		21.5			0	21.5
P _{max} > 20 MW		2	2	4		1	1	10		42	42.8	127		20	48	279.8		0	0	28			0	28
Potenza abilitata a scendere																								
P _{min} = 0 MW	2	20	24	127		5	7	185	7.2	121.2	117.9	592.7		29.7	69.2	937.0	0	0	0	0		0	0	0
1 MW ≤ P _{min} < 2 MW		1		2				3		6.2		2.4				8.6		1.5		2.4				3.9
2 MW ≤ P _{min} < 5 MW		1	3	3				7		4.5	7.7	11.4				23.6		4.5	7.1	11.4				23
5 MW ≤ P _{min} < 10 MW	1	1		8	1		1	12	6.1	5.3		63.5	6.8	6.5	88.2	6.1	5.3		53.3	6.8		6.5		78.0
10 MW ≤ P _{min} < 20 MW				1				1				14.5				14.5				14.5				14.5
P _{min} > 20 MW				1				1				35				35				28				28
Totale complessivo	3	23	27	142	1	5	8	209	13.3	137.2	125.6	719.5	6.8	29.7	75.7	1107.9	6.1	11.3	7.1	109.6	6.8	0	6.5	147.4

Tabella 3: Composizione delle UVAM

tutti i giorni dal lunedì al venerdì, ad un prezzo non superiore allo strike price previsto per i medesimi prodotti. Il corrispettivo fisso giornaliero che è riconosciuto da TERNA per ciascun prodotto (pomeridiano o serale) è pari al valore risultante dalla procedura concorsuale (asta al ribasso con cap pari a 22.500 €/MW/anno per il prodotto pomeridiano e 30.000 €/MW/anno per il prodotto serale) ripartito su base giornaliera, moltiplicato per il rapporto tra il numero di ore consecutive (comprese tra un minimo di 2 e un massimo di 4) a cui sono riferite le offerte e un numero di ore pari a 3 per il prodotto pomeridiano e 4 per il prodotto serale.

Consistenza delle UVAM al 31 dicembre 2022

Alla data del 31 dicembre 2022 risultavano abilitate 209 UVAM (12 in meno rispetto alla stessa data dello scorso anno), che comprendono 2576 unità, di cui 1256 unità di consumo, 1.299 unità di produzione non rilevanti e 21 unità di produzione rilevanti. Di tali 209, 191 sono UVAM A mentre 18 sono UVAM B.

Le Tabelle 3 e 4 mostrano alcuni dati di maggior dettaglio relativi alla composizione delle UVAM, distinti per ogni zona di offerta. Da essa si osserva che:

- le UVAM risultano essere localizzate prevalentemente in zona di offerta NORD; in tale zona si trovano il 68% delle UVAM per il 65% della potenza abilitata a salire ed il 74% della potenza abilitata a scendere;
- le UVAM sono abilitate alla fornitura di una potenza di regolazione pari a 1.108 MW a salire e 147 MW a scendere;
- la maggior parte delle UVAM (88,0%) presenta una potenza abilitata a salire inferiore ai 10 MW. L'88,5% abilita potenza solamente a salire,

	CALA	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	TOT
AAT								
Consumo				1				1
AT								
Consumo		8	8	36		2	4	58
Idroelettrico		6		30	1		2	39
Solare		1	1	1				3
Termico		5	6	15		2		28
Termico Rinnovabile							4	4
MT								
Accumulo				1				1
Consumo	4	24	21	113		4	2	168
Idroelettrico	2	7	5	49	1	1		65
Solare	1	6	1	21		2	2	33
Termico	3	8	13	86		1	3	114
Termico Rinnovabile		1		13				14
BT								
Consumo			2	1027				1029
Solare				1019				1019
Totale complessivo	10	66	57	2412	2	12	17	2576

Tabella 4: Tipologia e livello di tensione di UP e UC aggregati in UVAM

come si può notare dalla Figura 21; per tutte le zone (escluse la Calabria e la Sardegna, tuttavia poco significative per il numero totale di UVAM) il terzo quartile della distribuzione di potenza a scendere è pari a zero, mettendo in luce come l'esclusiva abilitazione solamente di potenza a salire è un aspetto che riguarda più dei tre quarti delle UVAM uniformemente su tutto il territorio nazionale;

- le UVAM sono prevalentemente miste di Unità di Produzione (UP) e Unità di Consumo (UC);
- la maggior parte della potenza abilitata deriva da UVAM caratterizzate da una potenza abilitata per unità tra 5 MW e 20 MW;
- le unità di produzione in termini numerici sono prevalentemente fotovoltaiche di piccole dimensioni;
- in BT sono connesse circa l'80% delle unità;
- in termini numerici, le unità di consumo e di produzione sono piuttosto bilanciate (1256 e 1320 rispettivamente).

La dimensione media degli aggregati è in crescita rispetto allo scorso anno: infatti ogni UVAM aggrega mediamente 12,3 unità (al 31 dicembre 2021 risultavano 8,9 unità per UVAM), tuttavia le dimensioni rimangono limitate e solo 6 superano dieci unità. Inoltre, 64 UVAM sono costituite da un'unica unità (di cui 41 sono costituite solo da una unità di produzione e le rimanenti sono costituite solo da una unità di consumo). Infine, 144 UVAM sono caratterizzate da un unico punto di connessione sotto il quale possono essere presenti più unità nei casi consentiti dalla regolazione vigente (rientrano tra queste tutte le UVAM caratterizzate da una sola unità nonché le UVAM B che, per definizione, aggregano unità di produzione rilevanti e

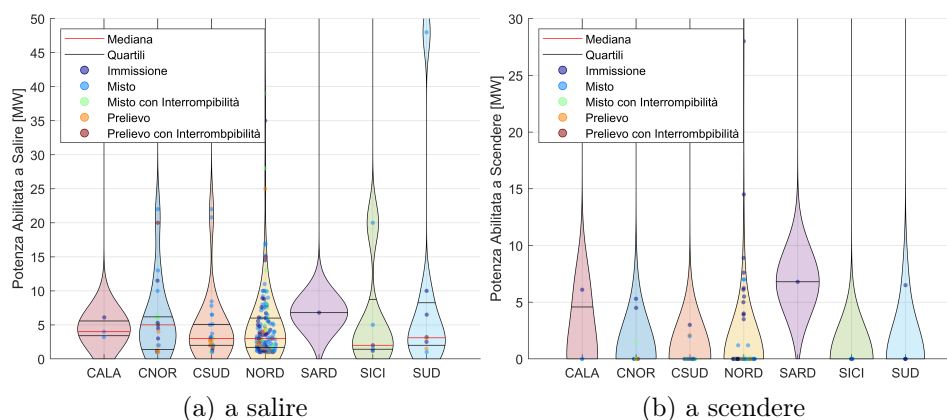


Figura 21: Distribuzione zonale di Potenza abilitata a salire e a scendere

unità di consumo sottese al medesimo punto di connessione); 2 UVAM sono invece caratterizzate da più di 400 unità.

Le UVAM sono gestite da 29 BSP, tuttavia la loro rilevanza non è uniforme. Due soli BSP gestiscono il 54,1% della potenza abilitata a salire ed il 39,2% delle UVAM, un terzo BSP aggrega da solo il 79,5% delle unità coinvolte in UVAM.

La maggior parte (122 su 124) delle UVAM classificate come “miste”, contengono almeno un punto di connessione (POD) a cui sono collegate contemporaneamente almeno un’unità di consumo ed un’unità di produzione; sono pertanto in grado di modulare i propri prelievi di energia elettrica, fornendo riserva a salire, senza necessariamente ridurre i consumi interni che vengono coperti tramite un aumento della produzione in sito.

All’interno delle UVAM non sono tipicamente presenti (o lo sono in misura limitata) gli impianti per i quali vengono erogati strumenti incentivanti correlati all’energia elettrica effettivamente prodotta o immessa in rete: tali strumenti incentivanti inducono i produttori a massimizzare la propria produzione, rendendoli poco propensi a presentare offerte sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) (offerte che, nel caso di impianti alimentati da fonti non programmabili, sono in tutta probabilità a scendere e che, quindi, se accettate, comportano una riduzione dell’energia elettrica immessa in rete).

Tutte le UVAM sono abilitate per servizi a salire (per potenze variabili tra la soglia minima di 1 MW e un massimo di 48 MW); solo 24 di esse sono abilitate anche per servizi a scendere (per potenze variabili tra 1,2 MW e 28 MW).

Focus sulle UVAM: esiti delle procedure per l’approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento a partire da maggio 2021

A partire dal mese di maggio 2021 e fino a dicembre 2021, TERN ha approvvigionato risorse di dispacciamento rese disponibili tramite UVAM applicando

la Procedura di approvvigionamento a termine approvata con la Deliberazione 70/2021/R/eel [48]. Successivamente **TERNA** ha approvvigionato le risorse di dispacciamento tramite **UVAM** per il periodo gennaio–dicembre 2022.

Per quanto riguarda la contrattualizzazione a termine delle **UVAM**, sulla base delle informazioni disponibili, si osserva che:

- in relazione ai prodotti annuali ed infrannuali¹⁸:
 - l'intero quantitativo disponibile per il periodo maggio-dicembre 2021 è stato allocato con un ribasso rispetto al prezzo di riserva compreso tra il 24% e il 74% (valore medio ponderato, a secondo del prodotto e dell'area di assegnazione);
 - per il 2022 sono stati quasi completamente allocati il prodotto Pomeridiano e il prodotto Serale 1, mentre nessun contratto si è concluso per il prodotto Serale 2 in Area A. Il prezzo di assegnazione medio ponderato si è assestato con un ribasso tra il 4% e il 42% del prezzo di riserva, a secondo del prodotto e dell'area di assegnazione.
- in relazione ai prodotti mensili:
 - per il prodotto Pomeridiano la quota contrattualizzabile viene generalmente tutta assegnata, tranne marzo 2022 con il 91% della potenza assegnata in Area A ed il 71% della potenza assegnata in Area B e aprile 2022 con il 71% della potenza assegnata in Area B. I prezzi di assegnazione medi ponderati risultano essere leggermente più alti in Area B (49% di riduzione rispetto al prezzo di riserva considerando l'intero periodo ed il 64% relativamente al 2022, rispetto al 36% e 43% registrati in Area A nei medesimi periodi);
 - per il Prodotto Serale 1, si osserva una minore offerta specialmente per il 2022. La maggior scarsità è stata osservata in febbraio quando solamente il 21% e il 25% della potenza bandita è stata assegnata, rispettivamente in Area A e B. Anche il prezzo di assegnazione medio ponderato più elevato è indice della scarsità di offerta nell'ultimo anno: esso infatti vale, nel 2022, il 93% e 71% del prezzo di riserva rispettivamente in Area A ed Area B, mentre nel 2021 era il 63% sia in Area A che in Area B;
 - lo *strike price* più basso rende il prodotto Serale 2 meno attrattivo rispetto a una partecipazione puramente “a mercato”, specialmente

¹⁸Per l'anno 2021 non vi sono prodotti annuali perché il nuovo regolamento e la nuova procedura per la contrattualizzazione a termine, approvata con la Deliberazione 70/2021/R/eel [48], ha consentito l'approvvigionamento di soli prodotti infrannuali a partire dall'1 maggio 2021.

in uno scenario di mercato caratterizzato da alti prezzi come nel 2022. Infatti nell'ultimo anno le aste di febbraio, ottobre e dicembre in Area B e di marzo, maggio, giugno, agosto, settembre, ottobre, novembre e dicembre in Area A sono andate deserte. Le altre aste 2022 hanno visto la partecipazione di pochi operatori, massimo 3, e si sono chiuse con premi molto vicini allo *strike price* (massimo ribasso a luglio 2022 in Area A).

Alla data del 31 dicembre 2022, 48 **UVAM** sono contrattualizzate a termine per il servizio di bilanciamento a salire per almeno uno dei prodotti proposti, per una potenza complessivamente abilitata a salire di 211 MW.

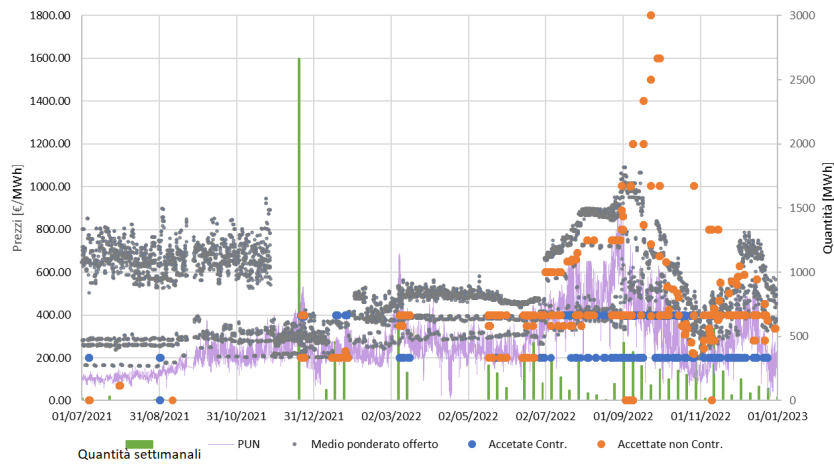
In merito all'effettiva disponibilità delle risorse contrattualizzate a termine per il periodo di osservazione luglio 2021 – dicembre 2022, si evidenzia la mancata disponibilità del 34,3% della capacità contrattualizzata, comportando un'effettiva erogazione a titolo di corrispettivo fisso, pari a 8,2 milioni di euro a fronte dei 14,6 milioni di euro teorici derivanti dalla contrattualizzazione¹⁹.

Focus sulle UVAM: risultati della partecipazione al MSD nel periodo 1 luglio 2021 – 31 dicembre 2022

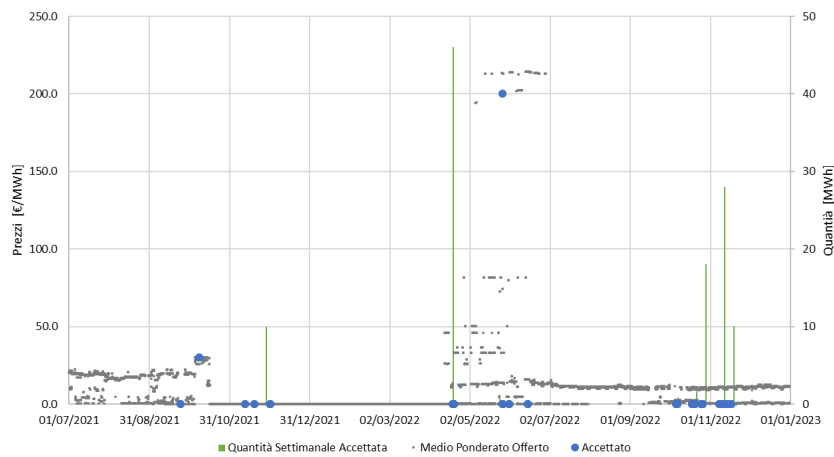
Per quanto riguarda l'effettiva partecipazione delle **UVAM** al **MSD**, in termini di offerte presentate e di offerte selezionate per il servizio a salire, risulta quanto segue in relazione al periodo 1 luglio 2021 – 31 dicembre 2022 (si rimanda alle precedenti Relazioni per i periodi antecedenti al mese di luglio 2021):

- guardando all'evoluzione temporale dei prezzi offerti in Figura 22a, emerge una forte correlazione tra i prezzi offerti a salire e il **PUN**. Inoltre, quando il **PUN** è salito oltre il 400 €/MWh sono stati accettati su **MSD** prezzi oltre questo valore. Il massimo si è registrato il 22/9/2022 tra le 22:00 e le 23:59 (periodo non oggetto di contrattualizzazione) quando sono state accettate offerte a salire per 1.800 €/MWh. Risulta interessante notare come tale correlazione si mantiene anche durante il periodo successivo (novembre–dicembre 2022) in cui il **PUN** scende al di sotto di 400 €/MWh: in tale periodo, a differenza di periodi precedenti caratterizzati da analoghi valori di **PUN**, si registra un numero significativo di offerte accettate presentate da **UVAM** non contrattualizzate;

¹⁹Si ricorda che la relazione tra la disponibilità di potenza e gli euro erogati come corrispettivo fisso non è lineare. Infatti, relativamente a una **UVAM**, il corrispettivo fisso giornaliero non viene corrisposto nel caso in cui non sia rispettato l'impegno di offerta previsto dal prodotto per cui la medesima **UVAM** sia risultata assegnataria e nel caso in cui il margine di modulazione a salire orario reso disponibile dall'**UVAM** risulti inferiore al quantitativo offerto nelle ore in cui vige l'obbligo di offerta (con dei margini di tolleranza previsti dalla Deliberazione 70/2021/R/eel [48]). Qualora tali obblighi di offerta siano rispettati per meno del 70% dei giorni di un mese, **TERNA** non corrisponde al **BSP** l'intero corrispettivo fisso mensile per il medesimo mese.



(a)



(b)

Figura 22: Quantità offerte in vendita (a) e acquisto (b), quantità accettate e media, su base oraria, dei prezzi ponderata sulle rispettive quantità (offerte o accettate)

- le offerte di vendita accettate da **TERNA** rappresentano l'1,2% delle quantità offerte in MWh ²⁰; i volumi accettati nel periodo luglio-dicembre 2021 sono stati 2.729 MWh, nel 2022 (tutto l'anno) sono stati 8.250 MWh; il prezzo medio ponderato delle offerte di vendita è stato 343,9 €/MWh;
- le offerte presentate dai **BSP** sono caratterizzate da prezzi molto elevati, il che ha ridotto la probabilità che esse siano selezionate da **TERNA**.

²⁰Escludendo le offerte accettate fuori dall'ordine di merito economico nell'ambito ai test di affidabilità.

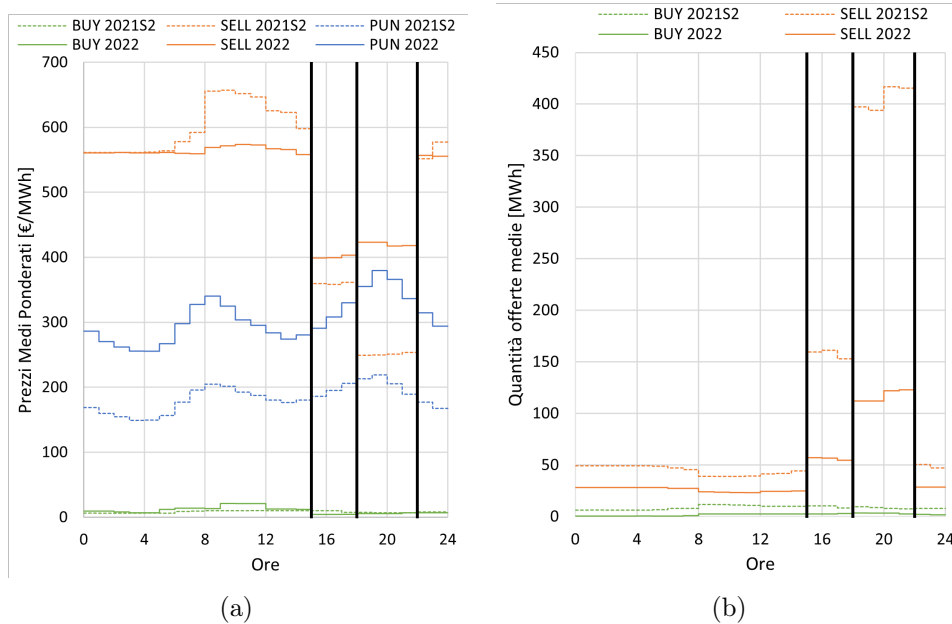


Figura 23: Prezzo (a) e Quantità (b) medi orari offerta su MSD, le linee nere delimitano i periodi oggetto di contrattualizzazione dei prodotti pomeridiano e serali

Più in dettaglio, dalla Figura 23a, si nota che il prezzo medio delle offerte per il servizio a salire è stato sempre superiore a 550 €/MWh, ad eccezione delle ore per le quali sono contrattualizzati i prodotti pomeridiano e serali; in queste ore il prezzo medio è significativamente ribassato dalle UVAM con vincolo di offerta al di sotto dello *strike price*. Nel 2021 il ribasso è più rilevante in quanto maggior potenza era stata contrattualizzata nelle aste mensili;

- nelle ore non soggette alla sottoscrizione di contratti l'operatività esclusivamente a mercato risulta essere meno attrattiva: si assiste infatti ad una significativa riduzione delle quantità offerte. Nel secondo semestre 2021, contro una media di 45,2 MWh/h offerti negli altri periodi, sono stati offerti 158 MWh/h tra le 15 e le 17:59 (periodo oggetto di contrattualizzazione del prodotto Pomeridiano) e 405,9 MWh/h tra le 18 e le 21:59 (periodo oggetto di contrattualizzazione per i prodotti Serale 1 e Serale 2), nel 2022 per i medesimi periodi le quantità medie offerte a salire sono stati 26,4, 56,1 e 117,2 MWh/h;
- dall'esame della Figura 24 si osserva comunque un significativo aumento dell'attività da parte di UVAM non contrattualizzate nel 2022, per cui le offerte accettate presentate da UVAM non contrattualizzate

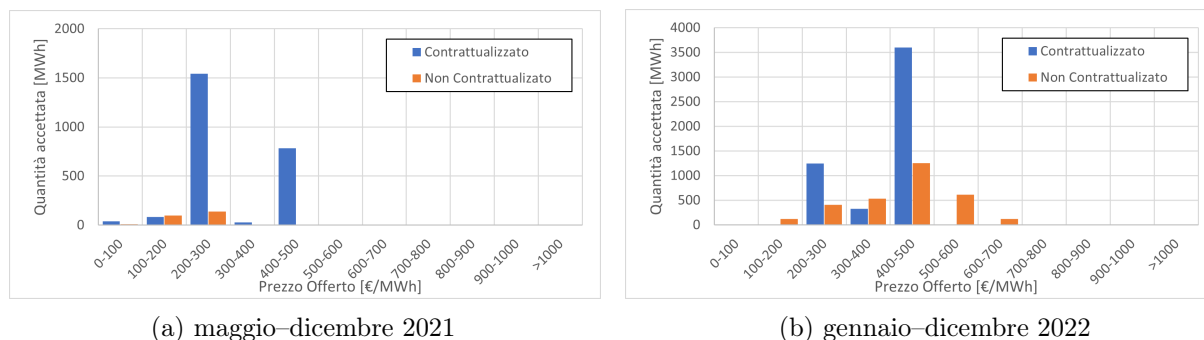


Figura 24: Prezzi e quantità accettate

rappresentano più di un terzo (37,2%, contro il 9,2% del secondo semestre 2021) delle offerte complessivamente accettate²¹.

Per quanto riguarda l'effettiva partecipazione delle UVAM al MSD, in termini di offerte presentate e di offerte selezionate per il servizio a scendere, risulta quanto segue in relazione al periodo 1 luglio 2021 – 31 dicembre 2022:

- il prezzo medio ponderato per le offerte presentate a scendere è stato di circa 8,4 €/MWh nel secondo semestre 2021 e 10,2 €/MWh nel 2022. Non essendo la potenza a scendere oggetto di contrattualizzazione non si osserva la medesima dipendenza oraria osservata per i prezzi a salire, nonostante il prezzo risulti in genere più alto nelle ore diurne;
- le offerte di acquisto accettate da TERNA per il servizio a scendere rappresentano l' 0,21% delle quantità offerte in MWh²²; i volumi accettati nel periodo luglio-dicembre 2021 sono stati 9 MWh, nel 2022 (tutto l'anno) sono stati 106 MWh;

Infine, si analizzano i risultati dei test di affidabilità effettuati da TERNA ed introdotti già dalla Deliberazione 70/2021/R/eel [48]. Relativamente al periodo di disponibilità dei dati (1 agosto 2021 – 31 dicembre 2022), TERNA ha effettuato test tutti i mesi ad eccezione di dicembre 2021, ottobre 2022 e dicembre 2022 per un totale di 398 test nel secondo semestre 2021 e 265 test nel 2022, prevalentemente nel primo semestre. Il 38,8% (257) dei test effettuati ha avuto esito positivo²³ con un livello medio di performance del

²¹Per maggiore semplicità l'analisi si limita a verificare se al momento dell'offerta l'UVAM fosse o meno contrattualizzata e non anche se lo fosse stata in passato.

²²Escludendo le offerte accettate fuori dall'ordine di merito economico nell'ambito ai test di affidabilità.

²³I test di affidabilità hanno l'obiettivo di verificare l'effettiva erogazione dei servizi ancillari nelle quantità richieste. L'esito del test è considerato positivo qualora il livello di performance risulti superiore al 90%. I test di affidabilità si differenziano dalle verifiche di disponibilità che assumono rilievo solo nel caso delle UVAM contrattualizzate a termine e hanno la finalità di verificare la disponibilità di potenza modulabile utilizzabile all'occorrenza, non l'effettiva erogazione dei servizi.

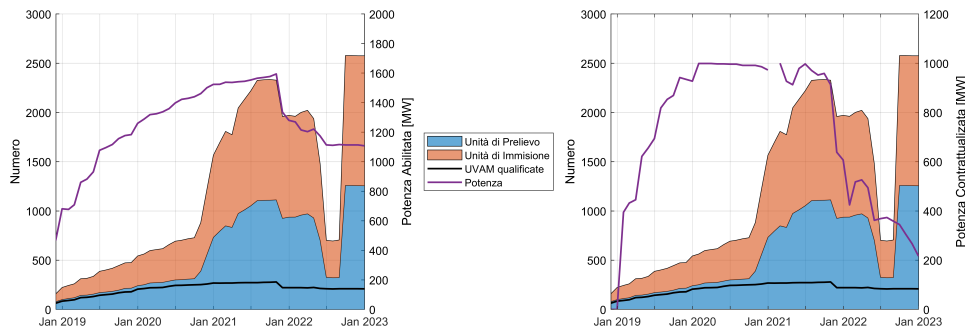


Figura 25: Andamento storico numero di UVAM, unità di immissione e prelievo sottese, potenza Abilitata (sinistra) e potenza contrattualizzata (destra)

95,9%, mentre i restanti hanno avuto esito negativo con performance media pari a 19,3% (194 test si sono conclusi con performance dello 0%). Non si notano tendenze particolarmente marcate nei risultati secondo i mesi analizzati. In caso di esito negativo di tre test, anche non consecutivi, in un anno, l'UVAM viene disabilitata dal MSD con decorrenza dal primo giorno del mese successivo a quello di svolgimento del terzo test di affidabilità con esito negativo e, se presente, viene risolto il relativo contratto a termine.

Per quanto riguarda l'affidabilità delle UVAM selezionate si rileva che complessivamente, in relazione al periodo 1 luglio 2021–31 dicembre 2022 è stato riscontrato un indice di performance medio delle UVAM (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate) pari al 76,3% (esclusi i test di affidabilità).

Focus sulle UVAM: Evoluzione storica

In questo paragrafo si analizza la consistenza delle UVAM, nella sua evoluzione storica, a partire dal 1 novembre 2018, data di avvio del progetto pilota relativo alle UVAM. In particolare, come si può osservare in Figura 25, fino ad ottobre 2021 si è assistito ad una costante crescita sia nel numero delle UVAM che delle unità di produzione e consumo coinvolte. Queste sono state sempre in numero simile tra loro con una leggera prevalenza delle unità di immissione. Tuttavia, a partire da ottobre 2020, si è assistito ad una forte crescita delle unità sottese e a un aumento della dimensione media degli aggregati. A partire da novembre 2021, il numero di UVAM è calato a seguito dei molti test di affidabilità introdotti dalla Deliberazione 70/2021/R/eel [48]. Tra ottobre e novembre 2021 TERNA ha effettuato 282 test, il 60% dei quali ha avuto esito negativo. Il numero delle UVAM si è quindi stabilizzato poco al di sopra delle 200 unità nel 2022. Per quanto riguarda il numero di unità coinvolte, si è assistito ad una forte variabilità nell'arco del 2022: questa è

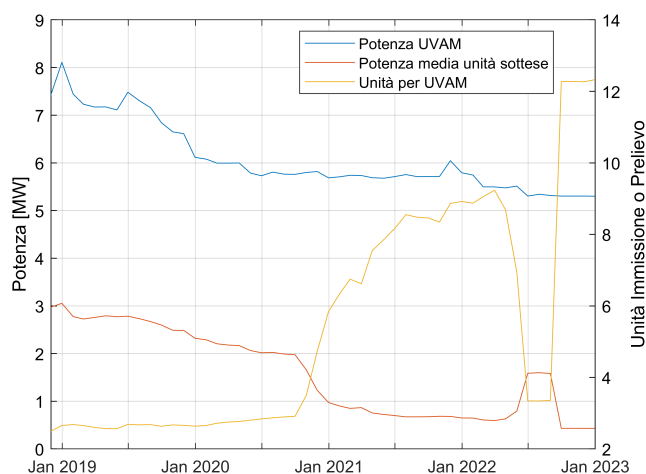


Figura 26: Andamento storico dei valori medi calcolati su tutte le UVAM esistenti in ogni periodo

da imputarsi alla dequalifica (o all’abilitazione) di aggregati con un elevato numero di unità sottese.

La potenza massima abilitata segue un andamento del tutto analogo al numero del UVAM, mostrando una crescita che va attenuandosi fino al picco raggiunto ad ottobre 2021 (1.594 MW).

Andamento diverso caratterizza la potenza contrattualizzata che raggiunge 999 MW a gennaio 2020 per poi stabilizzarsi ed iniziare a scendere da ottobre 2021; da allora fino ad oggi la potenza contrattualizzata ha mostrato un calo più marcato rispetto alla potenza abilitata²⁴. Conseguentemente, in termini percentuali la potenza contrattualizzata vale oggi circa il 20% della potenza abilitata, frazione molto inferiore rispetto al picco storico (80% ad ottobre 2019).

La Figura 26 mostra più nel dettaglio l’evoluzione dei dati medi per UVAM. La potenza abilitata mostra un trend leggermente discendente stabilizzandosi poco al di sopra dei 5 MW. Al contrario, a meno delle oscillazioni precedentemente descritte, il numero di unità sottese ha iniziato a crescere significativamente da ottobre 2020, fino a raggiungere 12,3 unità. Conseguentemente, la dimensione media delle unità coinvolte si è ridotta passando da 3 MW a 0,4 MW.

²⁴Si deve precisare che, nella presente analisi, il dato di potenza contrattualizzata è ottenuto sommando i valori di potenza di tutti i contratti attivi in un certo periodo. Ad esempio, se un’UVAM ha potenza abilitata 1 MW ed un contratto attivo di 1 MW per prodotto pomeridiano e 1 MW per un prodotto serale, la potenza contrattualizzata è pari a 2 MW. Pertanto il dato di potenza contrattualizzata non può essere confrontato direttamente con la potenza abilitata.

4.2.2 Il progetto pilota UPR

Con la Deliberazione 383/2018/R/eel [49], è stato approvato il regolamento del progetto pilota volto a sperimentare la partecipazione volontaria al MSD delle unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate, ivi incluse quelle alimentate dalle "nuove" fonti rinnovabili e non già incluse nelle UVA (di seguito: UPR). Tale progetto pilota è stato avviato a partire dal 1 settembre 2018 ed è tuttora in corso.

La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP che, in questo caso, coincide con il BRP.

Le UPR, per essere ammesse al progetto pilota, devono disporre di una capacità di modulazione (a salire o a scendere) di almeno 5 MW e possono essere abilitate a fornire risorse per la risoluzione di congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e di sostituzione e per il bilanciamento. Ai fini dell'erogazione dei richiamati servizi, ad eccezione della riserva terziaria di sostituzione, le UPR devono essere in grado di modulare, a salire o a scendere, la propria immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di TERNA e sostenere tale modulazione per almeno 2 ore consecutive. Ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria di sostituzione, invece, le UPR devono essere in grado di variare la propria immissione entro 120 minuti dalla richiesta e sostenere la modulazione per almeno 8 ore consecutive. Con la Deliberazione 215/2021/R/eel [50] è stata prevista la possibilità, per le UPR, di erogare anche la riserva secondaria.

I servizi resi dalle UPR sono remunerati solo tramite la normale remunerazione derivante dal MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sul MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.

Attualmente risultano abilitate 2 UPR, una alimentata dalla fonte idrica (impianto idroelettrico a bacino), l'altra è una UP a ciclo combinato.

In relazione ai periodi di osservazione (2021, limitatamente al periodo luglio-dicembre e intero anno 2022) le UPR sono state utilizzate per erogare il servizio di bilanciamento a salire in tempo reale, per un quantitativo totale di energia pari a 1.400 MWh (2021) e 4.440 MWh (2022), pari allo 0,6% (2021) e 0,9% (2022) delle quantità offerte, ad un prezzo medio ponderato di 246,5 €/MWh (2021) e 484,6 €/MWh (2022) (il prezzo medio ponderato delle offerte presentate a salire è stato pari a 225,7 €/MWh (2021) e 452,9€/MWh (2022)).

Le UPR sono anche state utilizzate per erogare il servizio di bilanciamento a scendere in tempo reale, per un quantitativo totale di energia pari a 198 MWh (2021) e 1531 MWh (2022), pari al 3,4% (2021) e 1,3% (2022) delle quantità offerte, ad un prezzo medio ponderato di 86,5 €/MWh (2021) e

129,7 (2022) €/MWh (il prezzo medio ponderato delle offerte presentate a scendere è stato pari a 78,5 €/MWh (2021) e 125,9 €/MWh).

Nel caso delle offerte selezionate, è stato riscontrato un elevato grado di affidabilità delle UPR, con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari al 98% (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate).

4.3 Introduzione sperimentale di nuovi servizi ancillari

Con la Deliberazione 200/2020/R/eel [51], l’Autorità ha approvato il regolamento del progetto pilota, predisposto da **TERNA**, relativo alla fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza. Tale nuovo servizio, infatti, si renderà necessario, alla luce degli scenari prospettici definiti nel Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC), per gestire le conseguenze della diminuzione attesa di inerzia, dovuta alla riduzione di impianti di produzione dotati di macchine rotanti (in particolare quelle movimentate da masse di vapore che fuoriescono dalle caldaie) e al contestuale aumento di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili dotati di elementi statici quali gli inverter. Il nuovo servizio, caratterizzato da tempi di risposta estremamente rapidi al fine di contenere l’inasprimento delle variazioni di frequenza, non è in sostituzione alla regolazione primaria ma è un servizio coordinato con essa per contribuire alla sicurezza del sistema elettrico nel contesto futuro prospettato nel PNIEC. Più nel dettaglio, il nuovo servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza consiste nel:

- fornire una risposta continua ed automatica all’errore di frequenza in rete (in termini di scostamento dal valore nominale di 50 Hz) entro 1 secondo dall’evento che ha determinato l’attivazione del servizio oppure in risposta a una variazione di set-point inviata da **TERNA** con un tempo di avviamento non superiore a 300 millisecondi;
- mantenere il valore di potenza richiesto per almeno 30 secondi continuativi e successivamente eseguire una de-rampa lineare fino ad annullare in 5 minuti il contributo attivato.

Esso è erogato dalle cosiddette *Fast Reserve Unit* che sono costituite da singoli dispositivi o aggregati di dispositivi²⁵ (nel caso in cui siano costituite da aggregati di dispositivi, devono avere un perimetro di aggregazione non più esteso della zona di mercato) e devono rendere disponibile un valore di potenza (a salire e a scendere) pari ad almeno 5 MW e non superiore a 25 MW.

²⁵Dove per “dispositivo” si intende una unità di produzione stand alone, o una unità di produzione che condivide il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, o una unità di consumo (ad eccezione di quelle che prestano il servizio di interrompibilità), o un sistema di accumulo. Non possono rientrare anche le unità qualificate alle procedure concorsuali del mercato della capacità.

Le *Fast Reserve Unit* ammesse alla sperimentazione sono state selezionate tramite procedura concorsuale e contrattualizzate a termine. La procedura concorsuale, basata su un meccanismo di asta al ribasso, prevede una remunerazione di tipo pay as bid, rispetto ad un prezzo di riserva posto pari a 80.000 €/MW/anno da riconoscere per la durata del contratto, pari a 5 anni (1 gennaio 2023 – 31 dicembre 2027). Gli assegnatari in esito della procedura concorsuale si impegnano a rendere disponibile la “Potenza Assegnata” (cioè la potenza selezionata in esito alla procedura concorsuale) per 1000 ore annue identificate da **TERNA**.

In esito all’asta sono state contrattualizzate 23 *Fast Reserve Unit* nella titolarità di 17 operatori per un quantitativo complessivo di circa 250 MW, così ripartito:

- 118,2 MW al Centro Nord a un prezzo medio ponderato di assegnazione di circa 23.500 €/MW/anno;
- 101,7 MW al Centro Sud a un prezzo medio ponderato di assegnazione di circa 27.300 €/MW/anno;
- 30 MW in Sardegna ad un prezzo medio ponderato di assegnazione di circa 61.000 €/MW/anno.

In tutti i casi sono stati registrati prezzi molto inferiori rispetto al prezzo di riserva pari a 80.000 €/MW/anno.

4.4 Estensione dell’osservabilità

Un altro tema di rilievo è quello dell’estensione dell’osservabilità, oggetto del procedimento avviato con la Deliberazione 628/2018/R/eel [52] anche per tenere conto del Regolamento (UE) 2017/1485 [1].

Occorre, cioè, fare in modo che anche gli impianti di **GD** possano essere “osservati” in tempo reale dai gestori di rete, come gli impianti di produzione connessi alle reti di alta e altissima tensione. La disponibilità di alcuni dati ulteriori rispetto a quelli già attualmente disponibili (quali le misure in tempo reale della produzione da impianti di **GD** di più elevata taglia e le misure aggregate di immissioni e prelievi a livello di cabina primaria) può, infatti, arrecare benefici in termini di sicurezza del sistema elettrico nazionale e di riduzione dei costi di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento (minore esigenza di margini di riserva), nonché in termini di evoluzione delle logiche di gestione delle reti di distribuzione.

Allo scopo, con la Deliberazione 36/2020/R/eel [53], è stato previsto che i dati di produzione in tempo reale, non validati, oltre che i dati dell’energia elettrica scambiata al punto di connessione, debbano essere resi disponibili da:

- a) tutti gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione e con potenza uguale o maggiore a 1 MW (cd. “perimetro standard”);

- b) un sottoinsieme, di ampiezza da definire, di impianti di produzione connessi alle reti di media e bassa tensione e di potenza minore di 1 MW, rappresentativi dell'intera GD di potenza minore di 1 MW (cd. "perimetro esteso").

L'intervallo di campionamento dei dati in tempo reale è pari a 4 s nel caso di impianti di produzione connessi alle reti di media tensione e pari a 20 s nel caso di impianti di produzione connessi alle reti di bassa tensione.

Con riferimento alle modalità per effettuare lo scambio dati, l'invio dei predetti dati in tempo reale avviene per il tramite dei distributori: è cura dei medesimi metterli a disposizione di **TERNA**.

I dati raccolti in tempo reale sono utilizzati da **TERNA** per alimentare un algoritmo centrale di stima della produzione in tempo reale per ciascuna fonte. Esso, basato su un approccio di tipo statistico-probabilistico, è alimentato, oltre che dalle misure in tempo reale degli impianti di produzione oggetto di osservabilità, anche dai dati degli impianti di GD, dai dati storici di alcune grandezze elettriche (quali l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione connessi in bassa e in media tensione e lo scambio di potenza attiva e reattiva nelle Cabine Primarie), nonché da dati meteorologici.

Attualmente, l'osservabilità è applicata solo agli impianti afferenti al cd. perimetro standard. Nel caso di impianti di produzione nuovi (cioè che entrano in esercizio dall'1 aprile 2023), i produttori installano i dispositivi necessari entro la data di entrata in esercizio dei medesimi impianti; nel caso di impianti esistenti, è stato avviato un percorso di adeguamento, da completare entro il 31 maggio 2024, prevedendo anche un contributo forfetario a parziale copertura dei costi che verranno sostenuti dai produttori. Si rimanda, al riguardo, alla Deliberazione 540/2021/R/eel [54].

5 Strumenti di sostegno alle **fonti rinnovabili** e assimilate: regimi speciali, incentivi e costi in capo alla collettività

5.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica

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

5.1.1 Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato, istituito dal Decreto Legislativo 387/03 [8] e dalla Legge 239/04 [6], è attualmente regolato dall'**Autorità** con la Deliberazione 280/07 [55], 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 al Decreto Interministeriale 5 luglio 2012 [21], al Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [22], al Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [23] al Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [24]. 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 elettrica e al trasporto dell'energia immessa).

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

La Figura 27 rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal **GSE** nell'ambito del ritiro dedicato: da essa emerge una rilevante riduzione

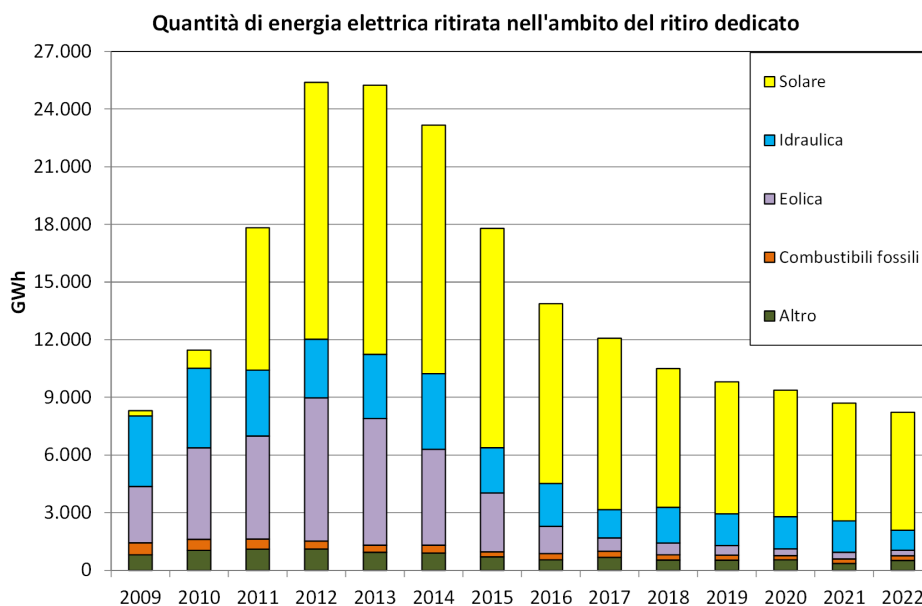


Figura 27: Evoluzione storica ritiro dedicato²⁶

soprattutto negli ultimi anni per effetto della fuoriuscita volontaria dal ritiro dedicato di numerosi impianti.

Più in dettaglio, nel 2022 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 8,2 TWh (ancora in riduzione rispetto all'anno precedente in cui essa è stata circa pari a 9 TWh), prodotta da 193.598 impianti (+ 126.000 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 8,8 GW (circa 700 MW di capacità in più rispetto ai dati di consuntivo 2021).

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, qualora siano soddisfatti tutti i requisiti necessari per accedere al ritiro dedicato (su richiesta e indipendentemente dal fatto che vi accedano o meno), limitatamente ai primi 1,5 GWh immessi su base annua (ai primi 2 GWh nel solo caso degli impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide), sono previsti i prezzi minimi garantiti che rappresentano la remunerazione minima garantita qualunque sia l'andamento del mercato elettrico. Tali prezzi hanno l'obiettivo di garantire la sopravvivenza di piccoli impianti che utilizzano risorse rinnovabili marginali

²⁶La 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.

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 2022, l'energia elettrica ritirata dal GSE che ha beneficiato dei prezzi minimi garantiti è stata pari a circa 2,3 TWh, prodotta quasi esclusivamente da impianti fotovoltaici (per il 70% dell'energia) e idroelettrici (per il restante 30% dell'energia), mantenendosi pressoché stabile rispetto al valore dell'anno 2021 (2,4 TWh di energia elettrica prodotta a consuntivo).

I prezzi minimi garantiti non sono stati erogati, nell'anno 2022, per ulteriore energia elettrica non ritirata dal GSE, seppur consentito dall'articolo 15 della Deliberazione 280/07 [55] (in questi casi, il GSE eroga la differenza tra il prezzo minimo garantito e il prezzo zonale orario), mentre tale erogazione ha riguardato 0,52 TWh nel 2021 quasi totalmente attribuibile a impianti idroelettrici.

I prezzi minimi garantiti impattano sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate²⁷ 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 2021 è stato pari a 10,7 milioni di euro, mentre nel 2022, è stato nullo a causa degli elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica.

5.1.2 Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, istituito dal Decreto Legislativo 387/03 [8] e dal Decreto Legislativo 20/07 [9], è stato regolato dall'Autorità inizialmente con la Deliberazione 28/06 [56] (con il cosiddetto meccanismo *net metering*) e successivamente con la Deliberazione ARG/elt 74/08 [57] (con un meccanismo di compensazione economica) innovata, dal 1 gennaio 2013, dalla Deliberazione 570/2012/R/efr [58]. Lo scambio sul posto può essere applicato agli impianti

²⁷Questo Conto è generalmente alimentato dalla componente tariffaria ASOS in relazione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione e dall'elemento $A3_{RIM}$ della componente tariffaria ARIM 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.

alimentati da **fonti rinnovabili** e/o **UP di cogenerazione 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, rappresenta l'incentivo derivante dallo scambio sul posto. 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 2021 lo scambio sul posto ha interessato 819.468 impianti (quasi tutti fotovoltaici e 1.060 cogenerativi alimentati da fonti fossili) presso altrettanti clienti finali, per una potenza complessiva di circa 7,0 GW e una quantità di energia elettrica complessivamente scambiata pari a circa 2,9 TWh, in aumento rispetto agli anni precedenti, comportando un onere complessivo in capo agli altri clienti finali, a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di circa 90 milioni di euro. Invece nel 2022, sulla base dei dati più recenti disponibili, risulta che lo scambio sul posto ha interessato 896.684 impianti (quasi tutti fotovoltaici e 1.107 cogenerativi alimentati soprattutto da fonti fossili) presso altrettanti clienti finali, per una potenza complessiva di circa 7,8 GW e una quantità di energia elettrica complessivamente scambiata pari a circa 2,9 TWh, comportando un onere complessivo in capo agli altri clienti finali di circa 79 milioni di euro.

La Figura 28 evidenzia la ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per tipologia di cliente (la percentuale è riferita al numero degli utenti). Da essa emerge che la maggior parte degli impianti che beneficiano dello scambio sul posto sono realizzati presso clienti domestici.

Si noti che, ai sensi dell'articolo 9, comma 2, del Decreto Legislativo 199/2021 [7], il meccanismo dello scambio sul posto verrà soppresso decorsi 90 giorni dalla data di entrata in vigore dei prossimi decreti ministeriali recanti i nuovi strumenti incentivanti; tali decreti definiranno anche le modalità con cui gli impianti attualmente ammessi al meccanismo dello scambio sul posto accederanno a diversi strumenti incentivanti.

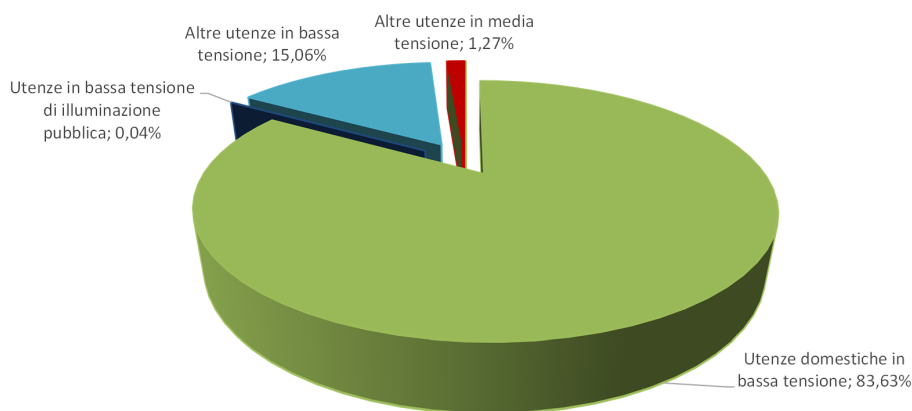
Ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per tipologia di clienti finali nell'anno 2022

Figura 28

5.2 Meccanismi di incentivazione

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione, anche molto differenti tra loro, per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da **fonti rinnovabili**. Convivono strumenti economici di prezzo (quali il *feed in tariff* e il *feed in premium*) oltre a obblighi e imposizioni (quale l'obbligo di installazione di impianti alimentati da **fonti rinnovabili** previsto dal Decreto Legislativo 28/11 [10] nel caso di costruzione di nuovi edifici o di interventi rilevanti) e strumenti di altra natura (quali detrazioni fiscali, contributi a fondo perduto assegnati a livello locale ed esoneri di vario tipo). Più in dettaglio, con riferimento agli strumenti economici, convivono:

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) CIP 6/92 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da **fonti rinnovabili** o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- incentivi sostitutivi dei **Certificati Verdi (CV)**, consistenti in un *feed in premium* per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012²⁸, ai sensi del Decreto Interministeriale 18 dicembre 2008 [25];

²⁸A eccezione di quanto previsto dall'Articolo 30 del Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [22] che ha previsto eccezioni in relazione alla data ultima di entrata in esercizio

- conto energia (*feed in premium* fisso) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012, ai sensi del Decreto Interministeriale 28 luglio 2005 [26], del Decreto Interministeriale 19 febbraio 2007 (II Conto Energia) [27], Decreto Interministeriale 6 agosto 2010 (III Conto Energia) [28] e Decreto Interministeriale 5 maggio 2011 (IV Conto Energia) [29] (ad eccezione di alcuni impianti che, già nell'ambito del Decreto Interministeriale 5 maggio 2011 (IV Conto Energia) [29], hanno beneficiato delle *feed in tariff*);
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione): tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (in funzione del prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dal 1 gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (in funzione del prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Queste ultime tariffe incentivanti sono state oggetto di revisione nell'anno 2016: in particolare, il Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [23] ha stabilito, oltre a una revisione di tali tariffe, anche la riduzione della taglia limite per l'accesso alle *feed in tariff* da 1 MW a 500 kW;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *onshore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, definite dal Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [24]; tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW e in modalità *feed in premium* variabile (in funzione del prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Inoltre, il medesimo decreto interministeriale ha previsto ulteriori premi addizionali cumulabili:
 - 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 (premio addizionale pari a 12 €/MWh);

- per la quota di energia elettrica prodotta e consumata in sito (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.

Infine, il Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017 [30] ha posto le basi per la definizione, da parte dell'Autorità e per quanto qui rileva²⁹, della remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica sulle isole minori non interconnesse alla RTN³⁰. Essa consiste in:

- 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 nonchè a copertura degli oneri generali di sistema) per la quota di energia elettrica istantaneamente consumata in sito;
- 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.

Gli strumenti incentivanti tuttora vigenti possono essere classificati in modo differente, 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). Da questo punto di vista, 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

²⁹Si esclude, dati i fini della presente Relazione, la descrizione della regolazione dell'Autorità relativa alla remunerazione prevista per gli impianti di produzione di energia termica.

³⁰Sono le isole non interconnesse definite dal comma 2.2 dell'Allegato A alla Deliberazione 558/2018/R/eel [59].

ricavo 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* di cui al Decreto Interministeriale 18 dicembre 2008 [25], Decreto Interministeriale 5 maggio 2011 (IV Conto Energia) [29], Decreto Interministeriale 5 luglio 2012 (V Conto Energia) [31], Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [32], Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [23] e Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [33];

- 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 di cui al Decreto Interministeriale 28 luglio 2005 [26], al Decreto Interministeriale 19 febbraio 2007 (II Conto Energia) [27], al Decreto Interministeriale 6 agosto 2010 (III Conto Energia) [28] e Decreto Interministeriale 5 maggio 2011 (IV Conto Energia) [29] (ad eccezione di alcuni impianti che, già nell'ambito del Decreto Interministeriale 5 maggio 2011 (IV Conto Energia) [29], hanno beneficiato delle *feed in tariff*), nonché i premi fissi eventualmente definiti per l'autoconsumo ai sensi del Decreto Interministeriale 5 luglio 2012 (V Conto Energia) [31], del Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [33] e del Decreto Ministeriale 16 settembre 2020 [34];
- 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 e la differenza, se positiva, tra 180 €/MWh e il prezzo medio di mercato dell'anno precedente. 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) 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 2022 continua a rappresentare un costo per la collettività perché tiene conto dei prezzi di mercato del 2021, mentre nel 2023 è atteso avere un costo nullo per la collettività 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 spettante 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: già nel 2022 è atteso avere un costo complessivo pressoché nullo per effetto degli elevati prezzi di mercato del 2022. 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 (V Conto Energia) [31], Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [32] e Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [35] (limitatamente agli incentivi derivanti dalle procedure ad asta esplicita);
- 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 spettante 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

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2021						
		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere nel 2021*	[Numero]	0	0.0%	1	100.0%	1
Potenza convenzionata nel 2021**	[MW]	0	0.0%	548	100.0%	548
Energia elettrica ritirata	[TWh]	0.00	0.0%	0.77	100.0%	0.77
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	0.0	0.0%	82.0	100.0%	82.0
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	0.0	0.0%	45.0	100.0%	45.0
Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate	[Milioni di euro]	0.0	0.0%	37.0	100.0%	37.0

*Al 31 dicembre 2021 non vi sono più convenzioni in essere.

** La potenza ancora convenzionata al 31 dicembre 2021 è pari a 0 MW, in quanto la convenzione in essere al 1 gennaio 2021 attribuibile all'unico impianto alimentato da fonti assimilate è scaduta il 20 aprile 2021.

Tabella 5: 31

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: già nel 2022 è atteso comportare un ricavo per la collettività, per effetto degli elevati prezzi di mercato del 2022. Rientrano in questa fattispecie i *feed in premium* variabili di cui al Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [35] (ad eccezione degli incentivi derivanti dalle procedure ad asta esplicita) e al Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [33].

Nel seguito sono riprese e aggiornate le considerazioni già esposte nella Relazione 483/2021/I/efr [42], facendo riferimento ai dati resi disponibili dal GSE e aggiornati a marzo 2023. Verranno altresì riportati elementi di sintesi relativi alla classificazione degli strumenti incentivanti in funzione della tipologia di impatto che hanno sulla collettività.

5.2.1 Provvedimento CIP 6/92 [36]

Il Provvedimento CIP 6/92 [36] è uno strumento incentivante di tipo *feed in tariff*: prevede pertanto che il GSE ritiri, a prezzi più elevati di quelli di mercato, l'energia elettrica ammessa a beneficiarne. Il Provvedimento CIP 6/92 [36] ha terminato i propri effetti il 20 aprile 2021 e, pertanto, la rendicontazione qui riportata assume valenza definitiva per tale provvedimento. L'onere complessivo derivante dal Provvedimento CIP 6/92 [36] è attribuito a due componenti:

- la prima componente deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica Cip 6 secondo le modalità definite

dal medesimo provvedimento e i ricavi ottenuti dal **GSE** per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza tiene conto dei costi sostenuti dal **GSE** per il ritiro dell'energia elettrica nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori. Nell'anno 2021 il costo netto per il sistema è pari a circa 37 milioni di euro (Tabella 5), per una quantità di energia elettrica pari a 0,77 TWh, interamente attribuibile alle fonti assimilate alle rinnovabili. Il costo netto è interamente attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del Provvedimento CIP 6/92 [36], maggiori rispetto ai prezzi di mercato ed è posto a carico sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. Si noti che gli oneri in capo alla collettività derivanti dal Provvedimento CIP 6/92 [36] sono influenzati dai prezzi di mercato dell'energia elettrica;

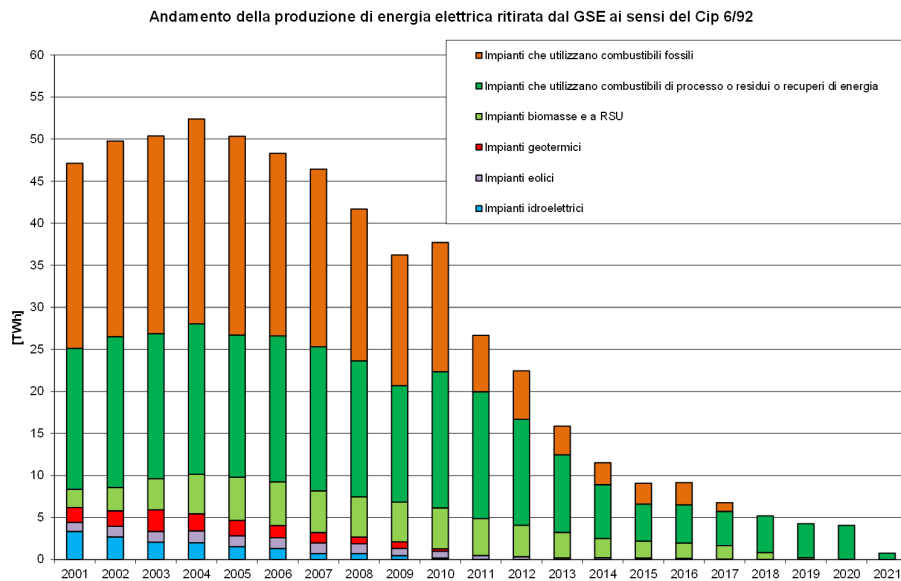
- b. la seconda componente deriva dall'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del Provvedimento CIP 6/92 [36], secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica **CIP 6/92** vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare, per i produttori che devono acquistare i permessi di emissione ai sensi della direttiva 2003/87/CE, il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento ed è influenzato dall'andamento del prezzo di mercato delle quote di emissione di CO₂ (attualmente superiore a 80 €/t a fronte dei circa 5-6 €/t registrati fino ai primi mesi del 2018). Gli oneri riconosciuti sono risultati pari a circa 100 milioni di euro per l'intero periodo 2005-2007, circa 1,2 miliardi di euro per il periodo 2008-2012, circa 350 milioni di euro per il periodo 2013 – 2020 e pari a circa 25 milioni di euro per l'anno 2021.

La Figura 29 evidenzia, la quantità di energia elettrica (Figura 29a) e gli oneri annuali (Figura 29b) del Provvedimento CIP 6/92 [36] (intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico), ripartiti per fonte, a partire dal 2001. Nella Figura 29b sono altresì evidenziati (a righe) gli esborsi già sostenuti per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni, nonché i riconoscimenti degli oneri di cui alla precedente lettera b.

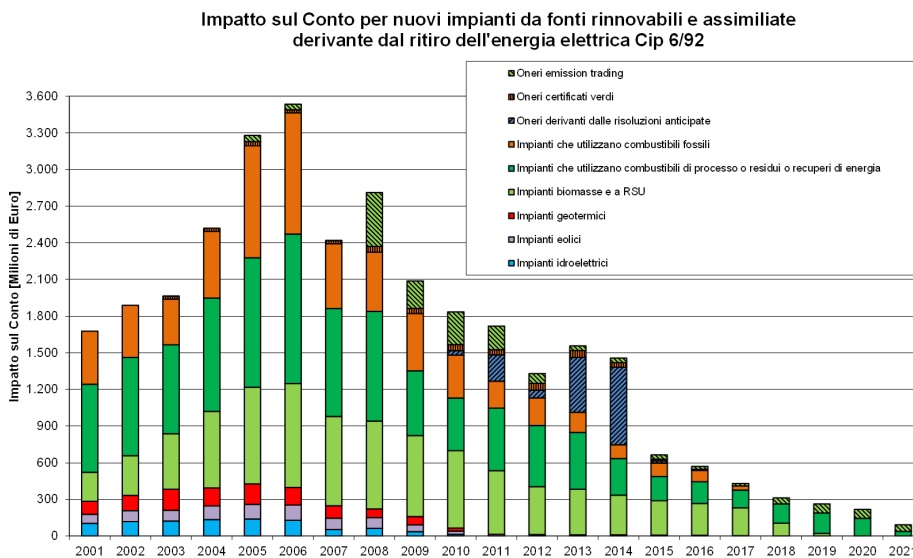
5.2.2 Incentivi sostitutivi dei **Certificati Verdi (CV)**

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. Tale incentivo sostitutivo è un *feed in premium* erogato dal **GSE** e interamente posto a valere sul Conto per nuovi impianti da **fonti rinnovabili** e assimilate.

³¹La colonna "fonti rinnovabili" comprende anche gli impianti alimentati da rifiuti. Essi sono impianti ibridi, per i quali una parte della produzione elettrica è imputabile alle fonti rinnovabili mentre una parte è imputabile alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.



(a)

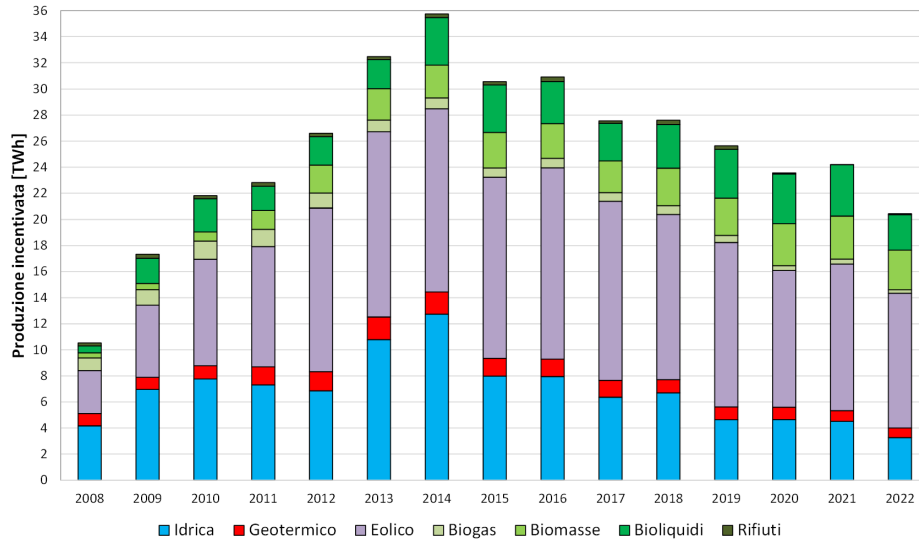


(b)

Figura 29: Quantità di energia elettrica e oneri annuali del Provvedimento CIP 6/92 [36]

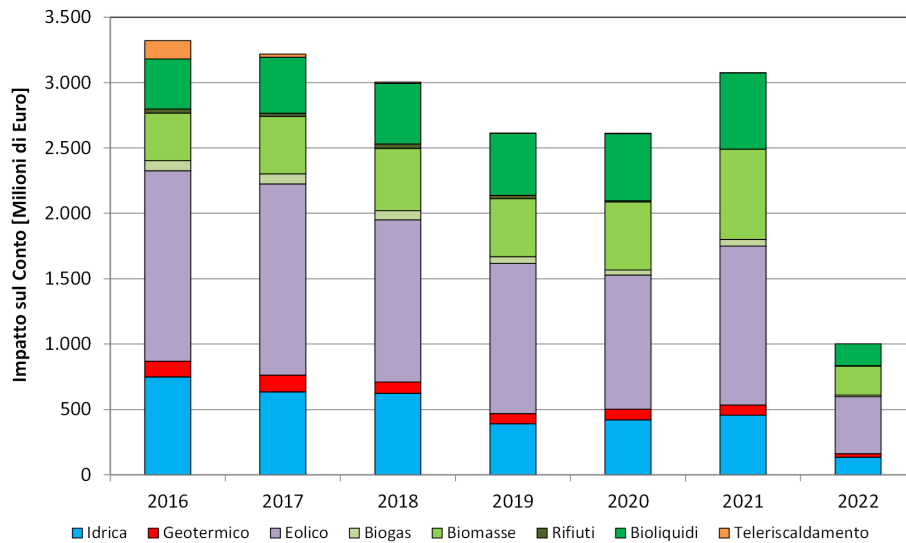
Il valore unitario dell'incentivo sostitutivo è calcolato sulla base della medesima formula già utilizzata ai fini del calcolo del prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei CV inventuti (cioè è pari al 78% della differenza tra 180 €/MWh e il prezzo di mercato dell'energia elettrica dell'anno precedente),

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



(a)

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



(b)

Figura 30

e si applica all'energia elettrica ammessa a beneficiarne moltiplicata per i coefficienti differenziati per fonte (compresi tra 0,8 e 1,8) già applicati ai fini delle emissioni dei CV. Il valore unitario dell'incentivo, al netto del richiamato coefficiente differenziato per fonte, è correlato all'andamento dei prezzi medi

di mercato dell'anno precedente: per l'anno 2021, è pari a 140,20 €/MWh, in aumento rispetto agli anni precedenti per effetto dei bassi prezzi di mercato dell'energia elettrica registrati nel 2020 (era, ad esempio, 98,95 €/MWh nel 2018 e 107,34 €/MWh nel 2017); per l'anno 2022 è pari a 54,94 €/MWh ed è nullo per l'anno 2023, rispettivamente per effetto dell'importante crescita dei prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica negli ultimi mesi del 2021 e, soprattutto, nel 2022.

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 24,2 TWh nell'anno 2021 e a circa 20,4 TWh nel 2022 (Figura 30a); ad essa occorre aggiungere la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e incentivata con gli incentivi sostitutivi dei CV, pari a circa 0,45 GWh nell'anno 2021 (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 sono risultati pari a circa 3,1 miliardi di euro nel 2021 e a circa 1 miliardo di euro nel 2022 come evidenziato in Figura 30b, mentre non sono più presenti incentivi erogati alla frazione non biodegradabile dei rifiuti. Il contributo più significativo è dovuto alla fonte eolica. Tali oneri, a parità di energia incentivata, dipendono dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica dell'anno precedente, motivo per cui si sono ridotti del 68% nel 2022 rispetto al 2021 (a fronte di una riduzione di energia pari al 16%) e saranno nulli nel 2023.

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.

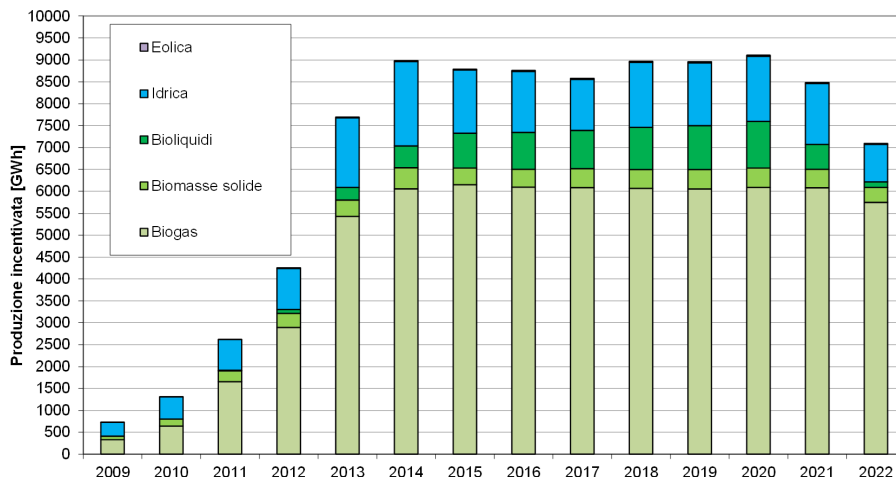
5.2.3 Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla Legge 244/07 [11]

La tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla Legge 244/07 [11] è uno strumento incentivante di tipo *feed in tariff*: prevede pertanto il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa a beneficiarne.

L'onere complessivo derivante dalle tariffe fisse onnicomprensive deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità e i prezzi definiti dalla Legge 244/07 [11] 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; tiene conto della differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi derivanti dalla rivendita all'ingrosso

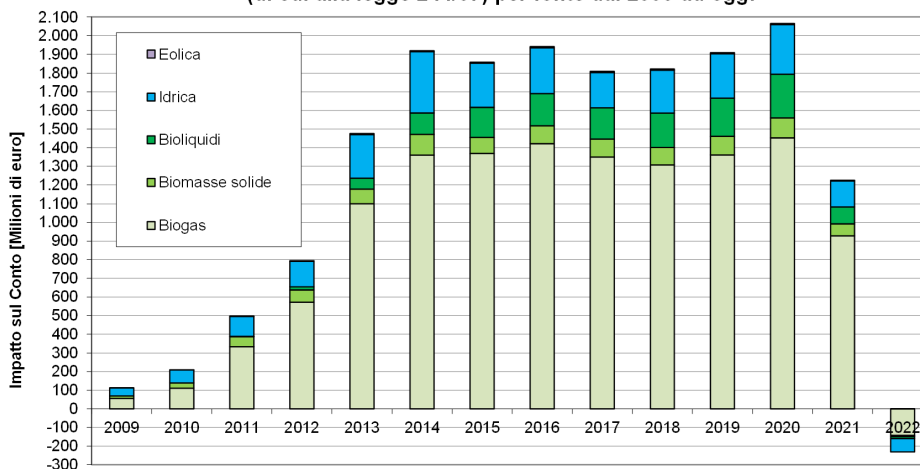
³²La voce "biogas" comprende anche gli impianti alimentati da gas di discarica, da gas residuati dai processi di depurazione e da rifiuti.

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



(a)

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



(b)

Figura 31: Tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla Legge 244/07 [11])³²

di tale energia, nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

La Figura 31a rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva.

Nell'anno 2021 la quantità di energia elettrica incentivata è stata pari a circa 8,5 TWh (in calo rispetto agli anni precedenti per effetto della minore produzione da bioliquidi), immessa in rete da 2.803 impianti per una potenza

complessiva di circa 1.644 MW; nell'anno 2022 la quantità di energia elettrica incentivata è stata pari a circa 7,1 TWh (in ulteriore calo rispetto agli anni precedenti per effetto di una minore produzione da bioliquidi e di una minore produzione da fonte idrica a causa della scarsità della fonte) immessa in rete da 2.714 impianti per una potenza complessiva di circa 1.567 MW.

La Figura 31b 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 [11] e per lo più attribuibile agli impianti alimentati da biogas.

Nell'anno 2021 il costo netto per il sistema è risultato pari a circa 1.225 milioni di euro, in calo rispetto agli anni precedenti per effetto degli elevati prezzi di mercato dell'energia (-41% rispetto al 2020 a fronte di una variazione di energia immessa pari a -7% rispetto al 2020); nell'anno 2022 il costo netto per il sistema è risultato negativo (quindi un ricavo) pari a circa - 231 milioni di euro.

Per i prossimi anni, si attende un progressivo calo nella produzione incentivata con questo strumento perché a partire dal 2023 iniziano a terminare i periodi di diritto all'incentivo. L'impatto sulla collettività continuerà a dipendere dall'andamento dei prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

5.2.4 Incentivi per gli impianti fotovoltaici nell'ambito dei cd. “conti energia”

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è stata introdotta con il Decreto Interministeriale 28 luglio 2005 [26], come modificato e integrato dal Decreto Interministeriale 6 febbraio 2006 (I Conto Energia) [37]; successivamente è stata rinnovata dal Decreto Interministeriale 19 febbraio 2007 (II Conto Energia) [27], dal Decreto Interministeriale 6 agosto 2010 (III Conto Energia) [28], dal Decreto Interministeriale 5 maggio 2011 (IV Conto Energia) [29] e dal Decreto Interministeriale 5 luglio 2012 [21]. Ai sensi di quest'ultimo, gli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici non trovano più applicazione, in ogni caso, decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno, come comunicata dall'Autorità sulla base degli elementi forniti dal GSE. Il predetto trentesimo giorno solare è il 6 luglio 2013, come già evidenziato con la Deliberazione 250/2013/R/efr [60].

Fino al IV conto energia, l'incentivo era un premio riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, indipendentemente dal suo utilizzo, e addizionale ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia immessa in rete o dallo scambio sul posto³³.

³³Con 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

Con il V conto energia:

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

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

L'onere complessivo derivante dagli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici è posto a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e deriva:

- nel caso in cui l'incentivo sia una tariffa fissa onnicomprensiva, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. I corrispettivi di sbilanciamento vengono allocati ai produttori. Pertanto, tale onere 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 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 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 2021 è stato pari a circa 5,87 miliardi di euro, mentre nel 2022 è stato pari a circa 5,91 miliardi di euro. Esso tiene conto dell'effetto

l'energia elettrica consumata in sito.

del cosiddetto “spalma incentivi” previsto dal Decreto Legge 91/14 [12] in diverse accezioni nel caso di impianti di potenza superiore a 200 kW³⁴.

L'energia elettrica incentivata, nel 2021, è stata pari a circa 20,3 TWh, in relazione a 548.942 impianti per una capacità complessiva pari a circa 17,6 GW; nel 2022, è stata pari a circa 20,9 TWh, in relazione a 548.304 impianti per una capacità complessiva pari a circa 17,5 GW.

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 dal 2026; anche l'impatto per la collettività è atteso piuttosto stabile perché gli incentivi sono prevalentemente premi costanti. Considerando più in dettaglio i dati relativi all'anno 2021:

- 99.246 impianti di potenza totale pari a circa 1,4 GW hanno beneficiato dei meccanismi *feed in tariff* per poco più di 1 TWh di energia elettrica comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 90,5 milioni di euro;
- 449.577 impianti di potenza totale pari a circa 16 GW hanno invece beneficiato del *feed in premium* fisso per 18,6 TWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 5.720 milioni di euro;
- 119 impianti di potenza totale pari a circa 276 MW hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile per 294 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 7,8 milioni di euro.

In aggiunta a quanto sopra riportato, nel 2021 è stato erogato il premio sul consumo in sito (che, come sopra ricordato, spetta ove non è già presente un incentivo sull'intera quantità di energia elettrica prodotta) in relazione a poco

³⁴L'Articolo 26, comma 3, del Decreto Legge 91/14 [12] 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:

- 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;
- 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 [38];
- 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).

meno di 0,4 TWh, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 46,6 milioni di euro.

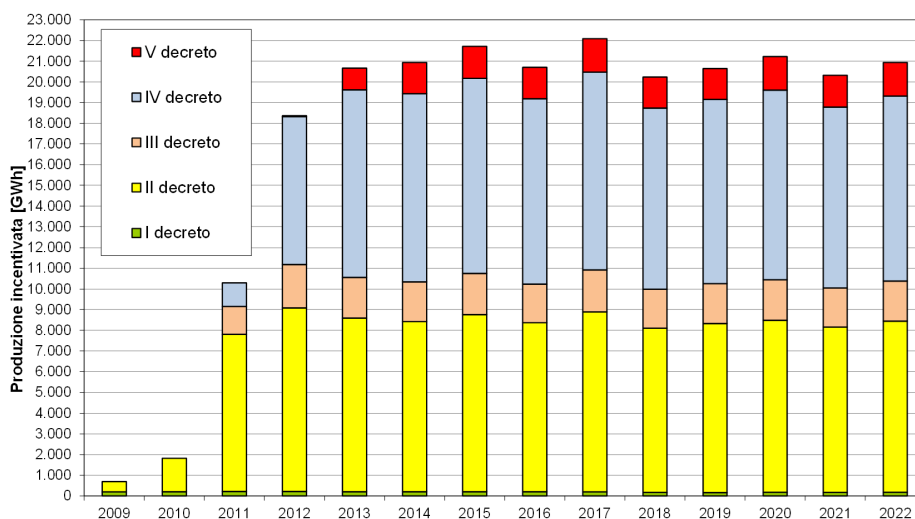
Per quanto riguarda l'anno 2022:

- 99.088 impianti di potenza totale pari a circa 1,4 GW hanno beneficiato dei meccanismi *feed in tariff* per poco più di 1 TWh di energia elettrica comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate negativo e pari a circa - 93,3 milioni di euro per effetto degli elevati prezzi rilevati nel 2022 sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica;
- 449.097 impianti di potenza totale pari a circa 16 GW hanno invece beneficiato del *feed in premium* fisso per 19,1 TWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 5.947 milioni di euro, lievemente superiore rispetto all'anno precedente in quanto tale impatto dipende dalla produzione ma non anche dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica;
- 119 impianti di potenza totale pari a circa 276 MW hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile per 345 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 0,4 milioni di euro, molto inferiore rispetto all'anno precedente pur a fronte di un aumento della produzione incentivata per effetto degli elevati prezzi all'ingrosso rilevati nel 2022 sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica.

In aggiunta a quanto sopra riportato, nel 2022 è stato erogato il premio sul consumo in sito (che, come sopra ricordato, spetta ove non è già presente un incentivo sull'intera quantità di energia elettrica prodotta) in relazione a poco meno di 0,5 TWh, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 51,9 milioni di euro.

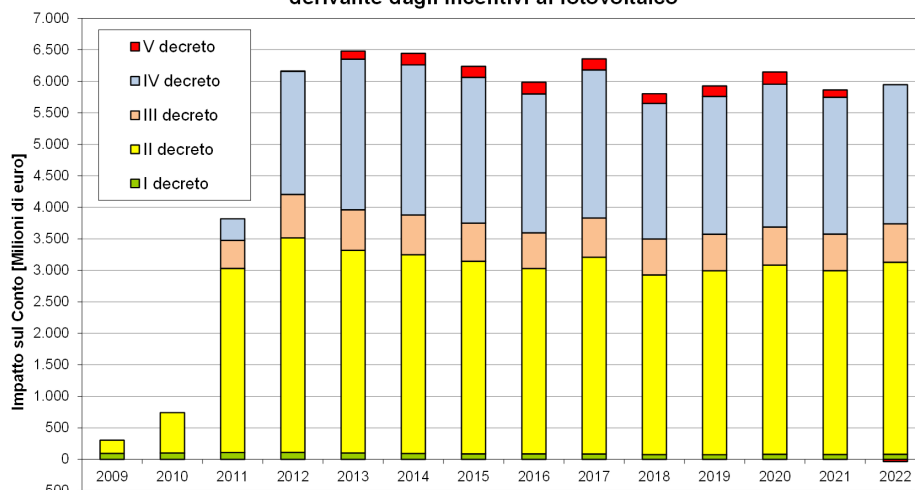
La Figura 32a evidenzia l'evoluzione della quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata; da essa si notano i fortissimi incrementi registrati nell'anno 2011 soprattutto in relazione al II conto energia e nel 2012 in relazione al IV conto energia. La Figura 32b evidenzia l'evoluzione dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate associato agli impianti fotovoltaici. Tale impatto è molto diverso nel 2022 rispetto al 2021 (negativo anziché positivo) solo per il V conto energia poiché esso prevede esclusivamente strumenti quali la *feed in tariff* e il *feed in premium* a una via; in relazione agli altri conti energia l'impatto del 2022 è analogo o in lieve crescita rispetto agli anni precedenti.

Quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata



(a)

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



(b)

Figura 32

5.2.5 Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [22] e Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [23] per gli impianti diversi dai fotovoltaici

Il Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [22] prevede che:

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale fino a 1 MW (fino a 500 kW nel caso del Decreto

Interministeriale 23 giugno 2016 [23]) 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 [23] 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 direttamente o tramite registri;
 - 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 tramite aste (cioè impianti aventi potenza nominale superiore a 5 MW).

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 del Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [32] e del Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [35], a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, deriva:

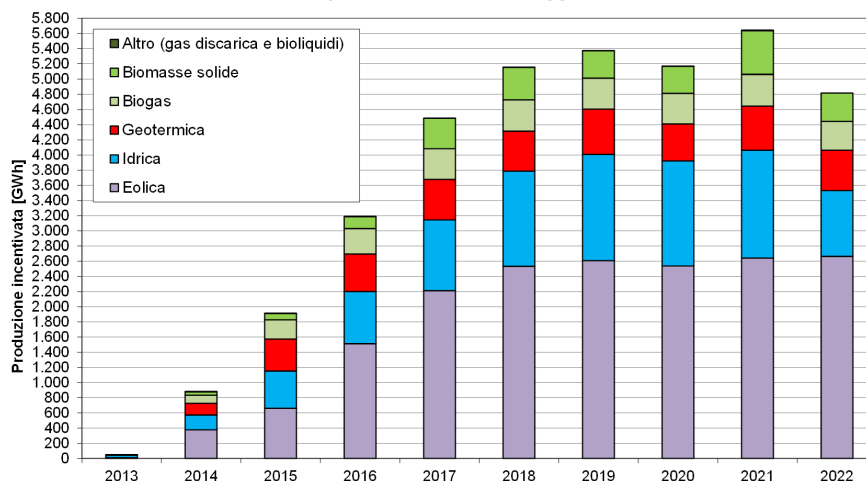
- nel caso di impianti che beneficiano della *feed in tariff*, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza può essere positiva o negativa e dipende dai prezzi all'ingrosso 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 sulla collettività), 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 sulla collettività), 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.

Le Figure 33a e 33b evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [22], suddivisi per fonte, dal 2013 al 2022 (dati di preconsuntivo). Con riferimento alla quantità di energia elettrica incentivata, il totale è aumentato da 48 GWh nel 2013 sino a circa 5.644 GWh nel 2021 e a 4.820 GWh nel 2022, principalmente per effetto di impianti eolici (2.641 GWh nel 2021 e 2.664 GWh nel 2022) e idroelettrici (1.422 GWh nel 2021 e 867 GWh nel 2022 per effetto della scarsità idrica). 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 219 milioni di euro nel 2021 (pur a fronte di un aumento della produzione rispetto al 2020) e a -75 milioni di euro nel 2022.

In relazione all'anno 2021:

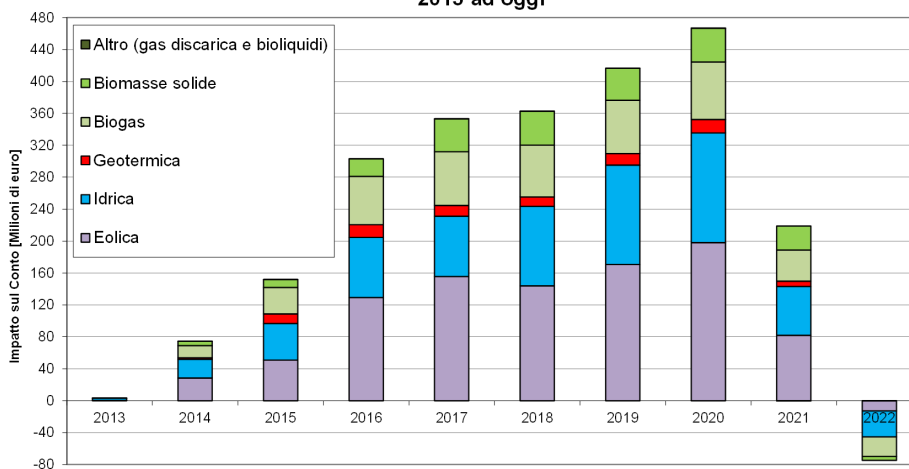
- 2.641 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 1.438 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 122 milioni di euro;
- 73 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo direttamente o tramite registri, per 1.173 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 24 milioni di euro;

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



(a)

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



(b)

Figura 33: Energia elettrica incentivata ai sensi del Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [22] (impianti diversi dai fotovoltaici)

- 4 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo tramite aste, per 3.033 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 72 milioni di euro.

Nell'anno 2022:

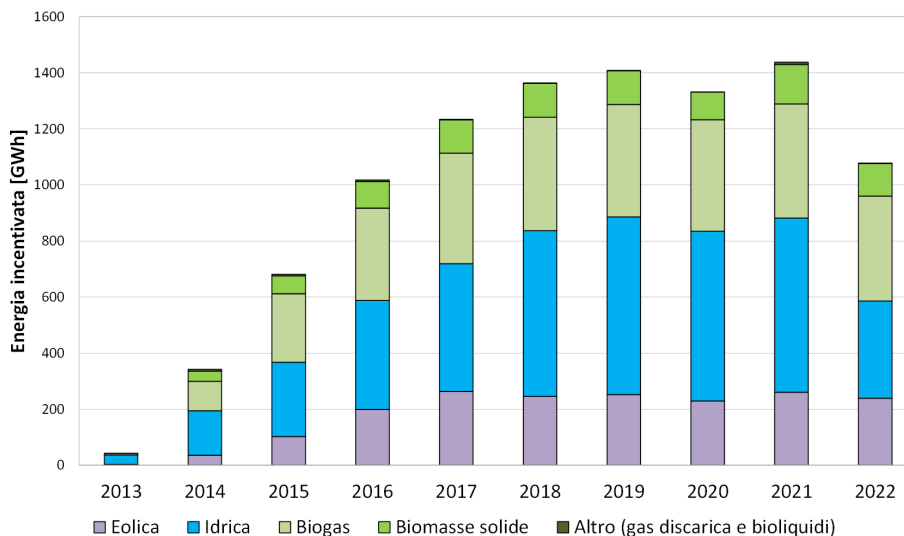
- 2.641 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 1.077 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa -79 milioni di euro;
- 81 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo direttamente o tramite registri, per 787 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 0,5 milioni di euro;
- 54 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo tramite aste, per 2.955 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 3,5 milioni di euro.

Le Figure 34a e 34b 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, considerando gli ultimi due 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.

Per quanto riguarda il successivo Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [35], sulla base dei dati dell'anno 2021, l'energia incentivata è stata pari a circa 3.441 GWh (in significativo aumento rispetto ai circa 828 GWh del 2018), anche in questo caso prodotta principalmente da impianti eolici (2.214 GWh) e idroelettrici (730 GWh). Tale energia incentivata ha comportato un costo in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate pari a circa 92 milioni di euro. Più in dettaglio, nel 2021:

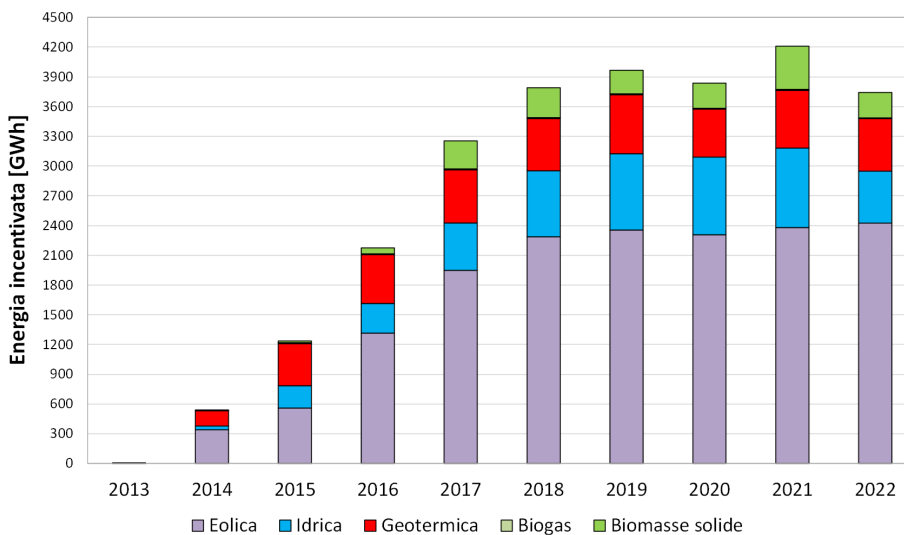
- 2.845 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 792 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 79 milioni di euro. Tale energia è circa equi-ripartita tra impianti eolici, idroelettrici e impianti alimentati da biogas e biomasse;
- 111 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite registri, per 686 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 4 milioni di euro. Tale energia è prodotta prevalentemente da impianti idroelettrici;
- 37 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo tramite aste (tutti impianti eolici), per 1.964 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 9 milioni di euro.

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



(a)

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

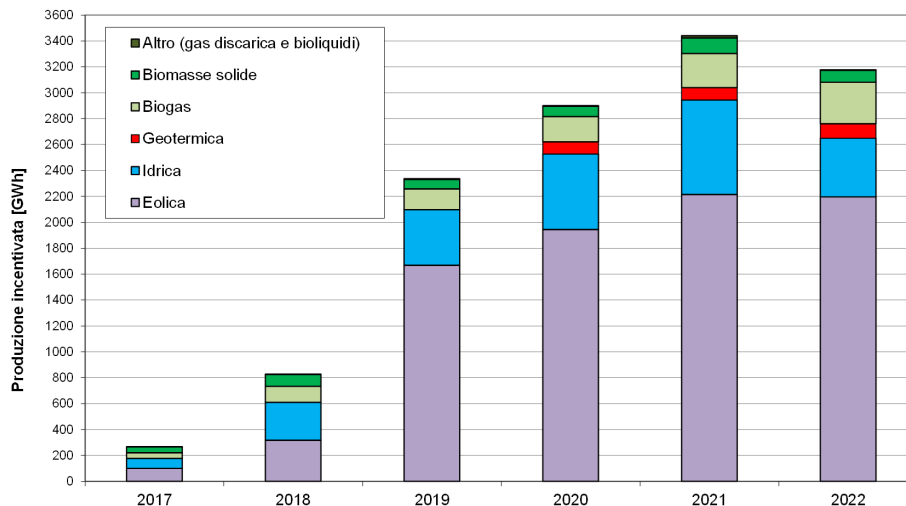


(b)

Figura 34

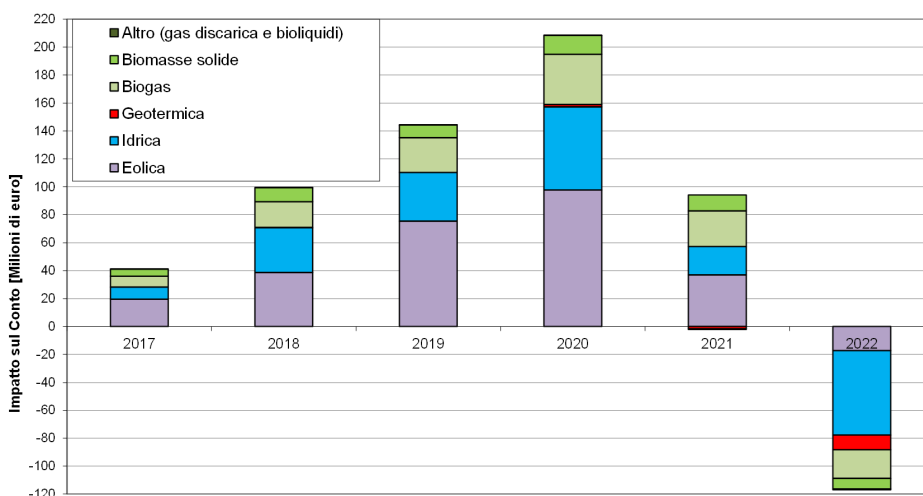
In relazione all'anno 2022, l'energia incentivata è stata pari a circa 3.177 GWh (in riduzione rispetto all'anno precedente per effetto della minore

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



(a)

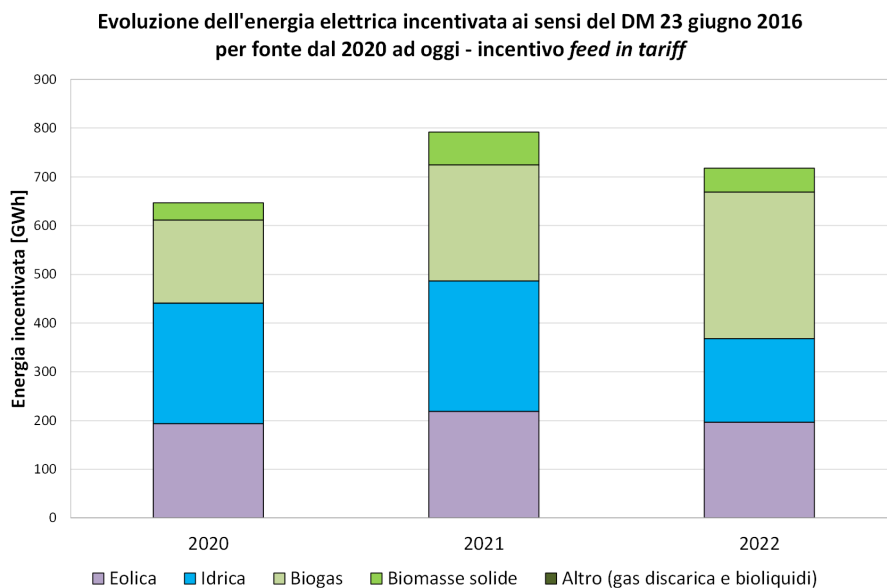
Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 23 giugno 2016 per fonte dal 2017 ad oggi



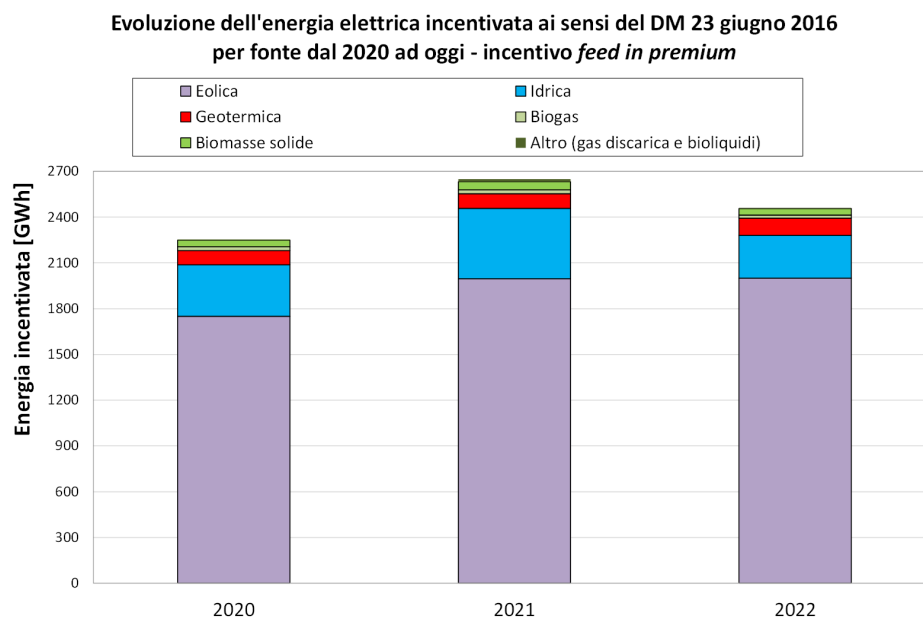
(b)

Figura 35: Energia elettrica incentivata ai sensi del Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [23]

produzione da fonte idrica), prodotta principalmente da impianti eolici (2.195 GWh). Tale energia incentivata ha comportato un impatto in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate negativo e pari a circa



(a)



(b)

Figura 36: Energia elettrica incentivata ai sensi del Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [23]

-117 milioni di euro.

Più in dettaglio, nel 2022:

- 2.909 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 718 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa -43 milioni di euro;
- 115 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite registri, per 547 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa -75 milioni di euro;
- 39 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo tramite aste (tutti impianti eolici), per 1.912 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 1,1 milioni di euro.

Le Figure 35a e 35b 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 [35]. 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 36a e 36b 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, considerando gli ultimi due 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.

5.2.6 Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [24]

Il Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [24] prevede che:

- siano incentivati gli impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *onshore*, 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 tra la tariffa base costante, differenziata per fonte e per taglia, tenendo conto degli esiti delle procedure d'asta ove applicabili, e il prezzo zonale orario (*feed in premium* variabile). A differenza dei decreti precedenti, viene previsto un contratto alle differenze a due vie, per cui l'incentivo può risultare negativo nelle ore in cui il prezzo zonale è maggiore della tariffa base;

- 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:

- 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 (e quindi l'impatto sulla collettività), 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 2021, l'energia incentivata è stata pari a circa 308 GWh, prodotta principalmente da impianti eolici e idroelettrici. Tale energia incentivata ha comportato un impatto in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate negativo e pari a circa - 5 milioni di euro.

Più in dettaglio, in relazione all'anno 2021:

- 326 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 93 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 4 milioni di euro. Tale energia è prevalentemente attribuibile a impianti idroelettrici e in minor parte a impianti fotovoltaici;
- 25 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite registri, per 61 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 0,4 milioni di euro. Tale energia è prodotta prevalentemente da impianti idroelettrici;
- 6 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite aste (quasi tutti impianti eolici), per 154 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate negativo di circa -9,7 milioni di euro.

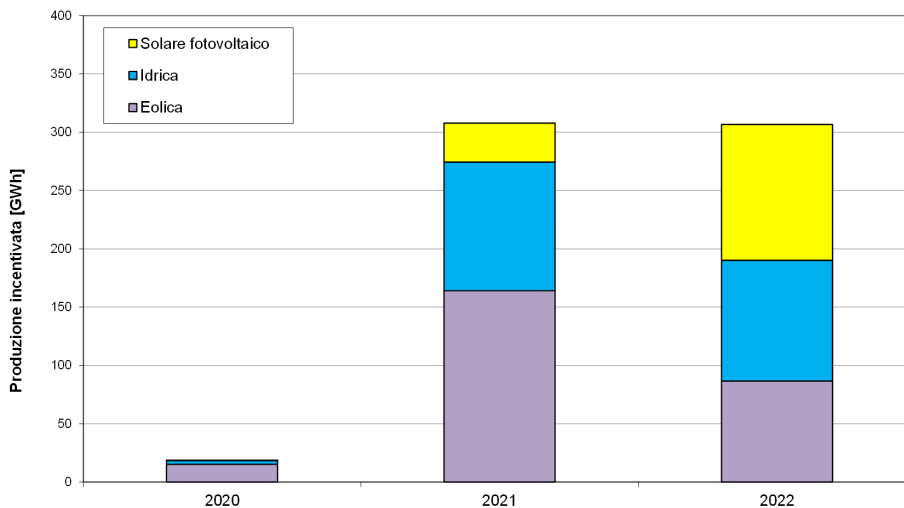
Per l'anno 2022, l'energia incentivata è stata pari a circa 307 GWh (come l'anno precedente, nonostante l'aumento degli impianti ammessi al meccanismo incentivante), prodotta principalmente da impianti eolici e idroelettrici. Tale energia incentivata ha comportato un impatto in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate negativo e pari a circa - 44 milioni di euro.

Più in dettaglio, in relazione all'anno 2022:

- 450 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 119 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa -14 milioni di euro. Tale energia è prevalentemente attribuibile a impianti idroelettrici e in minor parte a impianti fotovoltaici;
- 43 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite registri, per 117 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa -14 milioni di euro. Tale energia è prodotta prevalentemente da impianti idroelettrici;
- 7 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite aste (quasi tutti impianti eolici), per 70 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate negativo di circa -16 milioni di euro.

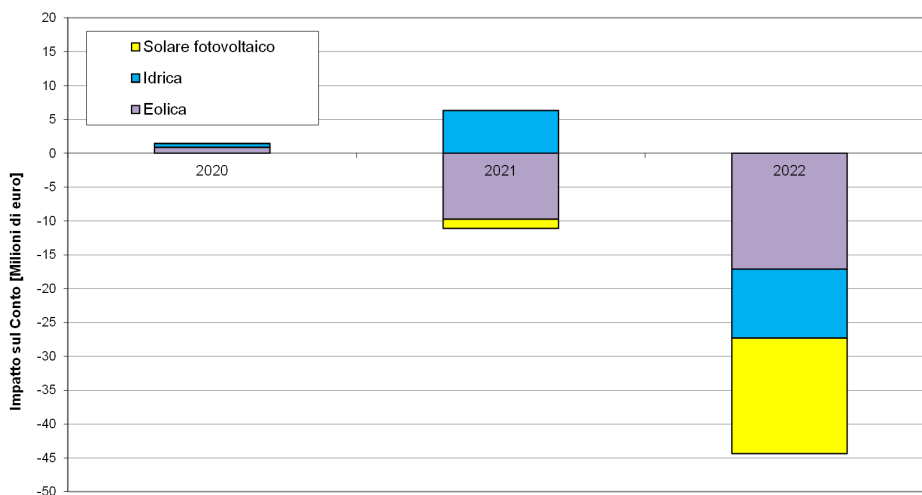
Le Figure 37a e 37b evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 4 luglio 2019 per fonte dal 2020 ad oggi



(a)

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



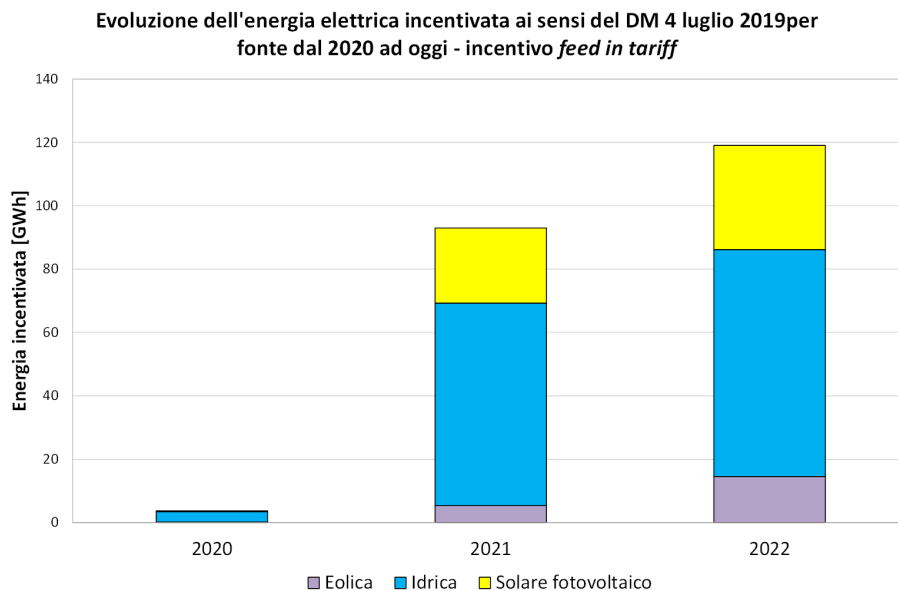
(b)

Figura 37: Energia elettrica incentivata ai sensi del Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [24]

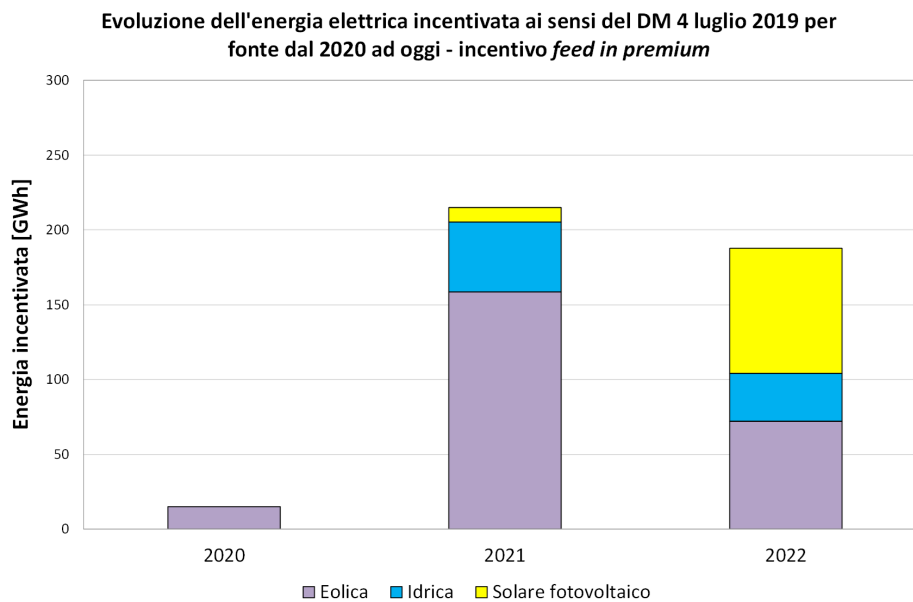
dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [33].

Le Figure 38b e 38a evidenziano l'energia incentivata per ciascuna fonte

per gli impianti che hanno beneficiato rispettivamente di incentivi *feed in*



(a)



(b)

Figura 38: Energia elettrica incentivata ai sensi del Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [24]

tariff e *feed in premium* variabile.

5.2.7 Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017 [30] per le isole minori non interconnesse

Il Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017 [30] ha individuato obiettivi minimi di sviluppo delle *fonti rinnovabili* (in relazione all'installazione, presso utenze domestiche e non domestiche, di sistemi con pannelli solari termici per la copertura dei consumi di acqua calda o per il solar cooling, ovvero all'installazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da *fonti rinnovabili*) per le isole non interconnesse alla RTN³⁵ e ha previsto che l'Autorità definisca le modalità di remunerazione nel rispetto dei criteri indicati dal decreto medesimo.

Al riguardo, l'Autorità, con la Deliberazione 558/2018/R/eel [59], per gli impianti alimentati da *fonti rinnovabili* di potenza non inferiore a 0.5 kW ed entrati in esercizio successivamente al 14 novembre 2018, ha previsto che:

- la remunerazione incentivante venga riconosciuta per 20 anni;
- il produttore possa scegliere tra due opzioni di remunerazione:
 - opzione 1) prevede che la tariffa base sia pari al costo evitato efficiente (cioè il costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta), differenziato per ciascuna isola non interconnessa, in ogni caso limitata all'interno di un range tra un valore minimo ed un valore massimo;
 - opzione 2) prevede che la tariffa base sia pari a un valore fisso differenziato per classi di potenza e per gruppo di isole;
- la remunerazione dell'energia elettrica prodotta:
 - sia di tipo *feed in tariff*, pari alla richiamata tariffa base, per la quota di energia elettrica immessa in rete;
 - sia di tipo *feed in premium* per la quota di energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito; la remunerazione unitaria per tale quota di energia elettrica è pari alla differenza tra la richiamata tariffa base e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumato in sito³⁶;

³⁵Sono le isole non interconnesse definite dal comma 2.2 dell'Allegato A alla Deliberazione 558/2018/R/eel [59].

³⁶Il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito è il valore, pari alla somma della media aritmetica, su base annuale solare, dei valori orari del PUN, relativi all'anno precedente rispetto a quello di riferimento, e del corrispettivo unitario denominato CU_{Sf} di cui al Testo Integrato Scambio sul Posto, relativo all'anno precedente, definito per utenti dello scambio sul posto nell'ipotesi di cliente finale domestico residente con consumo fino a 1'800 kWh/anno.

- preveda 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.

L'onere complessivo derivante dalle tariffe incentivanti è posto a carico del Conto alimentato dall'elemento A_{UCARIM} della componente tariffaria A_{RIM} e deriva:

- per la quota di energia elettrica immessa in rete, 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 nel mercato. L'onere complessivo tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica;
- per la quota di energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito, dall'incentivo erogato dal GSE. Anche tale incentivo (e quindi l'impatto sulla collettività), per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e aumenta al diminuire dei medesimi prezzi;
- dagli eventuali premi addizionali precedentemente descritti.

In relazione all'anno 2021, 39 impianti di produzione hanno beneficiato delle tariffe incentivanti previste dal Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017 [30], per un totale di circa 681 MWh di energia elettrica remunerata. Più nel dettaglio, circa 458 MWh di energia elettrica sono stati remunerati tramite *feed in tariff*, mentre circa 223 MWh di energia elettrica tramite *feed in premium*, comportando un impatto sulla componente A_{RIM} di quasi 14.000 euro.

Per l'anno 2022, 47 impianti di produzione hanno beneficiato delle tariffe incentivanti previste dal Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017 [30], per un totale di circa 1.948 MWh di energia elettrica remunerata. Più nel dettaglio, circa 1.118 MWh di energia elettrica sono stati remunerati tramite *feed in tariff*, mentre circa 830 MWh di energia elettrica tramite *feed in premium*, comportando un impatto sulla componente A_{RIM} di quasi -139.000 euro.

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

La Figura 39 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.

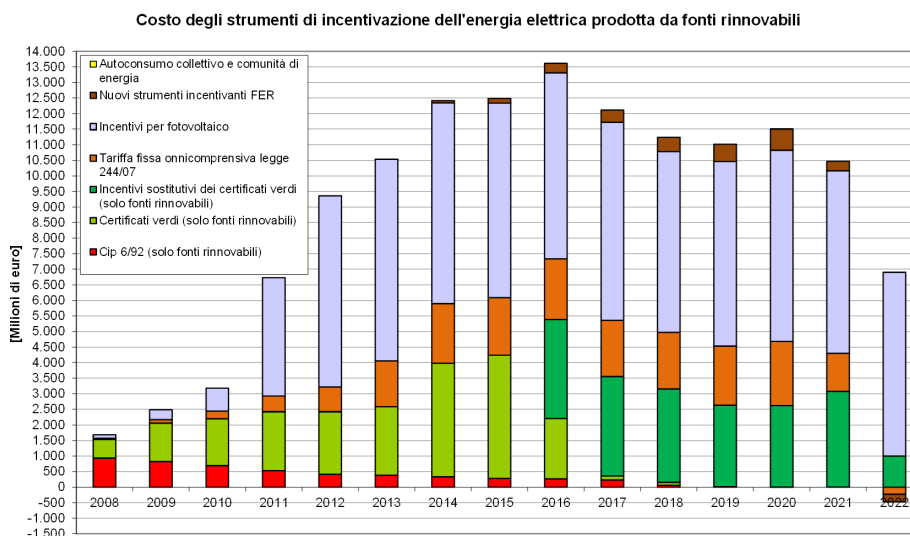


Figura 39: i dati relativi all'anno 2022 sono preconsuntivi

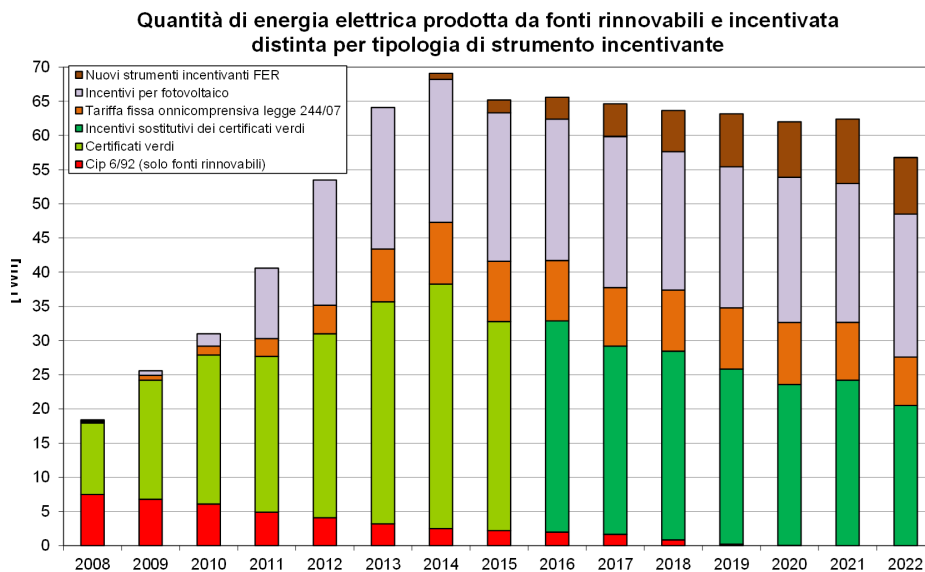


Figura 40: i dati relativi all'anno 2022 sono preconsuntivi³⁷

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica piuttosto stabile, di circa 63 TWh, fino al 2021 e pari a circa 57 TWh nel 2022 prevalentemente per effetto della minore produzione

³⁷Si 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. I dati relativi all'anno 2022 sono preconsuntivi.

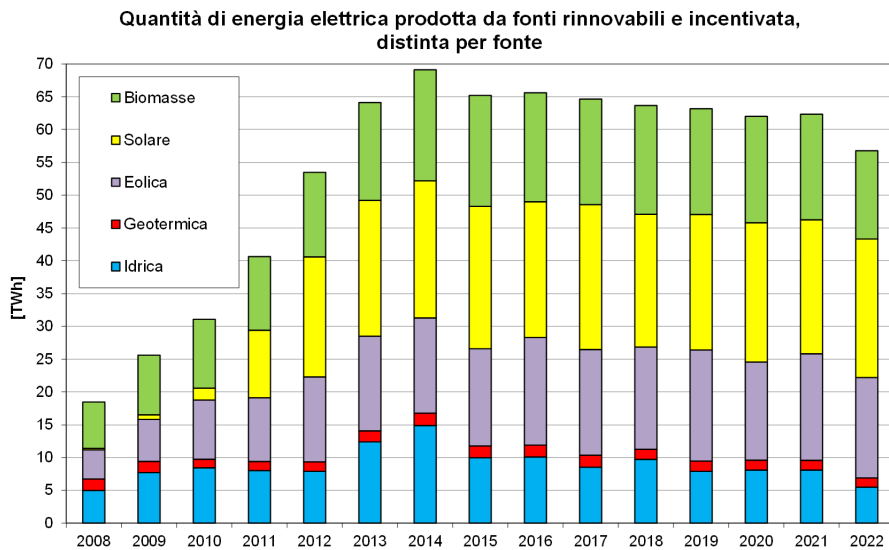


Figura 41: i dati relativi all'anno 2022 sono preconsuntivi

idroelettrica, come evidenziato nelle Figure 40 e 41.

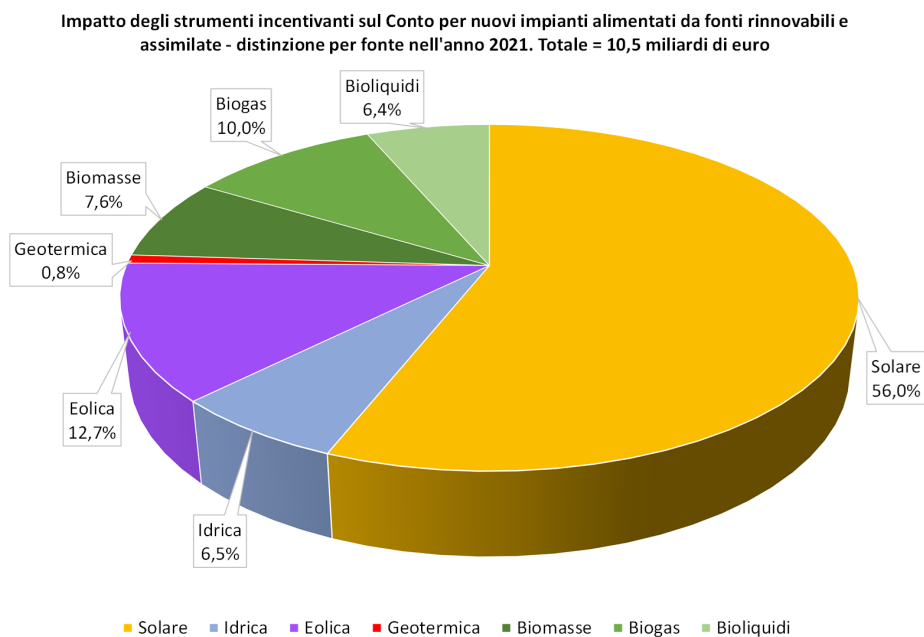


Figura 42

Le Figure 42 e 43 evidenziano gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle sole fonti rinnovabili per gli anni 2021 e 2022 ripartiti per fonte. Emerge, per l'anno 2022, il fatto che tali oneri sono essenzialmente derivanti dagli

Impatto degli strumenti incentivanti sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate - distinzione per fonte nell'anno 2022. Totale = 6,4 miliardi di euro

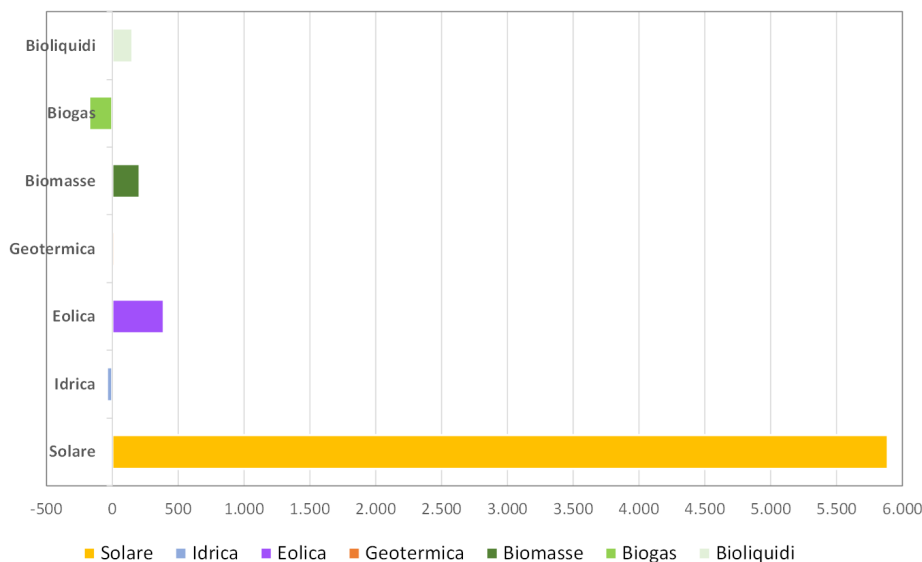


Figura 43: (valori in milioni di euro)

incentivi di tipo *feed in premium* costante applicati agli impianti fotovoltaici per effetto dei primi quattro conti energia.

5.3 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} 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. 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 Figura 39, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili per l'anno 2021 sono pari a circa 10,5 miliardi di euro, mentre per l'anno 2022 sono pari a circa 6,4 miliardi di euro. Come visto nei precedenti paragrafi i costi derivanti da alcuni strumenti di incentivazione dipendono dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica: questi ultimi, nel corso del 2022, si sono rivelati più elevati rispetto a quelli registrati negli anni precedenti.

Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate viene anche utilizzato per coprire i costi derivanti dall'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del Provvedimento CIP 6/92 [36]), 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. Gli oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono pari a circa 10,7 miliardi di euro per l'anno 2021 e a circa 6,6 miliardi di euro per l'anno 2022.

L'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} , invece, consente l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per la frazione non biodegradabile dei rifiuti, pari a poco meno di 0,3 milioni di euro nel 2020 (dovuti a impianti termovalorizzatori che godono degli incentivi CIP 6/92). Tale onere non è più presente dal 2021 a causa del termine delle convenzioni siglate.

L'elemento A_{UCARIM} della componente tariffaria A_{RIM} , infine, consente l'incentivazione, ai sensi del Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017 [30], dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ubicati nelle isole minori non interconnesse.

Le Tabelle 6 e 7 evidenziano nel dettaglio quanto fino a ora presentato in relazione al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate per l'anno 2021 e 2022 dando separata evidenza alle diverse tipologie di strumenti incentivanti, al fine di meglio identificare il conseguente impatto per la collettività.

Infine, la Figura 44 evidenzia l'andamento negli ultimi anni dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dagli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate e dai regimi commerciali speciali.

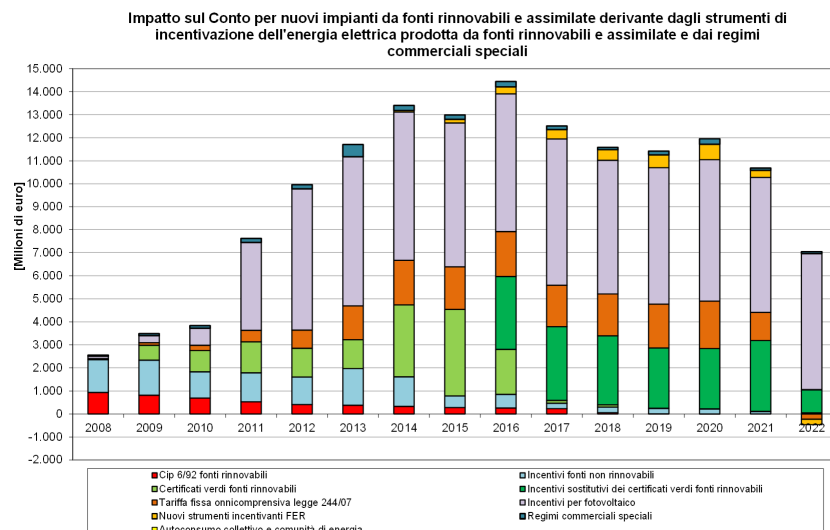


Figura 44

Anno 2021						
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	449.577	15.954	18.560	5.720	0	5.720
Incentivi autoconsumo fotovoltaico	0	0	429	47	0	47
Incentivi autoconsumo diffuso	1	0	0	0	0	0
Subtotale	449.578	15.954	18.989	5.767	0	5.767
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	119	276	295	8	0	8
Incentivi ex DM 6 luglio 2012 registri	73	195	1.173	24	0	24
Incentivi ex DM 6 luglio 2012 aste	54	1.308	3.033	72	0	72
Incentivi ex DM 23 giugno 2016 aste	37	1.050	1.964	9	0	9
Subtotale	283	2.829	6.465	113	0	113
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	2.803	1.644	8.486	2.254	1.029	1.225
Incentivi ex DM 5 luglio 2012	99.246	1.372	1.031	204	113	90
Incentivi ex DM 6 luglio 2012	2.641	351	1.438	295	180	115
Incentivi ex DM 23 giugno 2016	2.845	220	792	176	89	87
Incentivi ex DM 4 luglio 2019	326	32	93	15	12	4
Subtotale	107.861	3.619	11.839	2.944	1.423	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	1.042	12.296	24.190	3.073	0	3.073
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	111	163	686	4	0	4
Incentivi ex DM 4 luglio 2019 registri	25	19	61	0	0	0
Incentivi ex DM 4 luglio 2019 aste	6	93	154	-10	0	-10
Subtotale	142	275	901	-5	0	-5
Totale	558.906	34.972	62.383	11.891	1.423	10.469

Tabella 6: Oneri associati agli strumenti incentivanti da fonti rinnovabili

Dalle Figure 39 e 44 emerge un picco nel 2016 per effetto della somma tra il ritiro dei CV rimasti invenduti e della contestuale erogazione dei nuovi incentivi sostitutivi³⁸.

A fronte di una sostanziale parità di energia elettrica incentivata negli ultimi 6 anni, si nota un lieve aumento dei costi di incentivazione nel 2020

³⁸Si noti che il picco dell'anno di competenza 2016 non corrisponde a un analogo picco "per cassa" poiché gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi vengono in generale erogati con le medesime tempistiche applicate per il ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti (cioè su base trimestrale entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento nei casi in cui sono disponibili dati mensili di produzione)

Anno 2022 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	449.097	15.921	19.094	5.947	0	5.947
Incentivi autoconsumo fotovoltaico	0	0	470	52	0	52
Incentivi autoconsumo diffuso	0	0	0	0	0	0
Subtotale	449.097	15.921	19.564	5.998	0	5.998
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	119	276	345	0	0	0
Incentivi ex DM 6 luglio 2012 registri	81	200	787	1	0	1
Incentivi ex DM 6 luglio 2012 aste	54	1.308	2.955	3	0	3
Incentivi ex DM 23 giugno 2016 aste	39	1.086	1.912	1	0	1
Subtotale	293	2.870	5.999	6	0	6
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	2.714	1.567	7.093	1.908	2.139	-231
Incentivi ex DM 5 luglio 2012	99.088	1.360	1.025	235	328	-93
Incentivi ex DM 6 luglio 2012	2.641	350	1.077	230	309	-79
Incentivi ex DM 23 giugno 2016	2.909	232	718	165	207	-43
Incentivi ex DM 4 luglio 2019	450	39	119	21	35	-14
Subtotale	107.802	3.547	10.032	2.558	3.019	-461
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	1.015	11.751	20.449	1.001	0	1.001
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	115	166	547	-75	0	-75
Incentivi ex DM 4 luglio 2019 registri	43	28	117	-14	0	-14
Incentivi ex DM 4 luglio 2019 aste	7	116	71	-16	0	-16
Subtotale	165	309	735	-105	0	-105
Totale	558.372	34.399	56.779	9.457	3.019	6.439

Tabella 7: Oneri associati agli strumenti incentivanti da fonti rinnovabili

a causa della riduzione del prezzo di mercato dell'energia elettrica, seguito da una più marcata riduzione nel 2021 e, soprattutto, nel 2022 a causa dell'aumento del prezzo di mercato dell'energia elettrica, come più nel dettaglio specificato nei paragrafi precedenti.

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. Nel 2022 è stato effettuato l'ultimo riconoscimento di oneri derivanti dall'acquisto di quote di emissione di CO₂;
- l'energia elettrica che beneficia degli incentivi sostitutivi dei CV sarà in marcata riduzione a decorrere dal 2023³⁹ per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2027. Il valore unitario degli incentivi è correlato al prezzo medio di mercato dell'anno precedente: per questo motivo, a sostanziale parità di energia incentivata, il costo per la collettività derivante degli incentivi sostitutivi dei CV è inferiore nel 2022 rispetto al 2021 e sarà nullo nel 2023⁴⁰;
- l'energia elettrica che beneficia delle *feed in tariff* di cui alla Legge 244/07 [11] è attesa stazionaria fino al 2023 e, successivamente, sarà in marcata riduzione per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2027. Il costo per la collettività di tale strumento incentivante dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (per questo motivo, a sostanziale parità di energia incentivata, è inferiore nel 2021 rispetto al 2020 ed è diventato negativo nel 2022 in quanto i ricavi di vendita di tale energia da parte del GSE hanno superato i costi sostenuti per il ritiro);
- 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 2025; inizierà a diminuire, soprattutto dal 2027, fino ad azzerarsi nel 2032. Il costo per la collettività di tali strumenti incentivanti non dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ed è pertanto solo correlato all'energia prodotta: esso resterà pari o prossimo a 6 miliardi di euro annui almeno fino al 2025;
- l'energia elettrica che beneficia del V conto energia per impianti fotovoltaici e dei nuovi strumenti incentivanti (di cui al Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [32], al Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [35] e, più recentemente, Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [33]) è attesa complessivamente in crescita per effetto dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti ammessi a beneficiare del più recente decreto. Il costo

³⁹Nel periodo tra il 2020 e il 2022 non ci sono impianti che terminano il diritto ai certificati verdi e loro sostituti. Infatti, gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 hanno un periodo di diritto all'incentivo pari a 12 anni mentre quelli entrati in esercizio dal 1 gennaio 2008 hanno un periodo di diritto all'incentivo pari a 15 anni.

⁴⁰Gli incentivi sostitutivi dei CV, al netto del coefficiente moltiplicativo che dipende dalla fonte, sono infatti pari a $0,78 \times (180 - \text{prezzo medio dell'anno precedente})$. Poiché non è previsto che essi assumano valori negativi, nel 2023 tali incentivi saranno nulli nell'ipotesi realistica che il prezzo medio di mercato del 2022 sia superiore a 180 €/MWh.

per la collettività dipende dalla tipologia di strumento incentivante. In particolare:

- a) se l'incentivo è di tipo *feed in tariff*⁴¹, il costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e diventa negativo nei casi in cui i ricavi di vendita di tale energia da parte del GSE superano i costi sostenuti per il ritiro;
- b) se l'incentivo è di tipo *feed in premium* variabile a una via⁴², il costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e può al più diventare nullo nei casi in cui i prezzi di mercato all'ingrosso superano la “tariffa base” riconosciuta ai produttori;
- c) se l'incentivo è di tipo *feed in premium* variabile a due vie⁴³, il costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e diventa negativo nei casi in cui i prezzi di mercato all'ingrosso superano la “tariffa base” riconosciuta ai produttori.

⁴¹Impianti fotovoltaici fino a 1 MW ai sensi del decreto interministeriale 5 luglio 2022, impianti dalle altre fonti rinnovabili fino a 1 MW ai sensi del decreto interministeriale 6 luglio 2012, impianti dalle altre fonti rinnovabili fino a 500 kW ai sensi del decreto interministeriale 23 giugno 2016, impianti dalle fonti eolica, solare, idrica o gas residuati dei processi di depurazione fino a 250 kW ai sensi del decreto interministeriale 4 luglio 2019.

⁴²Impianti fotovoltaici di potenza superiore a 1 MW ai sensi del decreto interministeriale 5 luglio 2022, impianti dalle altre fonti rinnovabili di potenza superiore a 1 MW ai sensi del decreto interministeriale 6 luglio 2012, impianti dalle altre fonti rinnovabili di potenza superiore a 500 kW “ad asta” ai sensi del decreto interministeriale 23 giugno 2016.

⁴³Impianti alimentati dalle fonti rinnovabili diverse dalla solare di potenza superiore a 500 kW “a registro” ai sensi del decreto interministeriale 23 giugno 2016 e impianti dalle fonti eolica, solare, idrica o gas residuati dei processi di depurazione di potenza superiore a 250 kW ai sensi del decreto interministeriale 4 luglio 2019.

6 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, Sistemi di Distribuzione Chiusi e configurazioni per l'autoconsumo diffuso

6.1 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e Sistemi di Distribuzione Chiusi

In un contesto, quale quello italiano, in cui le attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sono assegnate su concessione nel territorio nazionale è necessario definire quali configurazioni possono essere realizzate. Al riguardo:

- nell'ambito dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)⁴⁴, sono stati individuati i Sistemi di Autoproduzione (SAP), i Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU), i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU (SEESEU)⁴⁵ e i Sistemi in Scambio sul Posto (SSP)⁴⁶. Inoltre, l'Autorità, con la Deliberazione 578/2013/R/eel [61], ha introdotto la categoria degli Altri Sistemi Esistenti (ASE) che raggruppa tutti i sistemi che, pur non rientrando in specifiche definizioni di SSPC, sono già connessi alla rete con obbligo di connessione di terzi. Solo di recente, con il Decreto Legislativo 210/2021 [13], è stata introdotta una nuova definizione di SSPC che sostituisce le precedenti;
- sempre nell'ambito dei SSPC rientrano, per effetto della definizione di autoproduttore prevista dal Decreto Legislativo 79/99 [14], le cooperative storiche dotate di rete propria (ogni società cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della Legge 1643/62 [15] e dotata di rete propria per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci) e i consorzi storici dotati di rete propria (i consorzi o le società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente

⁴⁴I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Sono sistemi elettrici che possono essere ricondotti a una configurazione semplice in cui vi sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale (cliente finale e produttore possono coincidere con lo stesso soggetto ovvero possono essere soggetti diversi).

⁴⁵I SEESEU, a loro volta, possono essere ripartiti in quattro diverse categorie. Si vedano, al riguardo, la Deliberazione 578/2013/R/eel [61] (che definisce i SEESEU di tipo A, B e C) e i comunicati a essa riferiti e la Deliberazione 788/2016/R/eel [62] (che definisce i SEESEU di tipo D).

⁴⁶I SSP, a loro volta, possono essere di tipo A, se riferiti a impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, e di tipo B in tutti gli altri casi.

al 1 aprile 1999 e dotato di rete propria per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci);

- nell'ambito delle reti elettriche⁴⁷, oltre alle reti con obbligo di connessione di terzi gestite da un concessionario, sono stati individuati i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) di cui alla Direttiva (UE) 2019/944 [2], a loro volta suddivisibili in Reti Interne d'Utenza (RIU) e Altri SDC (ASDC). Solo di recente, con il Decreto Legislativo 210/2021 [13], è stata introdotta la possibilità di realizzare nuovi SDC (precedentemente limitati a quelli già esistenti al 15 agosto 2009).

L'Autorità ha dato attuazione al vigente quadro normativo con le deliberazioni Deliberazione 578/2013/R/eel [61] e Deliberazione 539/2015/R/eel [63] e i relativi Allegati A (rispettivamente [Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo \(TISSPC\)](#) e [Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi \(TISDC\)](#)), più volte aggiornati per tenere conto dell'evoluzione del quadro normativo e, da ultimo, per implementare le disposizioni di cui al Decreto Legislativo 199/2021 [7] e del Decreto Legislativo 210/2021 [13].

Per quanto riguarda i SSPC, al 31 dicembre 2022, risultano censiti 1.190.237 SSPC, di cui 896.684 in scambio sul posto (SSP); la potenza degli impianti di produzione installati in tali SSPC già censiti è pari a 21,56 GW (di cui 7,8 GW riferita ai SSP), mentre l'energia elettrica consumata in sito nei SSPC è stimabile in circa 26,3 TWh per l'anno 2022 (di cui 3,7 TWh attribuibile ai SSP).

Si registra un aumento rispetto ai dati del 2020: infatti, al 31 dicembre 2020 risultavano presenti 899.975 SSPC, con una potenza degli impianti di produzione pari a 17,7 GW. Inoltre l'energia elettrica consumata in sito nei SSPC era pari a circa 23,2 TWh nel 2020.

Per quanto riguarda le cooperative storiche e i consorzi storici, nonché i SDC, si rimanda ai Registri appositamente definiti dall'Autorità.

6.2 Configurazioni per l'autoconsumo diffuso

L'articolo 42bis del Decreto Legge 162/2019 [16] coordinato con la Legge 8/20 [17] ha definito le modalità e le condizioni a cui è consentito attivare l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili ovvero realizzare comunità di energia rinnovabile.

⁴⁷Le reti elettriche sono definite come sistemi elettrici a configurazione complessa che, per effetto dei rapporti intercorrenti fra i diversi utenti del sistema, non possono essere ricondotti a uno schema semplificato in cui vi sia un unico punto di connessione, un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale. Tali sistemi sono pertanto riconducibili a uno schema in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o produttori di energia elettrica

Allo scopo, l’**Autorità**, con la Deliberazione 318/2020/R/eel [64], ha introdotto il modello regolatorio virtuale finalizzato a valorizzare l’autoconsumo diffuso reale.

In attuazione della deliberazione 318/2020/R/eel, tuttora vigente, il GSE, alla data del 15 giugno 2023 ha accolto 74 richieste, per 21 comunità di energia rinnovabile e 53 gruppi per l’autoconsumo collettivo in edifici e condomini.

Più in dettaglio, le 21 comunità includono 28 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva di circa 430 kW (per la quasi totalità gli impianti di produzione hanno una potenza inferiore a 20 kW). Esse coinvolgono complessivamente 163 punti di prelievo prevalentemente nella titolarità di persone fisiche o piccole medie imprese; 6 comunità includono anche i Comuni.

I 53 gruppi per l’autoconsumo collettivo in edifici e condomini includono 67 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva di circa 1,1 MW (per la quasi totalità gli impianti di produzione hanno una potenza inferiore a 20 kW). Tali gruppi includono 381 punti di prelievo nella titolarità di utenti ubicati nei medesimi edifici e condomini.

In relazione all’anno 2022, sulla base dei primi dati preliminari disponibili, risulta che l’energia elettrica complessivamente autoconsumata sia circa pari a 183 MWh nell’ambito di gruppi per l’autoconsumo collettivo e circa pari a 72 MWh nell’ambito delle comunità di energia rinnovabile.

A ciò corrisponde un incentivo complessivamente erogato stimabile in circa 25.000 euro a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, oltre alla valorizzazione dei minori costi derivanti dall’autoconsumo stimabile in circa 2.000 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.

A seguire, il Decreto Legislativo 199/2021 [7] e il Decreto Legislativo 210/2021 [13] hanno recepito rispettivamente la Direttiva (UE) 2018/2001 [3] e la Direttiva (UE) 2019/944 [2], 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.

Allo scopo, l’**Autorità** ha definito il **Testo Integrato dell’Autoconsumo Diffuso (TIAD)**, che troverà applicazione a decorrere dall’entrata in vigore del decreto con cui il Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica definirà i nuovi incentivi spettanti per l’autoconsumo diffuso.

Glossario, acronimi e variabili

Glossario

A

UP di cogenerazione ad alto rendimento

ARERA

una **UP** che rispetta le condizioni di cui al Decreto Legislativo 20/07 [9] e al Decreto Interministeriale 4 agosto 2011 [39]. L'unità può essere cogenerativa ad alto rendimento per l'intero anno solare o per una frazione d'anno, secondo quanto previsto dall'Articolo 5 del Decreto Ministeriale 5 settembre 2011 [40]

Alta Tensione

ARERA, Testo Integrato Trasporto (TIT)

una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e inferiore a 220 kV

Autorità

ARERA

l'Autorità di regolazione designata ai sensi dell'articolo 57, paragrafo 1, della Direttiva (UE) 2019/944 [2], in Italia rappresentata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, istituita ai sensi della Legge 481/95 [18]

B

Bassa Tensione

ARERA, TIT

una tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV

C

CIP 6/92

ARERA

Provvedimento CIP 6/92 [36]

Codice di Rete

ARERA

il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete predisposto in conformità a quanto previsto nel Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 [41] e sulla base della Deliberazione 250/04 [65]

cogenerazione ad alto rendimento

ARERA

un impianto di cogenerazione che rispetta le condizioni di cui al Decreto Legislativo 20/07 [9] e al Decreto Interministeriale 4 agosto 2011 [39]. L'unità può essere cogenerativa ad alto rendimento per l'intero anno solare o per una frazione d'anno, secondo quanto previsto dall'Articolo 5 del Decreto Ministeriale 5 settembre 2011 [40]

E**energia da fonti rinnovabili**Direttiva (UE)
2019/944 [2]

l'energia da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare (eliotermica e fotovoltaico) e geotermica, da calore ambientale, maremotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idroelettrica, energia della biomassa, dei gas di discarica, dei gas residuati dai processi di depurazione e biogas

F***feed in premium***

ARERA

meccanismo di incentivazione attraverso il quale è riconosciuto al produttore un incentivo per l'energia prodotta o immessa in rete; l'energia quindi rimane nella disponibilità del produttore, che percepisce quindi anche il ricavo dalla vendita

feed in tariff

ARERA

meccanismo di incentivazione attraverso il quale è riconosciuta al produttore, per l'energia immessa in rete, una tariffa unica che include una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell'energia; l'energia quindi non rimane nella disponibilità del produttore

fonte rinnovabile

ARERA

le fonti di energia di cui alla definizione [energia da fonti rinnovabili](#) contenuta nella Direttiva (UE) 2019/944 [2]

G**Generazione Distribuita**Direttiva (UE)
2019/944 [2]

impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione

Gestore dei Servizi Energetici

ARERA

la società Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.

M**Media Tensione**ARERA, [TIT](#)

una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV

Mercato del Giorno Prima

ARERA

Il mercato di cui alla Sezione 13 del [Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico \(TIDE\)](#)

P***pay as bid***

ARERA

tipo di asta in cui gli offerenti specificano un prezzo per ogni unità di prodotto. Le offerte sono aggregate dal gestore dell'asta per determinare il prezzo al di sopra (o al di sotto) del quale risultano accettate. Gli offerenti pagano o ricevono quanto hanno offerto ossia pagano o ricevono prezzi diversi per lo stesso bene (asta discriminatoria sul prezzo)

Piccola Generazione

Decreto Legislativo 20/07 [9]

l'insieme degli impianti di produzione di energia elettrica con capacità di generazione non superiore a 1 MW

prestatore di servizi di bilanciamento – Balancing Service Provider

Regolamento (UE) 2019/943 [4]

partecipante al mercato che fornisce energia di bilanciamento o capacità di bilanciamento o entrambe ai gestori dei sistemi di trasmissione

produzione lorda

Dati statistici energia elettrica [69]

la somma delle quantità di energia elettrica prodotte in un determinato periodo, misurate ai morsetti dei generatori elettrici

punto di connessione

ARERA

il confine fisico, tra una rete elettrica e l'impianto dell'utente della rete elettrica, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica. Il punto di connessione può essere un **punto di prelievo**, un punto di immissione o entrambi

punto di prelievo

ARERA

un punto di connessione, nella titolarità di un **cliente finale**, attraverso il quale avvengono prelievi di energia elettrica diversi da quelli finalizzati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione o ad alimentare i sistemi di accumulo ai fini della successiva re-immissione in rete. Esso è univocamente identificato dal codice **Codice POD** a cui è associata la misura dell'energia elettrica prelevata

R**responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party**

Regolamento (UE) 2019/943 [4]

partecipante al mercato, o il suo rappresentante designato, responsabile degli sbilanciamenti che provoca sul mercato dell'energia elettrica

Rete di Trasmissione Nazionale

Decreto Legislativo 79/99 [14]

il complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche di trasmissione ad alta tensione sul territorio nazionale gestite unitariamente, come identificata dal decreto ministeriale adottato ai sensi dell'Articolo 3, comma del Decreto Legislativo 79/99 [14]

S**stoccaggio di energia**

Direttiva (UE) 2019/944 [2]

nel sistema elettrico, il differimento dell'utilizzo finale dell'energia elettrica a un momento successivo alla sua generazione, o la conversione di energia elettrica in una forma di energia che può essere stoccata, lo stoccaggio di tale energia e la sua successiva riconversione in energia elettrica o l'uso sotto forma di un altro vettore energetico

T**TERNA**

ARERA

la società Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A. di cui al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 [41]

Testo Integrato Connessione

ARERA

l'Allegato C alla Deliberazione 568/2019/R/eel [66], Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di Connessione

Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi

ARERA

l'Allegato A alla Deliberazione 539/2015/R/eel [63], Testo integrato per la regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi: reti interne di utenza e altri sistemi di distribuzione chiusi

Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

ARERA

l'Allegato A alla Deliberazione 578/2013/R/eel [61], Testo integrato per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo

Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

ARERA

il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico approvato con [] e sue successive modificazioni e integrazioni

Testo Integrato dell'Autoconsumo Diffuso

ARERA

L'Allegato A alla Deliberazione 727/2022/R/eel [67], testo integrato dell'autoconsumo diffuso

Testo Integrato delle Connessioni Attive

ARERA

l'Allegato A alla Deliberazione ARG/elt 99/08 [68], Testo Integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica

Testo Integrato Trasporto

ARERA

l'Allegato A alla Deliberazione 568/2019/R/eel [66], Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

U

Unità di Consumo

ARERA

insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Essa, di norma, coincide con la singola unità immobiliare. È possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo nei seguenti casi:

- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue
- unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

Ogni unità di consumo è connessa alla rete in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l'attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui ai commi 5.2 e 5.3, del **Testo Integrato Connessione (TIC)** o di cui al comma 9.1, del **TISSPC**

Unità di Produzione

ARERA

un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo connessi alle reti in un unico **punto di connessione** finalizzati alla

generazione locale di energia elettrica o allo **stoccaggio di energia** e tali che le immissioni e i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente

Z

zona di offerta

la più grande area geografica nella quale i partecipanti al mercato sono in grado di scambiare energia senza allocazione di capacità

Regolamento
(UE) 2019/943
[4]

Acronimi

AT

Alta Tensione

BRP

responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party

BSP

prestatore di servizi di bilanciamento – Balancing Service Provider

BT

Bassa Tensione

CV

Certificati Verdi

GD

Generazione Distribuita

GSE

Gestore dei Servizi Energetici

MGP

Mercato del Giorno Prima

MSD

Mercato per il Servizio di Dispacciamento

MT

Media Tensione

PG

Piccola Generazione

PUN

Prezzo Unico Nazionale

RTN

Rete di Trasmissione Nazionale

TIAD

Testo Integrato dell'Autoconsumo Diffuso

TIC

Testo Integrato Connessione

TICA

Testo Integrato delle Connessioni Attive

TIDE

Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

TISDC

Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi

TISSPC

Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

TIT

Testo Integrato Trasporto

UC

Unità di Consumo

UP

Unità di Produzione

UVAM

Unità Virtuali Abilitate Miste

Riferimenti normativi

Atti e Decisioni Europee

- [1] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2017/1485. che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica*. 2 Ago. 2017. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485>.
- [2] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva (UE) 2019/944. relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE*. 5 Giu. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/it/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>.
- [3] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva (UE) 2018/2001. sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. 11 Dic. 2018. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>.
- [4] Parlamento Europeo e Consiglio. *Regolamento (UE) 2019/943. sul mercato interno dell'energia elettrica*. 5 Giu. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/it/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>.
- [5] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva (UE) 2001/77. sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*. 27 Set. 2001. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:02001L0077-20100401&from=EN>.

Leggi e Decreti dello Stato Italiano

- [6] *Legge 239/04. Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*. 23 Ago. 2004. URL: <http://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2004-08-23;239!vig=2020-10-28>.
- [7] *Decreto Legislativo 199/2021. Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. 8 Nov. 2021. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021-11-08;199>.
- [8] *Decreto Legislativo 387/03. Attuazione della Direttiva (UE) 2001/77 [5] relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*. 29 Dic. 2003. URL: http://www.normattiva.it/eli/stato/DECRETO_LEGISLATIVO/2003/12/29/387/CONSOLIDATED/20200716.

- [9] *Decreto Legislativo 20/07. Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE.* 8 Feb. 2007. URL: <http://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2007-02-08;20!vig=2020-10-28>.
- [10] *Decreto Legislativo 28/11. Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.* 3 Mar. 2011. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2011/03/28/011G0067/sg>.
- [11] *Legge 244/07. Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008).* 24 Dic. 2007. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2009-01-28;2>.
- [12] *Decreto Legge 91/14. Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea (Convertito con Legge 116/14 [19]).* 24 Giu. 2014. URL: www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2014/06/24/14G00105/sg.
- [13] *Decreto Legislativo 210/2021. Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.* 8 Nov. 2021. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021-11-08;210>.
- [14] *Decreto Legislativo 79/99. Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.* 16 Mar. 1999. URL: http://www.normattiva.it/eli/stato/DECRETO_LEGISLATIVO/1999/03/16/79/CONSOLIDATED.
- [15] *Legge 1643/62. Istituzione dell'Ente nazionale per l'energia elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche.* 6 Dic. 1962. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:1962-12-06;1643>.

- [16] *Decreto Legge 162/2019. Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica. (Convertito con Legge 8/20 [17]).* 30 Dic. 2019. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legge:2019;162>.
- [17] *Legge 8/20. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica.* 28 Feb. 2020. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20G00021/sg>.
- [18] *Legge 481/95. Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità.* 14 Nov. 1995.
- [19] *Legge 116/14. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea.* 11 Ago. 2014. URL: <http://www.normattiva.it/eli/stato/LEGGE/2014/08/11/116/ORIGINAL>.

Atti e Decreti del Governo e dei Ministeri

- [20] *Ministro dello Sviluppo Economico. Decreto Ministeriale 19 maggio 2015. Approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici.* 19 Mag. 2015. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2015/05/27/15A03977/sg>.
- [21] *Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Decreto Interministeriale 5 luglio 2012. Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia).* 5 Lug. 2012. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2012/07/10/12A07629/sg>.
- [22] *Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Decreto Interministeriale 6 luglio 2012. Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche.* 6 Lug. 2012. URL: <https://www.mise.gov.it/index.php/it/normativa/decreti-ministeriali/2023799-decreto->

- ministeriale - 6 - luglio - 2012 - ed - allegati - incentivi - per - energia-da-fonti-rinnovabili-elettriche-non-fotovoltaiche.
- [23] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali. *Decreto Interministeriale 23 giugno 2016. Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.* 23 Giu. 2016. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2016/06/29/16A04832/sg>.
- [24] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 4 luglio 2019. Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione.* 4 Lug. 2019. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/09/19A05099/sg>.
- [25] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 18 dicembre 2008. Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244.* 18 Dic. 2008. URL: <https://www.camera.it/temiap/temi16/dm%202008-12-18.pdf>.
- [26] Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio. *Decreto Interministeriale 28 luglio 2005. Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.* 28 Lug. 2005. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2005/08/05/05A07837/sg>.
- [27] Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 19 febbraio 2007 (II Conto Energia). Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.* 19 Feb. 2007. URL: www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2007/02/23/07A01710/sg.
- [28] Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 6 agosto 2010 (III Conto Energia). Incentivazione della la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare,* 6 ago. 2010.
- [29] Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 5 maggio 2011 (IV Conto Energia). Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.* 5 Mag. 2011.

- [30] Ministro dello Sviluppo Economico. *Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017. Disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili*. 14 Feb. 2017. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2017/05/18/17A03304/sg>.
- [31] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 5 luglio 2012 (V Conto Energia). Attuazione dell’art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia)*. 5 Lug. 2012. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2012/07/10/12A07629/sg>.
- [32] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 6 luglio 2012. Attuazione dell’art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici*. 6 Lug. 2012. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2012/07/10/12A07628/sg>.
- [33] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 4 luglio 2019. Incentivazione dell’energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione*. 4 Lug. 2019.
- [34] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Ministeriale 16 settembre 2020. Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunita’ energetiche rinnovabili, in attuazione dell’articolo 42-bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/2019, convertito dalla legge n. 8/2020*. 4 Lug. 2019. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/11/16/20A06224/sg>.
- [35] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 23 giugno 2016. Incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico*. 23 Giu. 2016. URL: www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2016/06/29/16A04832/sg.
- [36] Comitato Interministeriale dei Prezzi. *Provvedimento CIP 6/92. Prezzi dell’energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell’Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l’assimilabilità a fonte rinnovabile*. 29 Apr. 1992. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1992/05/12/092A2173/sg>.

- [37] Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell' Ambiente e della Tutela del Territorio. *Decreto Interministeriale 6 febbraio 2006 (I Conto Energia). Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.* 6 Feb. 2006.
- [38] Ministro dello Sviluppo Economico. *Decreto Ministeriale 17 ottobre 2014. Modalità per la rimodulazione delle tariffe incentivanti per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 26, comma 3, lett. b) del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.* 17 Ott. 2014. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2014/10/24/14A08192/sg>.
- [39] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 4 agosto 2011. Integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia, e modificativa della direttiva 92/42/CE.* 4 Ago. 2011. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2011/09/19/11A12046/sg>.
- [40] Ministro dello Sviluppo Economico. *Decreto Ministeriale 5 settembre 2011. Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento.* 5 Set. 2011. URL: https://www.mise.gov.it/index.php/it/?option=com_content&view=article&id=2020499.
- [41] *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004. Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.* 11 Mag. 2004. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2004/05/18/04A05192/sg>.

Atti dell'Autorità

- [42] *Relazione 483/2021/I/efr. Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita. Anno 2020-2021.* 9 Nov. 2021. URL: <https://www.arera.it/it/docs/21/483-21.htm>.
- [43] *Deliberazione ARG/elt 5/10. Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili.* 29 Gen. 2010. URL: <https://arera.it/it/docs/10/005-10arg.htm>.
- [44] *Deliberazione 421/2014/R/eel. Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.* 7 Ago. 2014. URL: <https://arera.it/it/docs/14/421-14.htm>.

- [45] *Deliberazione 195/2019/R/efr. Revisione dell'indice di affidabilità "IA", di cui all'articolo 5 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità ARG/elt 5/10, utilizzato nel calcolo della mancata produzione eolica.* 21 Mag. 2019. URL: <https://arera.it/it/docs/19/195-19.htm>.
- [46] *Deliberazione 300/2017/R/eel. Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo.* 5 Mag. 2017. URL: <https://arera.it/it/docs/17/300-17.htm>.
- [47] *Deliberazione 422/2018/R/eel. Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.A. ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione di unità virtuali miste al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD). Adeguamento della deliberazione dell'autorità 300/2017/R/eel.* 2 Ago. 2018. URL: <https://arera.it/it/docs/18/422-18.htm>.
- [48] *Deliberazione 70/2021/R/eel. Approvazione delle modifiche, predisposte da Terna S.p.A., al progetto pilota per la partecipazione di unità virtuali miste al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel.* 23 Feb. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/070-21.htm>.
- [49] *Deliberazione 383/2018/R/eel. Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.A. ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) delle unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria.* 12 Lug. 2018. URL: <https://arera.it/it/docs/18/383-18.htm>.
- [50] *Deliberazione 215/2021/R/eel. Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.A., ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di frequenza/potenza tramite risorse non già abilitate.* 25 Mag. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/215-21.htm>.
- [51] *Deliberazione 200/2020/R/eel. Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.A., ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza.* 3 Giu. 2020. URL: <https://arera.it/it/docs/20/200-20.htm>.
- [52] *Deliberazione 628/2018/R/eel. Avvio di procedimento per l'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna S.p.A., le imprese di distribuzione di energia elettrica e i "significant grid user" ai fini*

- dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale. 5 Dic. 2018. URL: <https://arera.it/it/docs/18/628-18.htm>.
- [53] *Deliberazione 36/2020/R/eel. Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete per l'implementazione delle disposizioni in merito a scambio dati, verifiche di adeguatezza e piani di indisponibilità, ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1485.* 11 Feb. 2020. URL: <https://arera.it/it/docs/20/036-20.htm>.
- [54] *Deliberazione 540/2021/R/eel. Regolazione dello scambio dati tra Terna S.p.A., imprese distributrici e "Significant Grid User" ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale.* 30 Nov. 2021. URL: <https://www.arera.it/it/docs/21/5640-21.htm>.
- [55] *Deliberazione 280/07. Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.* 6 Nov. 2007. URL: <https://arera.it/it/docs/07/280-07.htm>.
- [56] *Deliberazione 28/06. Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.* 13 Feb. 2006. URL: <https://arera.it/it/docs/06/028-06.htm>.
- [57] *Deliberazione ARG/elt 74/08. Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP).* 3 Giu. 2008. URL: <https://arera.it/it/docs/08/074-08arg.htm>.
- [58] *Deliberazione 570/2012/R/efr. Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013.* 20 Dic. 2012. URL: <https://arera.it/it/docs/12/570-12.htm>.
- [59] *Deliberazione 558/2018/R/eel. Definizione della remunerazione dell'energia elettrica e termica prodotta da fonti rinnovabili nelle isole non interconnesse.* 6 Nov. 2018. URL: <https://arera.it/it/docs/18/558-18.htm>.
- [60] *Deliberazione 250/2013/R/efr. Determinazione della data in cui il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di 6,7 miliardi di euro, ai sensi del decreto interministeriale 5 luglio 2012.* 6 Giu. 2013. URL: <https://arera.it/it/docs/13/250-13.htm>.

- [61] *Deliberazione 578/2013/R/eel. Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo.* 12 Dic. 2013. URL: <https://www.arera.it/it/docs/13/578-13.htm>.
- [62] *Deliberazione 788/2016/R/eel. Completamento della regolazione in materia di sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo. Aggiornamento del registro delle reti interne di utenza e proroga della data di entrata in vigore del testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi.* 22 Dic. 2016. URL: <https://arera.it/it/docs/16/788-16.htm>.
- [63] *Deliberazione 539/2015/R/eel. Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi di distribuzione chiusi.* 12 Nov. 2015. URL: <https://www.arera.it/it/docs/15/539-15.htm>.
- [64] *Deliberazione 318/2020/R/eel. Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile.* 4 Ago. 2020. URL: <https://arera.it/it/docs/20/318-20.htm>.
- [65] *Deliberazione 250/04. Direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l'adozione del codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del consiglio dei ministri 11 maggio 2004.* 30 Dic. 2004. URL: <https://arera.it/it/docs/04/250-04.htm>.
- [66] *Deliberazione 568/2019/R/eel. Aggiornamento della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023.* 27 Dic. 2019. URL: <https://arera.it/it/docs/19/568-19.htm>.
- [67] *Deliberazione 727/2022/R/eel. Definizione, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, della regolazione dell'autoconsumo diffuso. Approvazione del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso.* 27 Dic. 2022. URL: <https://www.arera.it/it/docs/22/727-22.htm>.
- [68] *Deliberazione ARG/elt 99/08. Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA).* 23 Lug. 2008. URL: <https://www.arera.it/it/docs/08/099-08arg.htm>.

Documenti e studi

- [69] TERNA. *Dati statistici energia elettrica. Lo storico dei dati statistici sull'energia elettrica e l'ultimo bilancio elettrico*. URL: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>.