

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

Relazione sullo stato dei servizi

Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale

9 novembre 2021

Indice

Premessa	5
1 Produzione e consumo di energia elettrica	6
1.1 Quadro generale	6
1.2 <i>Focus</i> sulle fonti rinnovabili	7
1.3 <i>Focus</i> sugli impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili	8
1.4 <i>Focus</i> sugli impianti di cogenerazione	9
1.5 <i>Focus</i> sugli impianti di generazione distribuita	11
1.6 La copertura del carico	12
1.6.1 Descrizione generale	12
1.6.2 Rampa di carico pre-serale	15
1.6.3 Eccesso di produzione da fonti rinnovabili in Zona SUD	15
1.6.4 Riduzione dei margini di riserva e dell'inerzia del sistema	15
1.7 Prospettive di evoluzione del sistema elettrico	16
2 Effetti del nuovo mix produttivo sulle reti elettriche	17
2.1 Richieste di connessione	17
2.1.1 Richieste di connessione in MT e in BT	17
2.1.2 Richieste di connessione in Altissima Tensione (AAT) e Alta Tensione (AT)	20
2.2 La saturazione virtuale delle reti	23
2.3 Sviluppo delle regole tecniche di connessione	24
2.3.1 Obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete nel caso di impianti connessi alla rete di trasmissione nazionale (RTN)	25
2.3.2 Obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete nel caso di impianti connessi alla rete di distribuzione	27
2.4 Inversione del flusso	28
2.5 Effetti sulle perdite	29
3 Effetti del nuovo mix produttivo sui mercati elettrici e sul dispacciamento. Evoluzione della regolazione	31
3.1 Profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima (MGP)	31
3.2 Dispacciamento	31
3.2.1 Prima apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alle unità precedentemente non abilitate	33
3.2.2 Erogazione del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti	44
3.2.3 Introduzione di nuovi servizi ancillari: la <i>Fast Reserve</i>	45
3.2.4 Adeguamento di impianti esistenti affinché siano in grado di fornire il servizio di regolazione di tensione	47
3.2.5 Disciplina degli sbilanciamenti	47

3.2.6	Estensione dell'osservabilità	49
4	Strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili e assimilate: regimi speciali, incentivi e costi in capo alla collettività	51
4.1	Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica	51
4.1.1	Ritiro dedicato	51
4.1.2	Scambio sul posto	53
4.2	Meccanismi di incentivazione	54
4.2.1	Provvedimento CIP 6/92 [56]	56
4.2.2	Incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi (CV)	58
4.2.3	Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla Legge 244/07 [57]	59
4.2.4	Incentivi per gli impianti fotovoltaici nell'ambito dei cd. "conti energia"	60
4.2.5	Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [46] e Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [47] per gli impianti diversi dai fotovoltaici	62
4.2.6	Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [48]	65
4.2.7	Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017 [54] per le isole minori non interconnesse	67
4.2.8	Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati	68
4.3	Impatto sulle bollette elettriche degli strumenti di sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate	69
5	Configurazioni per valorizzare l'autoconsumo	75
5.1	Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e configurazioni elettriche esistenti diverse dalle reti con obbligo di connessioni di terzi	75
5.2	Valorizzazione dell'autoconsumo esteso (edifici e condomini, comunità di energia rinnovabile)	78
	Glossario	81
	Acronimi	85
	Direttive e Regolamenti Europei	87
	Leggi e Decreti Legislativi dello Stato Italiano	88
	Decreti Ministeriali	89
	Atti dell'Autorità	91
	Normativa tecnica	96

Premessa

La presente Relazione rappresenta un aggiornamento della Relazione pubblicata nel 2020 in merito allo “Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita” (Relazione 321/2020/I/efr [1]).

La Relazione, nella sua parte iniziale, aggiorna i dati relativi al mix produttivo di energia elettrica in Italia, evidenziando la continua crescente diffusione delle fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, e della generazione distribuita. Successivamente essa descrive il recente sviluppo del sistema elettrico fino alla metà del 2021, sia in termini di connessioni alle reti elettriche sia in relazione all’evoluzione del dispacciamento, soffermando l’attenzione sugli effetti delle più recenti deliberazioni dell’[Autorità](#).

La Relazione riporta poi i dati aggiornati, ivi inclusi i preconsuntivi riferiti al 2020, relativi all’impatto degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili, in termini di quantità di energia elettrica incentivata e di oneri coperti tramite le bollette elettriche.

Viene dato spazio anche all’aggiornamento dei dati relativi ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, ai Sistemi di Distribuzione Chiusi e alle nuove forme di valorizzazione dell’autoconsumo esteso.

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 ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo).

1 Produzione e consumo di energia elettrica

1.1 Quadro generale

I **consumi finali**¹ di energia elettrica nel 2020 sono stati pari a 284 TWh, in diminuzione (-6.0%) rispetto al valore dell'anno precedente, soprattutto per effetto della pandemia da Covid-19, dopo alcuni anni di sostanziale stabilità (302 TWh nel 2017, 303 TWh nel 2018 e circa 302 TWh nel 2019). La maggiore contrazione si è verificata nell'ambito dei servizi (-15.2%), l'industria registra una moderata flessione (-2.7%), mentre crescono agricoltura (+4.3%) e i consumi domestici (+1.0%).

Alla riduzione dei consumi si è accompagnata una riduzione sia della punta di domanda da soddisfare (55.2 GW nel 2020 contro i 58.8 GW nel 2019) che del valore minimo della potenza richiesta (17.9 GW nel 2020 contro i 18.3 GW nel 2019).

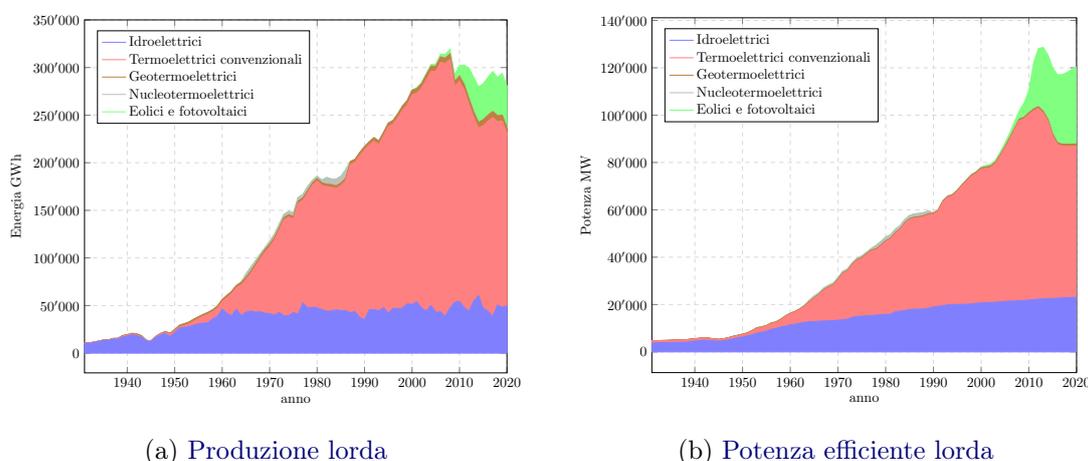
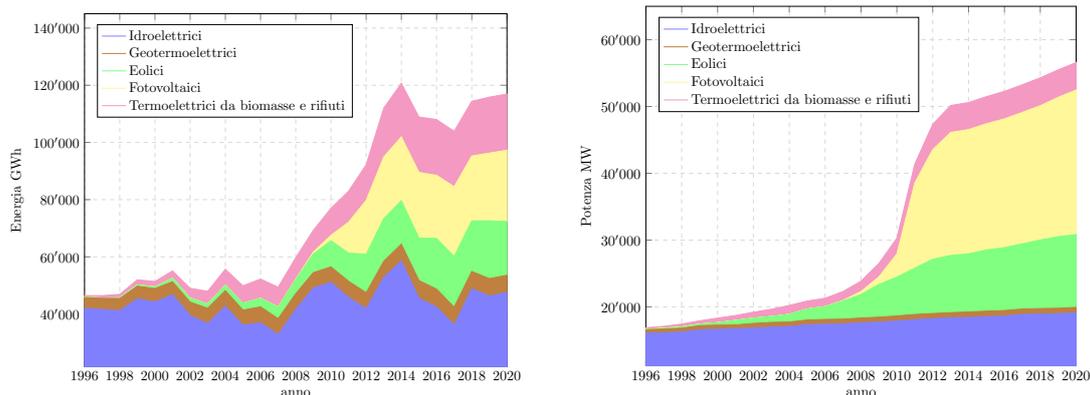


Figura 1: Produzione di energia dal 1931 al 2020

Di conseguenza, nel 2020, sono diminuite sia la **produzione lorda** (281 TWh, -4.5%, Figura 1a), sia le importazioni (39.8 TWh, -9.5%). Aumentano significativamente le esportazioni (+30.1%), anche se il loro peso è limitato in valore assoluto (7.6 TWh). La contrazione della produzione si è registrata interamente nel comparto della produzione termoelettrica convenzionale (-7.4%). I **consumi finali**, al lordo delle perdite di rete, sono stati coperti per l'89.3% da produzione nazionale e per il 10.7% dalle importazioni.

La **potenza efficiente lorda** (Figura 1b) ha subito una importante decrescita in anni recenti per via dalla dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche di elevata taglia e di una più moderata crescita di impianti alimentati da **fonti rinnovabili**; attualmente appare in lieve aumento, raggiungendo nel 2020 una capacità installata di 120.4 GW (119.3 GW nel 2019, +0.9%).

¹La fonte dei dati qui riportati è **TERNA**, Dati statistici energia elettrica [2].



(a) Produzione lorda da fonti rinnovabili (b) Potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili

Figura 2: Produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia dal 1996 al 2020

1.2 Focus sulle fonti rinnovabili

La **potenza efficiente lorda** relativa a impianti alimentati da **fonti rinnovabili** in Italia nel 2020 è pari a 56.6 GW (55.5 GW nel 2019), corrispondente al 47.0% della **potenza efficiente lorda** complessiva (46.5% nel 2019). Della totale **potenza efficiente lorda**, 32.6 GW sono attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici (31.6 GW nel 2019) .

L'evoluzione degli impianti alimentati da **fonti rinnovabili** non programmabili, soprattutto fotovoltaici, è stata estremamente rapida, come si nota dalle Figure 2a e 2b, e si è stabilizzata negli ultimi anni. Come già evidenziato nella Relazione 321/2020/I/efr [1] dello scorso anno, appare evidente che la crescita del fotovoltaico ha registrato un andamento anomalo fino al 2013, influenzato dagli elevati strumenti incentivanti, mentre la crescita (pur rilevante) degli impianti eolici è stata molto più lineare nel tempo.

Con riferimento ai dati dell'anno 2020, la **produzione lorda di energia da fonti rinnovabili**² in Italia è stata pari a 117 TWh (di cui 44 TWh attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), in crescita dello 0.9% rispetto al 2019, per effetto di una maggiore produzione da fonte solare (+5.3%) e idrica (+2.7%) che hanno compensato la marcata riduzione della produzione eolica (-7.1%) rispetto all'anno precedente. Ciò conferma le considerazioni già emerse negli anni scorsi³ in merito alla progressiva variazione del mix produttivo in Italia (Figura 3).

L'incidenza delle **fonti rinnovabili** sul totale della **produzione lorda** di energia elettrica è stata pari al 41.7%. A questo valore ha certamente contribuito la riduzione della produzione convenzionale menzionata al §1.1, tuttavia è in linea con il *trend* di crescita degli ultimi anni (35.1% nel 2017, 39.5% nel 2018, 39.4% nel 2019) e ben più elevata

²A partire dall'anno 2005, la potenza degli impianti termoelettrici alimentati da biomasse e rifiuti comprende solo gli impianti con utilizzo prevalente di biomasse e rifiuti e non anche gli impianti termoelettrici con utilizzo marginale di biomasse e rifiuti.

³Si veda in proposito Relazione 321/2020/I/efr [1]

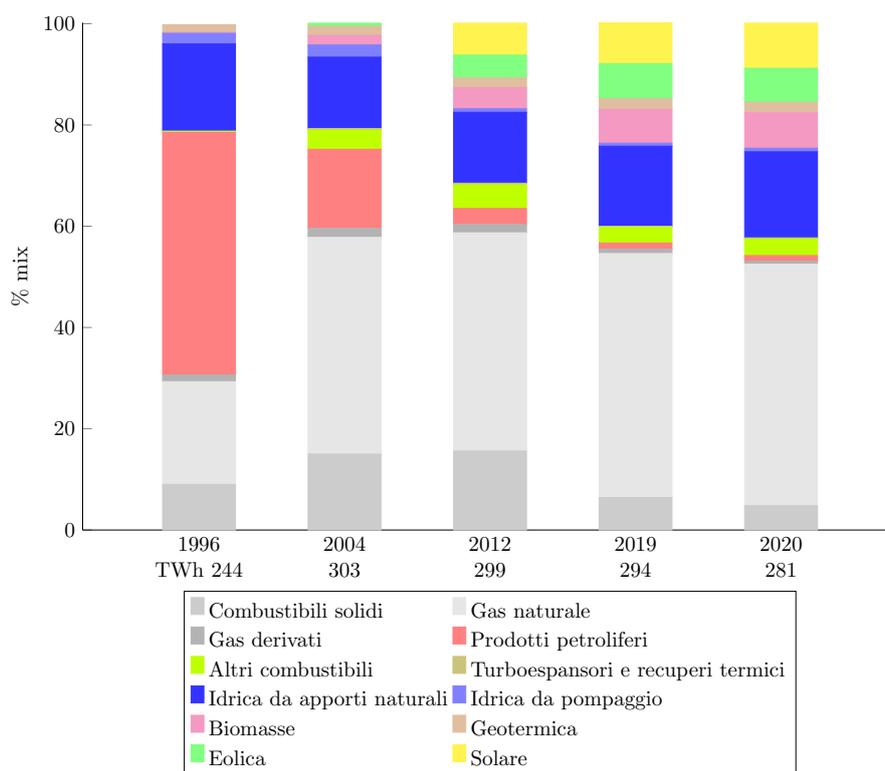


Figura 3: Variazione del mix produttivo in Italia

rispetto a quella registrata, ad esempio, 10 anni fa (25.5%). Il dato rimane comunque inferiore rispetto al valore massimo registrato nel 2014⁴.

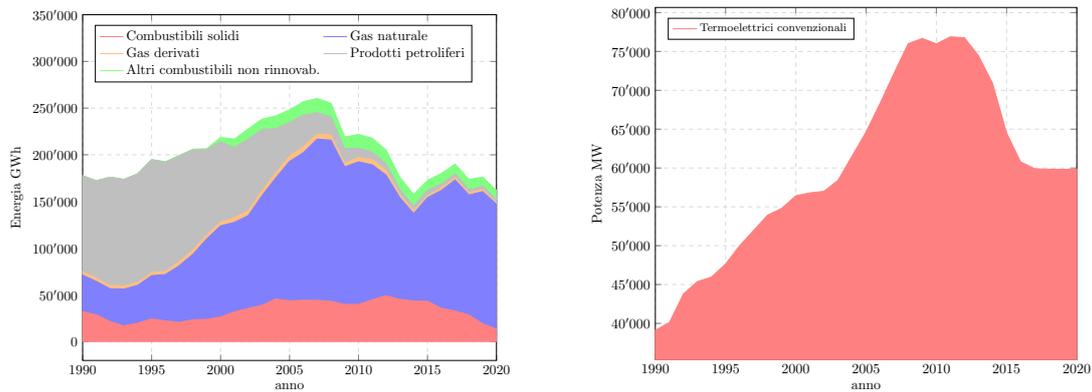
1.3 Focus sugli impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili

Come già evidenziato nella Figura 3, anche nell'ambito della produzione termoelettrica da fonti non rinnovabili 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 4a.

È anche evidente la riduzione della produzione di energia elettrica da combustibili fossili dal 2008 in poi, anche per effetto dello sviluppo delle **fonti rinnovabili** (l'incremento registrato nel periodo tra il 2014 e il 2017 è stato correlato all'esigenza di compensare la minor produzione da impianti idroelettrici per effetto della scarsa idraulicità).

⁴Nel 2014 è stata riscontrata la massima produzione storica da impianti idroelettrici che, al netto dei pompaggi, è risultata pari a 58,5 TWh.

⁵I combustibili solidi comprendono il carbone e la lignite. I gas derivati comprendono il gas da



(a) Produzione lorda da impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili

(b) Potenza efficiente lorda degli impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili

Figura 4: Produzione termoelettrica convenzionale⁵ in Italia dal 1990 al 2020

Nel 2020 si è verificata una significativa diminuzione nella produzione termoelettrica da fonti non rinnovabili (-14.5 TWh rispetto al 2019, da 176.2 TWh a 161.7 TWh) principalmente per effetto della riduzione dei consumi legata alla pandemia in corso.

Nel nuovo contesto produttivo nazionale, come già evidenziato nelle relazioni degli anni scorsi, si riducono le ore di utilizzo degli impianti termoelettrici che, tra l'altro, vengono sempre più utilizzati per compensare l'assenza delle **fonti rinnovabili**.

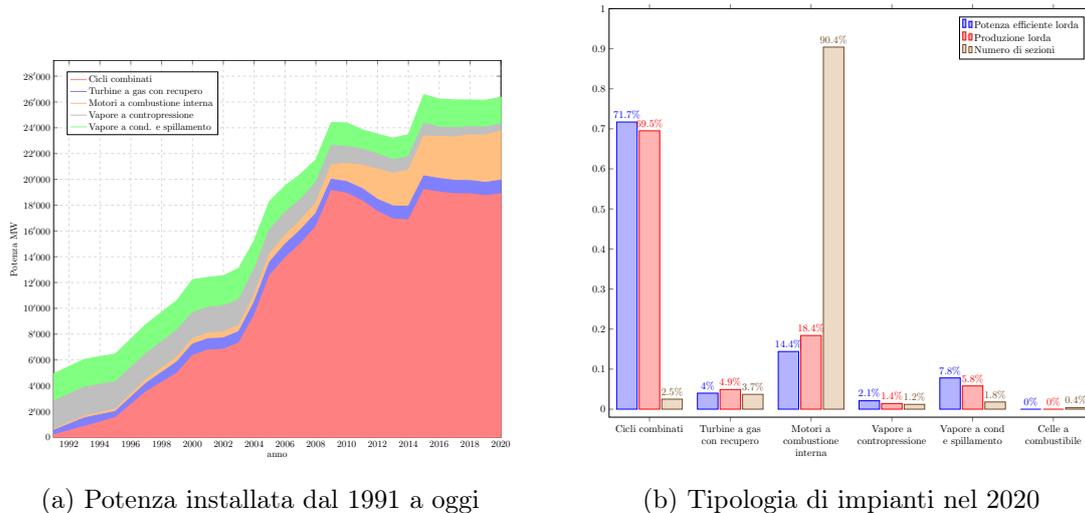
A essi viene quindi richiesta sempre più flessibilità e spesso sono chiamati a funzionare a carico parziale e con continue accensioni e spegnimenti (o variazioni di carico), comportando una progressiva diminuzione dei rendimenti, come già evidenziato nelle Relazioni degli anni precedenti.

1.4 Focus sugli impianti di **cogenerazione**

Più della metà della produzione termoelettrica è imputabile a impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, non necessariamente tutti rientranti nell'ambito della **cogenerazione ad alto rendimento**.

La produzione di energia elettrica da impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, nel 2020, è risultata pari a 100.5 TWh, ossia il 55.6% della produzione termoelettrica (qui intesa al lordo delle biomasse e al netto della fonte geotermica), in

acciaieria, il gas d'altoforno e il gas di cokeria. I prodotti petroliferi comprendono i distillati leggeri, il gasolio, l'olio combustibile, i gas residui di raffineria, il coke di petrolio e l'orimulsion. Gli altri combustibili comprendono i gas residui di processi chimici, il catrame, il calore di recupero da pirite e i rifiuti limitatamente alla parte non biodegradabile. Il grafico riporta i dati relativi alla produzione termoelettrica in Italia al netto della produzione da turboespansori e altri recuperi di calore (normalmente compresa nel totale della produzione termoelettrica nazionale).



(a) Potenza installata dal 1991 a oggi

(b) Tipologia di impianti nel 2020

Figura 5: Impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore

costante aumento negli ultimi 10 anni (nel 2011 era 44.6%). Da un punto di vista della potenza invece, gli impianti cogenerativi rappresentano il 41.2% della totale potenza installata da impianti termoelettrici⁶ (era il 29.9% nel 2011), dato che conferma il maggiore numero di ore/anno di utilizzo degli impianti di **cogenerazione** rispetto agli impianti che producono esclusivamente energia elettrica.

Tra il 2016 e il 2020 si nota una stabilizzazione della **potenza efficiente lorda** per gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, a fronte dell'aumento verificatosi negli anni precedenti (Figura 5a).

Un altro dato rilevante rispetto alla descrizione del sistema elettrico è rappresentato dalla numerosità degli impianti. La Figura 5b mostra che nell'ambito della **cogenerazione**, i motori a combustione interna rappresentano più del 90% del numero totale delle sezioni (che in valore assoluto sono 5.882), tuttavia in termini di **potenza efficiente lorda** e di produzione, il ruolo predominante è svolto dai cicli combinati (circa 70% sia in termini di **potenza efficiente lorda** che di produzione).

La Figura 5a mostra anche l'aumento dell'incidenza, negli ultimi anni, dei motori a combustione interna (3.8 GW nel 2020 rispetto a 1.8 GW nel 2011).

La Figura 6 evidenzia il diverso utilizzo di combustibili tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore, benché in entrambi i casi risulti prevalente l'utilizzo di gas naturale (negli anni scorsi, invece, nel caso di impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica era risultato prevalente l'utilizzo del carbone).

⁶Esclusi gli impianti geotermoelettrici.

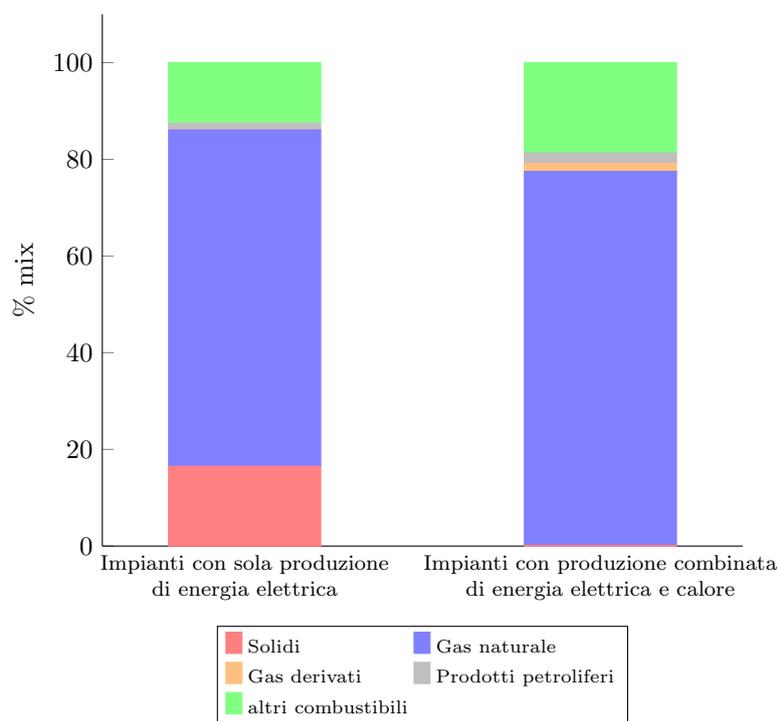


Figura 6: Impianti termoelettrici, incidenza percentuale dei combustibili utilizzati nel 2020

1.5 Focus sugli impianti di generazione distribuita

Con riferimento ai dati dell'anno 2019 relativi alla **generazione distribuita**,⁷ la **produzione lorda** è stata pari a 69.6 TWh (di cui circa 27.9 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di **potenza efficiente lorda**, gli impianti di **generazione distribuita** alimentati da **fonti rinnovabili** contribuiscono per circa 28.8 GW (di cui 22.6 GW da impianti eolici e fotovoltaici) su un totale di circa 33 GW.

Si noti che rientrano in tale definizione anche impianti termoelettrici di elevata taglia che, pur essendo connessi alla rete di distribuzione, utilizzano sostanzialmente la **RTN**⁸.

La Figura 7 mostra la forte differenza tra il mix produttivo nel caso di **generazione distribuita** rispetto al mix nazionale. Emerge la rilevante incidenza delle **fonti rinnovabili**, in particolare di quelle aleatorie, nell'ambito della **generazione distribuita** rispetto al totale nazionale (76.6% a fronte del 39.4% nazionale per l'anno 2019). Gli impianti di **generazione distribuita** sono realizzati proprio per sfruttare le **fonti rinnovabili** diffuse sul territorio, oltre che per la produzione combinata di energia elettrica e calore dove serve (visto che può essere trasportato solo per brevi distanze).

⁷Si tratta dei più recenti dati disponibili, qui sintetizzati. Si veda in proposito anche la Relazione 356/2021/I/eel [3].

⁸Sono impianti connessi alle sbarre rimaste nella titolarità di e-distribuzione anche dopo la cessione delle reti di alta e altissima tensione a Terna

Pertanto, nell'ambito della generazione distribuita, assumono un ruolo di rilievo anche gli impianti di cogenerazione (sia alimentati da gas naturale sia da altri combustibili, ivi inclusi biogas e biomasse).

1.6 La copertura del carico

1.6.1 Descrizione generale

Nelle precedenti Relazioni (da ultimo, nella Relazione 321/2020/I/efr [1]) è già stato evidenziato che tra il 2010 e il 2013 si è assistito a un rapido aumento della porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti aleatorie (in particolare impianti eolici e fotovoltaici) a cui ha fatto seguito una sostanziale stabilizzazione negli anni successivi.

Nel corso del 2020 tale situazione è stata ancora più marcata, soprattutto nel mese di aprile, per effetto della rilevante riduzione dei consumi di energia elettrica conseguente all'emergenza Covid-19 congiunta con la maggior produzione da impianti fotovoltaici dei mesi primaverili rispetto ai mesi invernali.

Con riferimento all'anno 2021, la Figura 8 rappresenta: (i) *curva continua*: il profilo del carico medio registrato nel mese di aprile, distinto per giorni lavorativi e giorni festivi (ossia la media di tutte le ore 1, di tutte le ore 2 e così via...del mese di aprile) (ii) *curva tratteggiata*: il profilo del carico medio residuo nel mese di aprile, cioè del carico non coperto da impianti eolici e solari rilevanti e/o dagli impianti non rilevanti (questi ultimi essenzialmente facenti parte della generazione distribuita). L'area gialla, pertanto, rappresenta sostanzialmente la quota di carico coperta da fonti rinnovabili aleatorie e dalla generazione distribuita.

Le curve descritte sono rappresentate per l'Italia continentale (tutta) e, a seguire, per le singole zone di offerta, distinte a loro volta tra giorni lavorativi e giorni festivi.

La Figura 8 mette in evidenza tre fenomeni, qui di seguito evidenziati in modo distinto, ma che sono tra loro correlati.

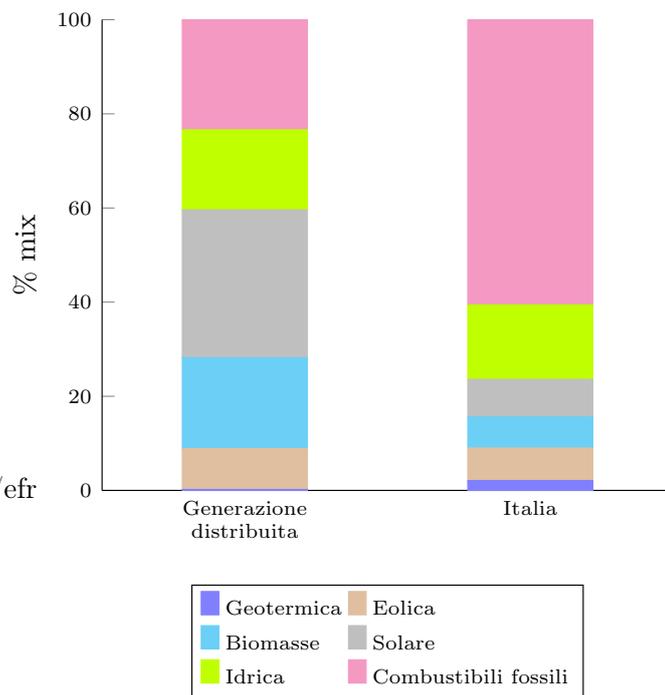
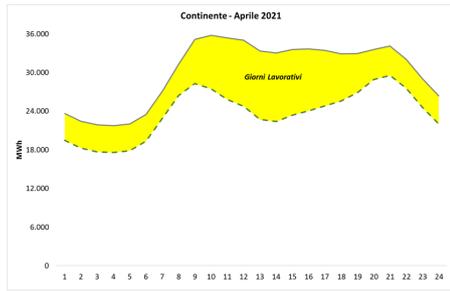
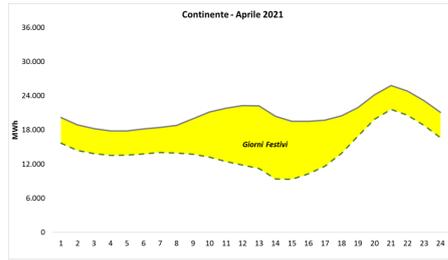


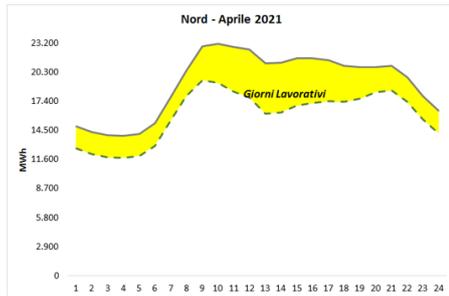
Figura 7: Differenza nel mix produttivo tra generazione distribuita e il totale nazionale nel 2019



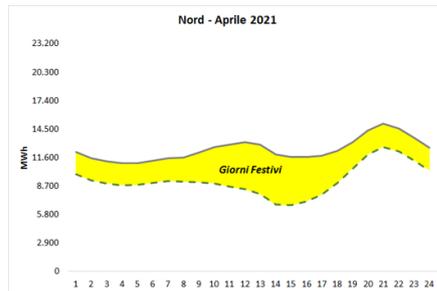
(a) Continente giorni lavorativi



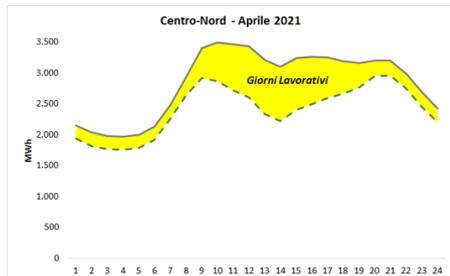
(b) Continente giorni festivi



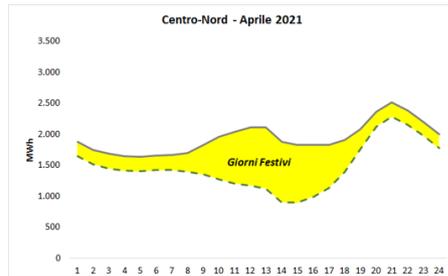
(c) Nord giorni lavorativi



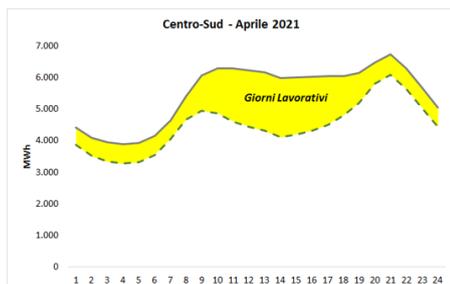
(d) Nord giorni festivi



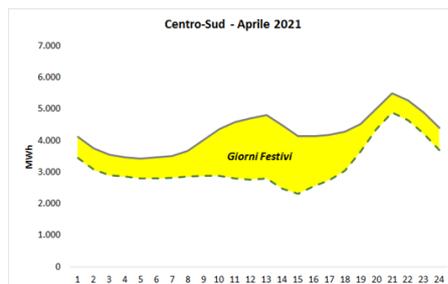
(e) Centro Nord giorni lavorativi



(f) Centro Nord giorni festivi

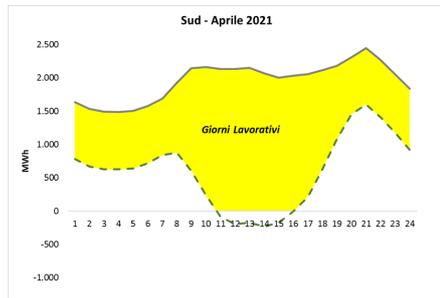


(g) Centro Sud giorni lavorativi

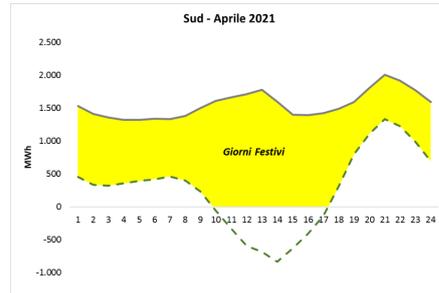


(h) Centro Sud giorni festivi

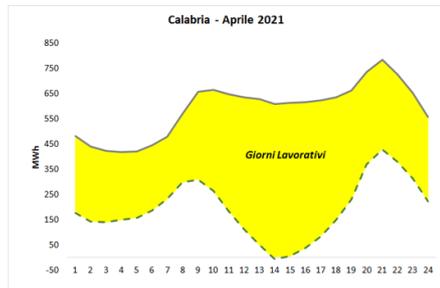
Figura 8: Copertura del carico (da (a) a (h))



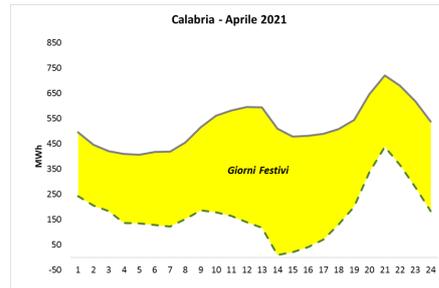
(i) Sud giorni lavorativi



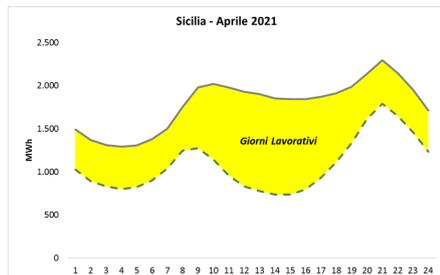
(j) Sud giorni festivi



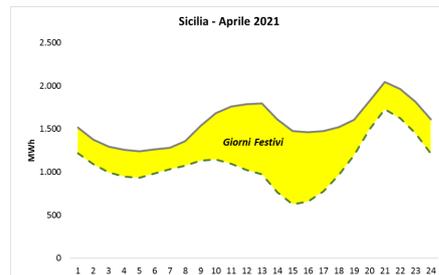
(k) Calabria giorni lavorativi



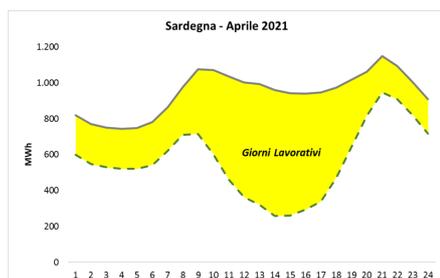
(l) Calabria giorni festivi



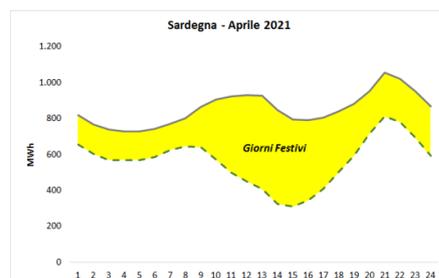
(m) Sicilia giorni lavorativi



(n) Sicilia giorni festivi



(o) Sardegna giorni lavorativi



(p) Sardegna giorni festivi

Figura 8: Copertura del carico (da (i) a (p))

1.6.2 Rampa di carico pre-serale

Tutte le figure (8a, 8b e più ancora 8i e 8j mostrano, soprattutto nelle ore preserali, una rampa del profilo di “carico residuo” (cioè del profilo del carico non già coperto dalla generazione distribuita e dalle fonti aleatorie e rappresentato con la linea tratteggiata) molto più ripida della corrispondente rampa del profilo di carico totale.

Ciò avviene per effetto del venir meno della produzione fotovoltaica quando, in contemporanea, si sta raggiungendo il picco di carico serale. Un problema analogo si potrebbe verificare anche nelle ore mattutine nei giorni in cui viene a mancare la disponibilità della fonte eolica proprio in corrispondenza della punta di carico mattutina.

Al fine di seguire le rampe (serale e mattutina) è necessario attivare azioni rapide di bilanciamento (tra domanda e offerta di energia elettrica), realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di risposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno. Naturalmente serve un maggior numero di impianti di questo tipo, tutti contemporaneamente disponibili, all’aumentare della pendenza della curva di carico residuo. Le risorse migliori per questo servizio sono le unità idroelettriche di produzione e pompaggio (che tuttavia sono disponibili solo in alcune aree del paese e soprattutto sull’arco alpino, mentre le rampe sono piuttosto ripide soprattutto al Sud), 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. Non è quindi possibile che l’intero carico sia coperto da soli impianti alimentati da **fonti rinnovabili** non programmabili che in alcune ore non sono disponibili e che potrebbero venire meno in modo aleatorio.

1.6.3 Eccesso di produzione da **fonti rinnovabili** in Zona SUD

Dalle Figure 8i e 8j emerge che nella zona Sud, in molte 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 venir meno delle fonti aleatorie, si renderebbe necessario un intervento di riduzione della produzione da fotovoltaici ed eolici.

1.6.4 Riduzione dei margini di riserva e dell’inerzia del sistema

L’aumentare dell’incidenza delle fonti non programmabili e il contestuale venir meno di impianti programmabili può ridurre i margini di riserva, 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), il che può essere un problema per l’esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

Infine, gli impianti alimentati dalle “nuove” fonti rinnovabili e dotati di inverter sono caratterizzati da una bassa inerzia: ciò comporta che, 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.

1.7 Prospettive di evoluzione del sistema elettrico

Il fatto che la nuova produzione da fonti rinnovabili non sia sempre disponibile dove e quando serve comporta inevitabili sviluppi infrastrutturali (potenziamento di collegamenti elettrici o nuove realizzazioni per trasportare l'energia elettrica da dove viene prodotta a dove serve) da coordinare con le altrettanto importanti evoluzioni nel dispacciamento elettrico (cioè nell'esercizio coordinato delle unità di produzione e delle unità di consumo affinché, in ogni istante, vi sia equilibrio tra produzione e consumo, garantendo la sicurezza del sistema elettrico).

Un contributo importante può essere fornito dai sistemi di accumulo in termini sia di *time-shifting* (prelevando energia elettrica nelle ore in cui vi è maggiore disponibilità e immettendola nelle ore di minore disponibilità quali, ad esempio, le ore pre-serali) sia di erogazione dei servizi ancillari.

Nel seguito vengono riassunti i principali interventi regolatori con particolare riferimento all'evoluzione del dispacciamento, dando evidenza dei risultati finora ottenuti.

2 Effetti del nuovo mix produttivo sulle reti elettriche

2.1 Richieste di connessione

2.1.1 Richieste di connessione in MT e in BT

Negli ultimi 3 anni si sta assistendo a un nuovo aumento delle richieste di connessione ricevute dalle imprese distributrici per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di **Bassa Tensione (BT)** e **Media Tensione (MT)** (nel 2020 si sono registrate circa 72'700 richieste in **MT** e **BT** per una potenza di circa 9.4 GW, dati che dimostrano un aumento rispetto ai minimi storici verificati nel 2015 e paragonabili, soprattutto in termini di potenza, con quelli del 2011, si veda la Figura 9a⁹). Nell'anno 2020, rispetto all'anno precedente, si è verificato una lieve riduzione dal punto di vista numerico (circa -2'400 richieste di connessione), accompagnato tuttavia da un considerevole aumento in termini di potenza richiesta in immissione (circa +2.9 GW).

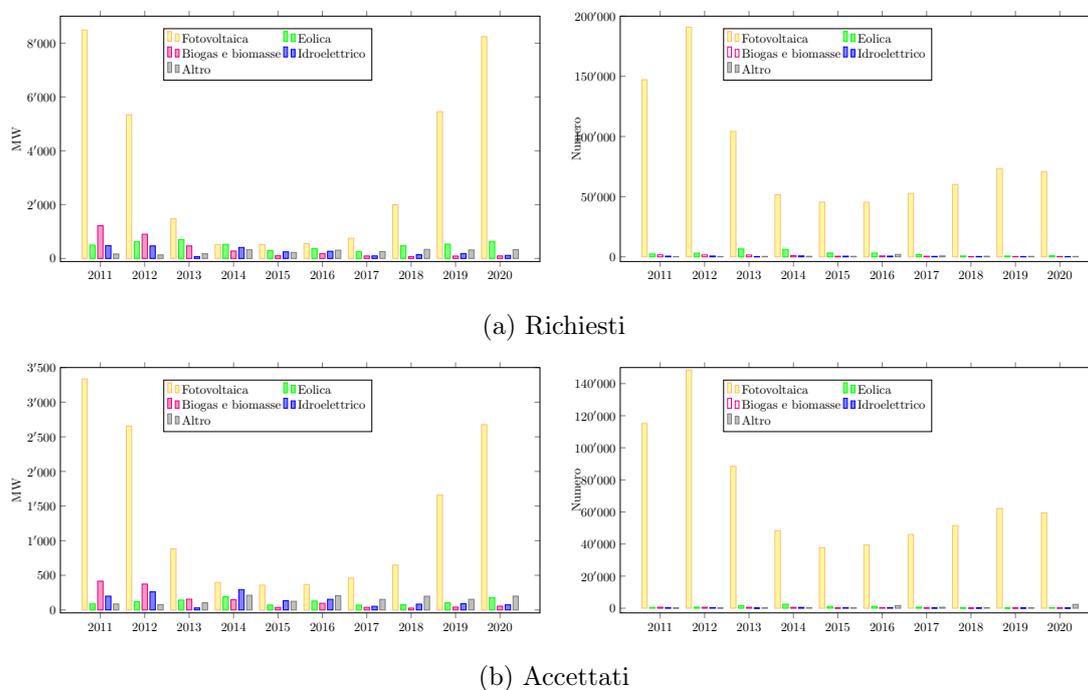


Figura 9: Preventivi richiesti e accettati in **MT** e **BT** (in potenza e in numero). In tutti i grafici l'anno è riferito alla richiesta delle connessioni

Analogamente, si è assistito a un aumento, in termini di potenza, dei preventivi accettati (Figura 9b): con riferimento alle richieste di connessione effettuate nel 2020,

⁹I dati sono riferiti alle attività che sono state svolte negli anni dal 2011 al 2020 dalle imprese distributrici con più di 100'000 clienti.

sono già stati accettati quasi 62'500 preventivi a cui corrisponde un valore di potenza totale di quasi 3.2 GW.

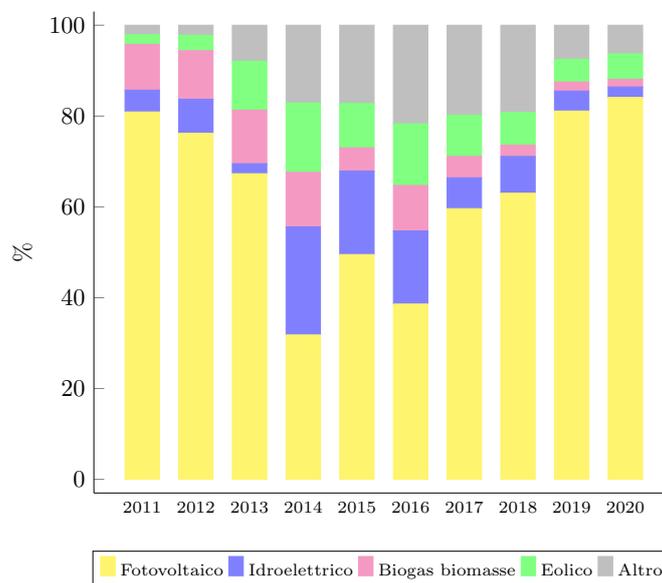


Figura 10: Preventivi accettati in MT e BT: ripartizione percentuale della potenza

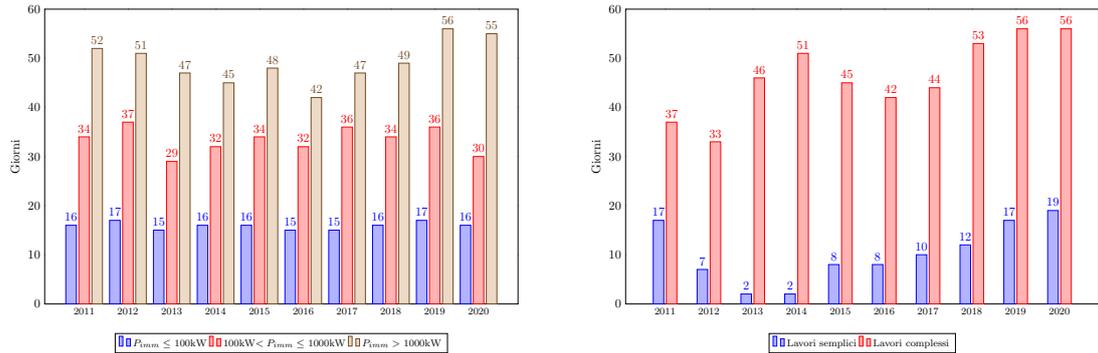
La Figura 10 evidenzia la ripartizione per fonte dei preventivi accettati (in termini di potenza). Confrontando le Figure 9b e 10, si nota che gli impianti fotovoltaici continuano a rappresentare la quasi totalità dei preventivi di connessione accettati per piccole potenze: molto spesso sono riferiti a impianti da destinare al consumo in sito e progettati in funzione delle necessità locali.

A tale riguardo, si rileva che un numero significativo dei preventivi accettati per impianti fotovoltaici (circa 29'200 su un totale di circa 59'500, per una potenza di poco meno di 130 MW su un totale di poco meno di 2.7 GW), è relativo a impianti connessi tramite l'iter semplificato con Modello Unico, introdotto dal Decreto Ministeriale 19 maggio 2015 [4] e riservato a impianti fotovoltaici aventi potenza non superiore a 20 kW e operanti in regime di scambio sul posto¹⁰.

La Figura 11a mostra l'andamento dei tempi medi per la messa a disposizione del preventivo da parte delle imprese distributrici¹¹. In particolare, nel periodo tra il 2011 e il 2020:

¹⁰I dati con il dettaglio degli impianti connessi tramite l'iter semplificato per l'anno 2020 sono stati messi a disposizione da quattro imprese distributrici (AcegasApsAmga S.p.A., Deval S.p.A., e-distribuzione S.p.A. e Inrete Distribuzione Energia S.p.A.).

¹¹Si ricorda che, ai sensi della regolazione vigente, i tempi massimi di messa a disposizione del preventivo sono pari a 20 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, 45 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1'000 kW e 60 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1'000 kW.



(a) Tempi medi per la messa a disposizione del preventivo (b) Tempi medi per la realizzazione della connessione

Figura 11: Tempi medi delle fasi per la connessione

- per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, i tempi medi sono pari a 16 giorni lavorativi e sono pressoché costanti negli anni;
- per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1'000 kW, i tempi medi sono pari a 33 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 29 giorni lavorativi nell'anno 2013 e un valore massimo pari a 37 giorni lavorativi nell'anno 2012;
- per potenze in immissione richieste superiori a 1'000 kW, i tempi medi sono pari a 49 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.

La Figura 11b 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 per la connessione relativi ai medesimi impianti di produzione). In particolare, tra il 2011 e il 2020:

- nel caso di lavori semplici,¹² i tempi medi sono stati pari a 10 giorni lavorativi, con un valore minimo pari a 2 giorni lavorativi negli anni 2013 e 2014 e un valore massimo pari a 19 giorni lavorativi nell'anno 2020;
- nel caso di lavori complessi¹³, i tempi medi sono stati pari a 46 giorni lavorativi,

¹²I 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.

¹³I 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

con un valore minimo pari a 33 giorni lavorativi nell'anno 2012 e un valore massimo pari a 56 giorni lavorativi negli anni 2019 e 2020.

Nell'anno di competenza 2020, per l'1.9% delle richieste di connessione si sono verificati ritardi nella fase di definizione dei preventivi, per i quali sono stati erogati indennizzi automatici complessivamente pari a 235'260 euro. A essi si aggiungono gli indennizzi automatici relativi ai ritardi nella realizzazione dei lavori di connessione (26.500 euro) e ai ritardi nell'attivazione della connessione (125'640 euro). In totale, le imprese distributrici nel 2020, con riferimento agli iter di connessione alle reti di BT e MT, hanno erogato indennizzi automatici per un totale di 387'400 euro, in riduzione rispetto agli anni precedenti.

2.1.2 Richieste di connessione in AAT e AT

Con riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di AT e AAT (sia su RTN sia su reti di distribuzione), 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 nell'anno 2018 e, soprattutto, negli anni 2019 e 2020 si è verificato un incremento di richieste di connessione, sia in termini di numero (1'655 richieste di connessione nel 2020) che in termini di potenza (circa 109 GW di potenza nel 2020). In modo analogo, aumentano i preventivi accettati, al momento pari, in relazione alle richieste del 2020, a 509 per una potenza di 26.8 GW. La Figura 12b evidenzia, per i preventivi accettati (rispettivamente in termini di numero e di potenza), una distribuzione ben diversa rispetto alle connessioni per impianti in BT e MT.

A differenza di quanto accaduto fino a 3 anni fa, il ruolo dominante è rivestito dagli impianti fotovoltaici (sia in termini di numero di preventivi accettati che in termini di potenza relativa ai preventivi accettati), anche se gli impianti eolici (ivi inclusi gli *off-shore*), gli impianti termoelettrici alimentati da combustibili fossili (in particolare quelli di nuova realizzazione ammessi a partecipare al capacity market) e i sistemi di accumulo rappresentano una quota significativa. Più in dettaglio, con particolare riferimento alle richieste di connessione alla RTN gestita da TERNA, si evidenzia che negli ultimi anni (soprattutto negli anni 2019 e 2020) sono state presentate richieste di connessione per sistemi di accumulo per un valore di potenza totale pari a circa 6.8 GW e sono stati accettati i relativi preventivi per circa 1.9 GW.

Sulla base dei primi dati disponibili per l'anno 2021, si continua a registrare una importante crescita delle richieste di connessione, in particolare per impianti eolici *off-shore* (per i quali le richieste hanno raggiunto circa 17 GW nell'agosto del 2021) localizzati prevalentemente in Calabria, Puglia, Sicilia e Sardegna, per la maggior parte dei quali TERNA sta ancora elaborando il preventivo e la relativa soluzione tecnica per la connessione.

realizzare in media tensione 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

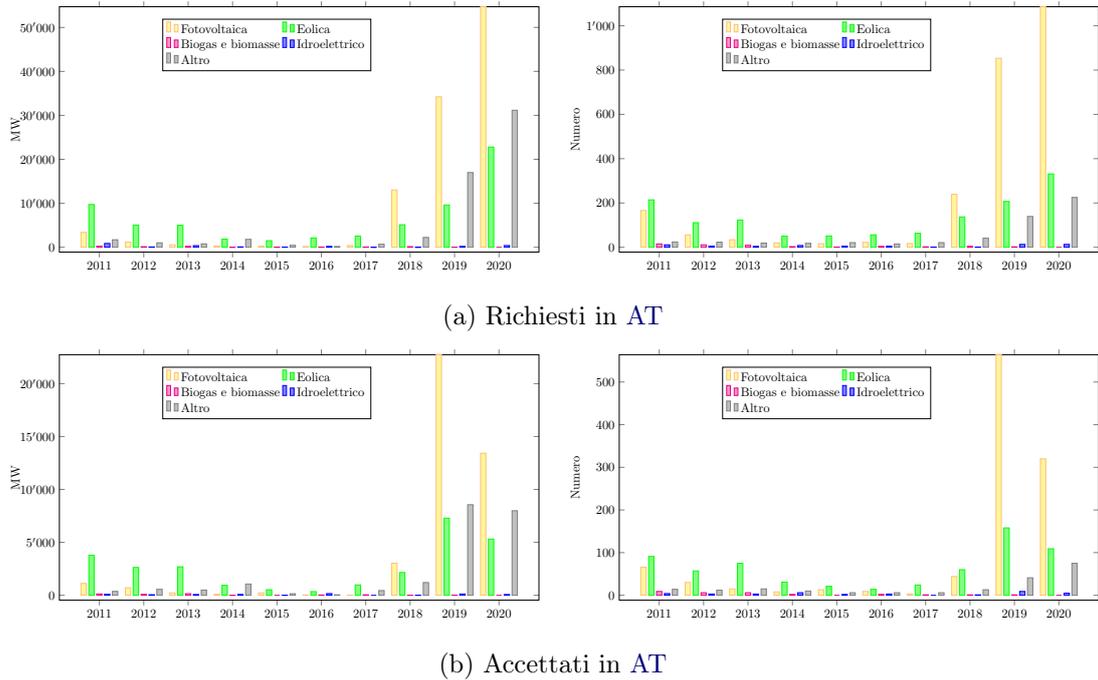
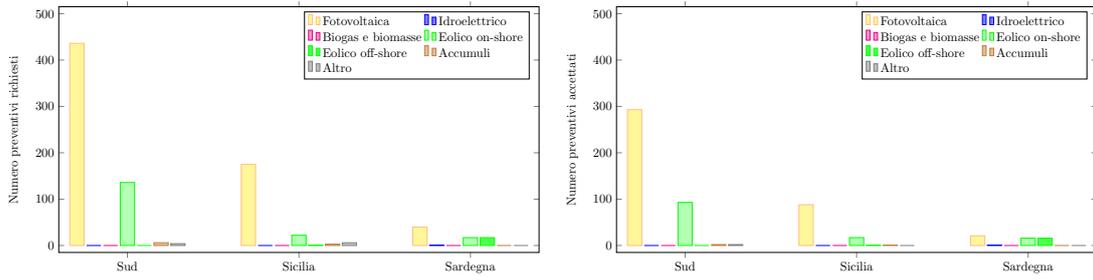


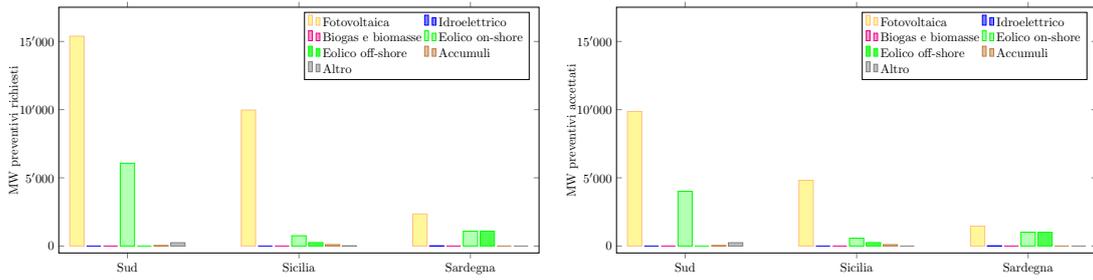
Figura 12: Preventivi richiesti e accettati in AT e AAT (in potenza e in numero). In tutti i grafici l'anno è riferito alla richiesta delle connessioni

La maggior parte delle nuove richieste di connessione alla RTN sono relative ad alcune regioni del sud (qui inteso come insieme di Campania, Basilicata, Puglia e Calabria) e alle isole maggiori, come emerge dalla Figura 13. Si osserva, in particolare, che, anche solo limitandosi a tali regioni, la potenza degli impianti per i quali sono state presentate richieste di connessione alla RTN nei soli anni 2019 e 2020 (trascurando i numeri comunque elevati relativi alle reti di distribuzione) e per i quali sono già stati accettati i preventivi è già confrontabile con le potenze indicate nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima [5] (PNIEC) in termini di obiettivi da raggiungere entro il 2030: ad esempio, 26.7 GW di fotovoltaico a fronte di un obiettivo di +32 GW rispetto al 2018; 12.4 GW di eolico, di cui 2.3 GW *off-shore*, a fronte di un obiettivo di +9 GW rispetto al 2018. Pertanto, qualora a tali richieste facesse effettivamente seguito la realizzazione degli impianti di produzione, potrebbero registrarsi importanti disallineamenti rispetto allo sviluppo delle reti elettriche e dei sistemi di accumulo sulla base del medesimo PNIEC, che prevedeva anche una localizzazione geografica degli impianti molto diversa da quella che emerge dalle richieste.

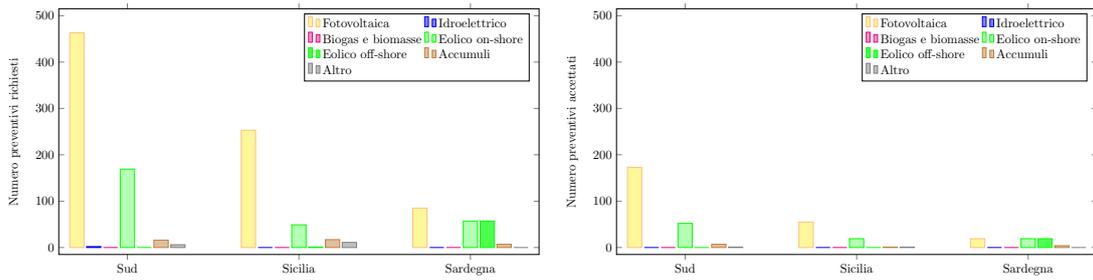
Occorre tuttavia notare che, soprattutto nel caso di richieste di connessione alla RTN, non a tutti i preventivi accettati corrisponde la realizzazione e l'attivazione della corrispondente connessione, come emerge dalla Figura 14.



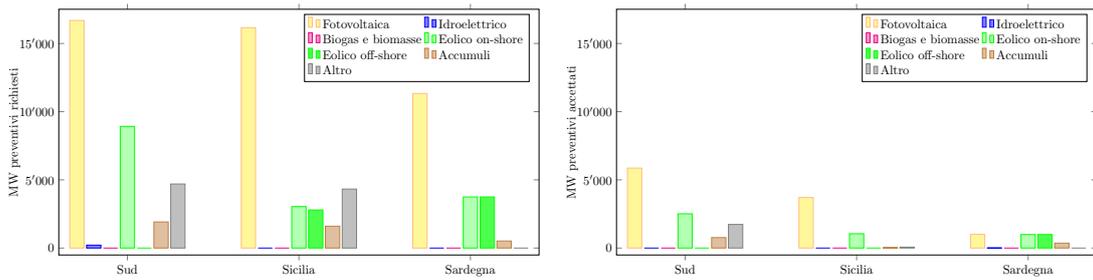
(a) Preventivi richiesti nel 2019 e accettati (in numero)



(b) Preventivi richiesti nel 2019 e accettati (in MW)



(c) Preventivi richiesti nel 2020 e accettati (in numero)



(d) Preventivi richiesti nel 2020 e accettati (in MW)

Figura 13: Preventivi di connessione alla RTN richiesti e accettati nel sud Italia e nelle isole maggiori

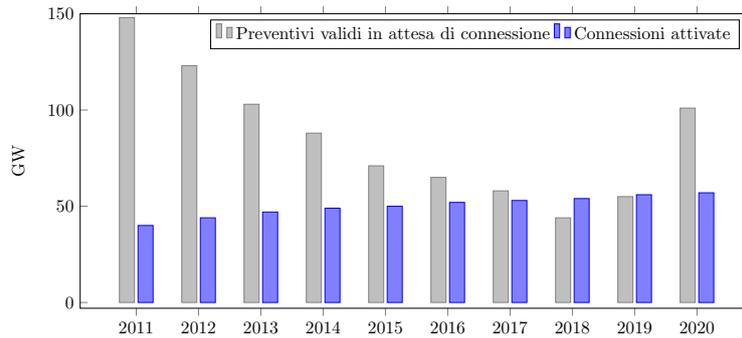


Figura 14: Potenza prenotata in attesa di connessione e potenza attivata

2.2 La saturazione virtuale delle reti

Fino all'anno 2019 appare sempre più attenuata, rispetto al passato, la saturazione virtuale delle reti (cioè la prenotazione della capacità di rete per la connessione non seguita dalla concreta realizzazione di impianti di produzione), particolarmente diffusa in alcune aree del Centro-Sud Italia.

La Figura 14 evidenzia, fino al 2019, la progressiva riduzione della potenza associata ai preventivi di connessione accettati e validi per i quali non è ancora stata attivata la connessione e il progressivo aumento della potenza associata alle connessioni attivate. Nell'anno 2020 si evidenzia un importante aumento della potenza associata a preventivi validi in attesa di connessione, per effetto della rilevante crescita di nuovi preventivi accettati sopra descritta: essi sono tuttavia preventivi recentemente rilasciati e accettati, per i quali non sono ancora decorse le tempistiche per l'eventuale decadenza nei casi in cui ad essi non facciano seguito l'effettiva richiesta delle autorizzazioni e/o l'effettiva realizzazione degli impianti.

Complessivamente, nel 2020, a fronte di circa 57 GW relativi a impianti di produzione già connessi, risultano essere presenti circa 101 GW afferenti a preventivi per la connessione accettati e tuttora validi (di cui circa 88 GW riferiti alla RTN e circa 13 GW riferiti alle reti di distribuzione).

Il risultato positivo ottenuto negli anni, in termini di riduzione della saturazione virtuale delle reti, è stato conseguenza degli interventi dell'Autorità ma anche della riduzione degli incentivi. Tale evidenza è anche testimoniata dalla riduzione delle aree critiche¹⁴ rispetto a quelle individuate (soprattutto nelle Regioni del sud Italia) soprattutto negli anni dal 2011 al 2014.

Si ricorda che la regolazione vigente (Testo Integrato Connessioni Attive come integrato e modificato dalla Deliberazione 226/2012/R/eel [6] a cui ha fatto seguito la

¹⁴Le aree e le linee critiche sono individuate sulla base di formule definite dall'Autorità (nel caso di connessioni in BT e MT) e da TERNA (nel caso di connessioni in AT e AAT). Ai fini della loro individuazione non sono considerati solo gli impianti di produzione già realizzati ma anche le potenze richieste in immissione afferenti a preventivi accettati e validi.

Deliberazione 328/2012/R/eel [7] con le relative disposizioni per l’attuazione della medesima Deliberazione 226/2012/R/eel [6]) prevede che la prenotazione definitiva della capacità di rete avvenga al termine del procedimento per l’autorizzazione alla costruzione e all’esercizio dell’impianto di produzione. Rimane fermo un periodo iniziale, di durata differenziata in base al livello di tensione a cui sarà erogata la connessione, durante il quale la soluzione tecnica per la connessione rimane valida e consente la prenotazione temporanea della relativa capacità di rete (tranne gli impianti fino a 1 MW per i quali la prenotazione della capacità di rete è, fin da subito, definitiva). Si ritiene che abbiano avuto effetto positivo anche le altre disposizioni finalizzate alla riduzione della saturazione virtuale, quali quelle che comportano la decadenza dei preventivi accettati qualora non si dia inizio ai lavori di realizzazione dell’impianto di produzione e/o al procedimento autorizzativo entro certe tempistiche (differenziate in funzione del livello di tensione).

2.3 Sviluppo delle regole tecniche di connessione

Le condizioni tecniche per la connessione sono attualmente definite:

- dalla Norma CEI 0-21 [8] nel caso di connessioni alle reti di distribuzione con livello di tensione fino a 1 kV;
- dalla Norma CEI 0-16 [9] nel caso di connessioni alle reti di distribuzione con livello di tensione superiore a 1 kV;
- dal [Codice di Rete](#) di [TERNA](#) nel caso di connessioni alla [RTN](#).

Tali condizioni tecniche sono state più volte aggiornate negli ultimi anni al fine di tenere conto delle necessità derivanti dal nuovo contesto nazionale di produzione di energia elettrica, descritto nel [Capitolo 1](#).

Recentemente le condizioni tecniche per la connessione sono state oggetto di nuovo e ulteriore aggiornamento al fine di renderle coerenti con i regolamenti europei in materia (tra i quali si ricorda, per quanto qui rileva, il [Requirements for Generators \(il Regolamento \(UE\) 2016/631 \[10\]\) \(RfG\)](#)).

In particolare, l’[Autorità](#), con la Deliberazione 384/2018/R/eel [11], la Deliberazione 592/2018/R/eel [12] e la Deliberazione 539/2019/R/eel [13], ha verificato positivamente le modifiche al [Codice di Rete](#) proposte da [TERNA](#) e volte a implementare quanto previsto dal [RfG](#), chiarendo l’ambito di applicazione delle prescrizioni introdotte dal medesimo sia in relazione ai “nuovi” gruppi di generazione sia in relazione ai gruppi di generazione “esistenti” che sono oggetto di modifiche significative, rifacimenti parziali o totali. Tra l’altro, l’[Autorità](#) ha approvato le soglie di classificazione dei gruppi di generazione significativi proposte da [TERNA](#)¹⁵ e ha previsto che gli impianti di produzione di energia elettrica

¹⁵Sulla base del recepimento del [RfG](#) in Italia a seguito dell’approvazione della Deliberazione 592/2018/R/eel [12] i gruppi di generazione significativi sono classificati nelle seguenti tipologie:

- un gruppo di generazione è di tipo A se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è uguale o maggiore a 0.8 kW e minore o uguale a 11.08 kW;

già in esercizio alla data di entrata in vigore della Deliberazione 384/2018/R/eel [11] siano classificati tra gli impianti esistenti ai sensi e per gli effetti del RfG senza effettuare ulteriori verifiche.

All’approvazione, da parte dell’**Autorità**, delle modifiche al **Codice di Rete** di **TERNA** per l’implementazione dei regolamenti europei relativi ai codici di rete per le connessioni, ha fatto seguito la pubblicazione, da parte del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), delle nuove edizioni della Norma CEI 0-16 [9] e della Norma CEI 0-21 [8]. Esse, come indicato dalla Deliberazione 149/2019/R/eel [14], trovano applicazione per gli impianti di produzione diversi da quelli classificabili come esistenti ai sensi del RfG e da quelli connessi alle reti elettriche di **BT** e **MT** entro il 21 dicembre 2019.

L’**Autorità**, con la medesima deliberazione, ha anche previsto alcune deroghe temporali in relazione all’obbligatorietà della trasmissione alle imprese distributrici delle dichiarazioni di conformità, rilasciate dagli enti accreditati, attestanti che i componenti installati negli impianti di produzione siano conformi alle nuove edizioni della Norma CEI 0-16 [9] e della Norma CEI 0-21 [8], prevedendo che, in alternativa, siano trasmesse dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà redatte dai costruttori dei componenti che attestino che le prescrizioni delle medesime nuove edizioni delle Norme CEI siano soddisfatte. Queste ultime deroghe temporali, a causa degli impatti operativi generati dall’emergenza epidemiologica da virus Covid-19, sono state prolungate di sei mesi (fino al 30 settembre 2020) con la Deliberazione 86/2020/R/eel [15]. Infine, con la Deliberazione 147/2021/R/eel [16], la richiamata deroga temporale è stata ulteriormente prorogata al 31 dicembre 2021 limitatamente ai generatori rotanti.

2.3.1 Obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete nel caso di impianti connessi alla **RTN**

Già a partire dal 2010 (si veda, al riguardo, la Deliberazione ARG/elt 5/10 [17], l’**Autorità** ha previsto l’obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete, tra cui la riduzione di potenza in caso di necessità e l’insensibilità ai buchi di tensione, anche nel caso di impianti alimentati dalle “nuove” fonti rinnovabili di più elevata taglia (già oggetto di presentazione nelle Relazioni degli anni scorsi).

Con riferimento alla riduzione di potenza in caso di necessità, si rileva che **TERNA** ne ha fatto uso soprattutto in relazione a impianti eolici connessi su alcune linee elettriche critiche, al fine di mantenere il sistema elettrico nazionale o porzioni di esso in condizioni di sicurezza. L’anno 2020 è stato caratterizzato dall’emergenza sanitaria da Covid-19

-
- un gruppo di generazione è di tipo B se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è maggiore di 11.08 kW e minore o uguale a 6 MW;
 - un gruppo di generazione è di tipo C se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è maggiore di 6 MW e minore di 10 MW;
 - un gruppo di generazione è di tipo D se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è uguale o maggiore a 10 MW oppure se il punto di connessione è a un livello di tensione maggiore o uguale a 110 kV indipendentemente dal valore della potenza massima.

che ha comportato una forte contrazione dei consumi elettrici, 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 ai sensi della Deliberazione ARG/elt 5/10 [17].

Più in dettaglio, nell'anno 2020:

- l'energia elettrica non prodotta da impianti eolici per effetto delle limitazioni imposte da [TERNA](#) (nel seguito denominata [Mancata Produzione Eolica \(MPE\)](#)) è stimata in 822 GWh, pari al 4.4% della totale produzione eolica del medesimo anno (valore in aumento rispetto all'anno 2019 nel quale è stata registrata una mancata produzione pari, a consuntivo, a 696 GWh corrispondente al 3.5% della totale produzione eolica del medesimo anno). Si evidenzia che l'aumento della [MPE](#) rispetto al 2019, pari a circa +126 GWh, si è verificato nei mesi di marzo e aprile (che pesano circa il 60% del totale del medesimo anno)¹⁶. Gli impianti eolici hanno subito limitazioni soprattutto nella [zona di offerta Sud](#) (60% dell'energia elettrica non prodotta). Le limitazioni sono dovute prevalentemente a:
 - esigenze di sistema (mantenere il Sistema Elettrico Nazionale o porzioni del medesimo in condizioni di sicurezza sia in regime statico che dinamico), riconducibili, in particolare, a periodi di elevata ventosità con conseguente congestione sulle sezioni interzonali (prevalentemente le sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord), a condizioni di rete non integra in corrispondenza di fuori servizio per lavori programmati e a ridotti margini a scendere conseguenti a indisponibilità di natura accidentale e altre condizioni contingenti riconducibili ai fabbisogni minimi e alla necessità di contenere ulteriormente i transiti inter-area (nel 2020, tali condizioni sono state maggiormente frequenti rispetto agli anni precedenti);
 - congestioni locali verificate nelle principali direttrici maggiormente soggette a tali fenomeni (ad esempio, Benevento3-Montefalcone-Foiano, Benevento2-Bisaccia380, Genzano-Oppido).

La [MPE](#), stimata dal [GSE](#) e oggetto di remunerazione al prezzo zonale orario, è risultata pari a circa 815 GWh, in attuazione delle disposizioni di cui alla Deliberazione ARG/elt 5/10 [17]¹⁷, per un totale di 18 milioni di euro (il consuntivo nel 2019 è stato pari a 564 GWh per un totale erogato di 20 milioni di euro)

¹⁶In particolare, durante il lockdown nazionale, a causa dei bassi consumi e dell'elevata produzione da fonte rinnovabile, sono state registrate condizioni di scarsità di margini di produzione a scendere per la risoluzione di congestioni tra le zone di mercato e per il ripristino di riserva terziaria che hanno reso necessario ridurre la produzione da fonte eolica.

¹⁷Si 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 [18], che valuta l'affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di riduzione della produzione eolica impartiti da [TERNA](#).

- gli impianti fotovoltaici hanno subito lievi limitazioni a causa di indisponibilità di elementi di rete, stimate in circa 0.3 GWh;
- gli impianti geotermoelettrici hanno subito lievi limitazioni a causa di indisponibilità di elementi di rete (quasi tutti imputabili ad attività su elettrodotti a 132 kV), stimate in circa 20.2 GWh, in linea rispetto all'anno precedente;
- gli impianti idroelettrici ad acqua fluente hanno subito limitazioni a causa di indisponibilità di elementi di rete, stimate in circa 28 GWh, in linea rispetto all'anno precedente.

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 e comunque non eccede le franchigie entro le quali comunque non verrebbe prevista nessuna remunerazione¹⁸.

2.3.2 Obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete nel caso di impianti connessi alla rete di distribuzione

Con la Deliberazione 84/2012/R/eel [20], l'Autorità ha verificato positivamente l'Allegato A.70 al Codice di Rete e ha previsto l'obbligatorietà che gli impianti di produzione di energia elettrica, da connettere in BT e MT a far data dal 1 gennaio 2013 (con un periodo transitorio per gli impianti da connettere in BT e MT dal 1 aprile 2012 al 31 dicembre 2012), dispongano di dispositivi atti a consentire ai medesimi di rimanere connessi qualora la frequenza di rete rimanga compresa nell'intervallo 47.5 Hz – 51.5 Hz (anziché nell'intervallo 49.7 Hz – 50.3 Hz), evitando i problemi di sicurezza delle reti che potrebbero derivare dal repentino venir meno della generazione distribuita (soprattutto impianti fotovoltaici nelle ore di picco con elevata produzione), ormai non più trascurabile, a seguito di esigue variazioni della frequenza di rete.

Al riguardo l'Autorità ha anche imposto interventi di adeguamento degli impianti già in esercizio al 31 marzo 2012 e aventi potenza maggiore di 6 kW, come ampiamente descritto nelle Relazioni degli anni precedenti a cui si rimanda. Tali interventi di adeguamento hanno dato importanti risultati, ponendo l'Italia in una posizione all'avanguardia nel contesto europeo.

Inoltre, da ultimo con la Deliberazione 421/2014/R/eel [19], il teledistacco è stato implementato anche per tutti gli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione e aventi potenza uguale o superiore a 100 kW, ivi inclusi gli impianti esistenti. A

¹⁸Il 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 [17] 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 [19] 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.

tal fine, l'interrelazione tra **TERNA** e i gestori di rete è riportata nella versione aggiornata dell'Allegato A.72 al **Codice di Rete**, mentre i requisiti dei sistemi che devono essere installati dai produttori e le modalità di comunicazione tra le imprese distributrici e i medesimi produttori sono state definite dal CEI (in particolare dall'Allegato M alla Norma CEI 0-16 [9]).

Il teledistacco trova applicazione, su richiesta di **TERNA** e per il tramite delle imprese distributrici, solo qualora sia a rischio la sicurezza del sistema elettrico nazionale e non siano possibili altre azioni.

Fino a oggi, il distacco della **generazione distribuita** 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 **generazione distribuita** in quanto essa appare tuttora poco rilevante e comunque non eccede le franchigie precedentemente richiamate.

2.4 Inversione del flusso

Gli impianti eolici e fotovoltaici sono alimentati da fonti non programmabili e, pertanto, non possono essere utilizzati all'occorrenza, ma solo dove e quando la fonte è disponibile.¹⁹

Pertanto, i flussi di energia elettrica in Italia sono molto cambiati negli ultimi anni sulla **RTN**, soprattutto al sud, dove la domanda elettrica è minore: sulla **RTN** 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 di 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**, anche distante dai luoghi di utilizzo, aumenta la probabilità che l'energia elettrica prodotta in modo diffuso non venga consumata in sito o localmente. Accade quindi che l'energia elettrica immessa nelle reti elettriche di **MT** o **BT** debba essere trasportata altrove, elevandola di tensione e comportando il fenomeno detto dell'*inversione di flusso*: l'energia elettrica, che storicamente fluiva dall'alta tensione verso le reti di distribuzione di **MT** e **BT**, ora può seguire il percorso contrario ossia risalire di tensione per essere trasportata e consumata altrove.

Al riguardo, sulla base dei dati a oggi disponibili risulta che, nel 2020, per il 31% delle circa 4'000 sezioni **AT/MT** delle cabine primarie si sono verificate inversioni di flusso per almeno l'1% delle ore. Per il 74.9% di queste ultime, le inversioni di flusso hanno riguardato almeno il 5% delle ore. La Figura 15 evidenzia l'andamento del numero delle sezioni **AT/MT** delle cabine primarie per le quali si sono verificate le inversioni di flusso negli ultimi 10 anni (dal 2011 al 2020): da esse si nota una sostanziale stabilizzazione

¹⁹Trascurando il possibile utilizzo dei sistemi di accumulo tramite conversione in altre forme di energia.

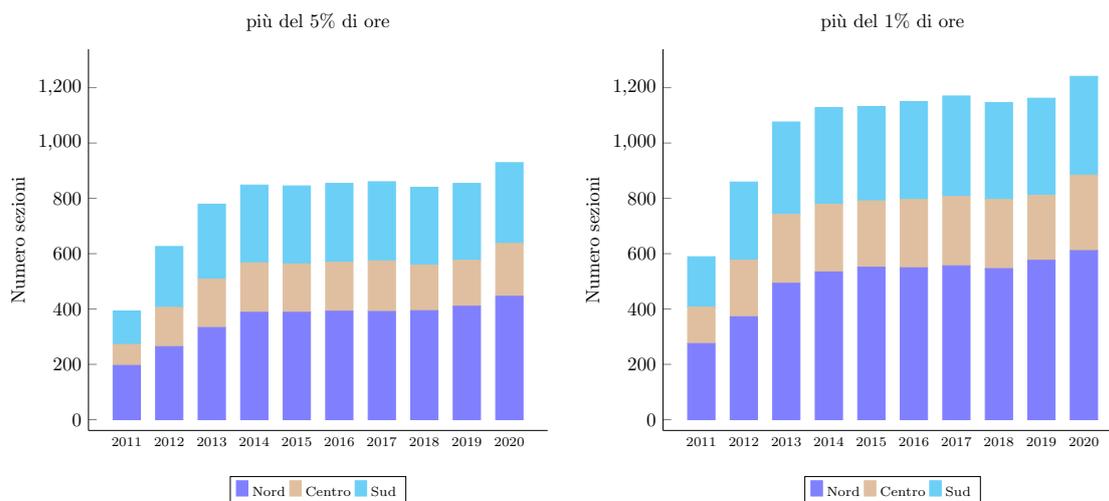


Figura 15: Numero di sezioni AT/MT con inversione di flusso

negli ultimi anni con un aumento non trascurabile nell'ultimo anno, per effetto dei minori consumi.

2.5 Effetti sulle perdite

Nei casi in cui si verifica l'inversione di flusso, aumentano le perdite sulle reti elettriche rispetto al caso di consumo *in loco*, proprio perché l'energia elettrica immessa nelle reti di MT o BT viene elevata di tensione e poi 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 limitrofe.²⁰

Nell'attuale regolazione, la quantità di energia elettrica effettivamente immessa nelle reti di BT e MT viene convenzionalmente maggiorata ai fini del *settlement* per 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 [21], a valere dal 1 gennaio 2016, e sono stati posti pari al 2.3% nel caso di energia elettrica immessa nelle reti di MT e al 5.2% nel caso di energia elettrica immessa nelle reti di BT. Solo nel caso di energia elettrica ammessa a beneficiare delle tariffe fisse onnicomprensive,

²⁰La generazione distribuita comporta in generale (in assenza di inversioni di flusso) una riduzione delle perdite, poiché riduce i transiti di energia elettrica rispetto al caso di una rete totalmente passiva. Tuttavia, nei casi di inversione di flusso, in particolare se prolungata e frequente, la generazione distribuita potrebbe comportare un nuovo aumento delle perdite 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). Un fenomeno analogo di aumento delle perdite si potrebbe verificare se la gli impianti di generazione distribuita 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).

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.

3 Effetti del nuovo mix produttivo sui mercati elettrici e sul dispacciamento. Evoluzione della regolazione

3.1 Profilo dei prezzi sul MGP

Nelle Relazioni precedenti si è già avuto modo di evidenziare che, per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili aleatorie e della presentazione di offerte sui mercati anche in relazione agli impianti di produzione alimentati da tali fonti, è cambiato il profilo di prezzo che si forma su **MGP**.

In particolare, mentre storicamente i prezzi più alti si formavano nelle ore diurne, in corrispondenza della massima richiesta di energia elettrica in rete, attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui viene progressivamente meno la produzione fotovoltaica. La Figura 16b mostra il radicale cambiamento del profilo dei prezzi su **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 Figura 16b illustra, per ogni anno, il rapporto del **PUN** medio orario rispetto al **PUN** medio annuo²¹.

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

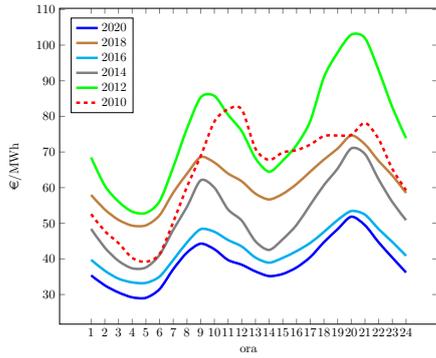
Nella Figura 16a si nota che, nel 2020, il **PUN** medio orario si è ridotto, rispetto al 2018, soprattutto per effetto della riduzione del prezzo del gas naturale registrata durante i periodi di lockdown per Covid-19, e che il profilo di prezzo è rimasto pressoché costante.

Infine, le Figure 16f e 16e evidenziano, rispettivamente, l'evoluzione del profilo dei su **MGP** relativi alla Sicilia e l'andamento di tali prezzi medi; le Figure 16d e 16c 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.

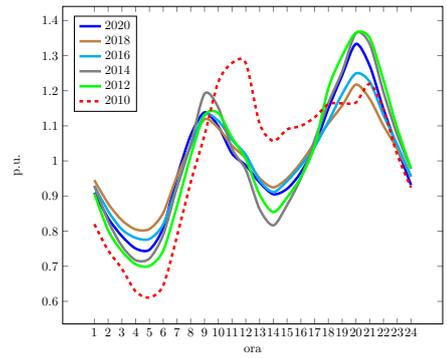
3.2 Dispacciamento

Nell'attuale contesto descritto nel Capitolo 1 in rapida e continua evoluzione per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della **generazione distribuita**, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica, è necessario individuare le principali linee di intervento volte a rendere

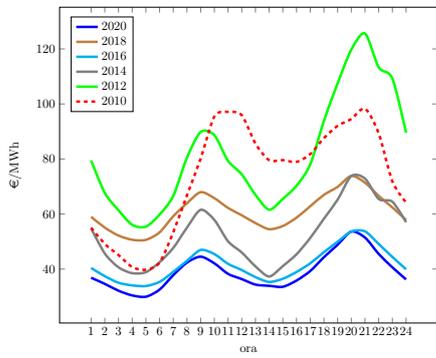
²¹Il **PUN** medio annuo è risultato pari a 64.12 €/MWh nel 2010, a 72.23 €/MWh nel 2011, a 75.47 €/MWh nel 2012, a 62.99 €/MWh nel 2013, a 52.08 €/MWh nel 2014, a 52.31 €/MWh nel 2015, a 42.76 €/MWh nel 2016, a 53.95 €/MWh nel 2017, a 61.31 €/MWh nel 2018 e a 52.33 €/MWh nel 2019, 38.92 €/MWh nel 2020



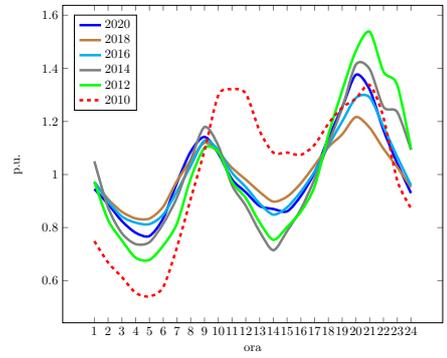
(a) Prezzo Unico Nazionale (PUN) medio annuale di ciascuna delle 24 ore



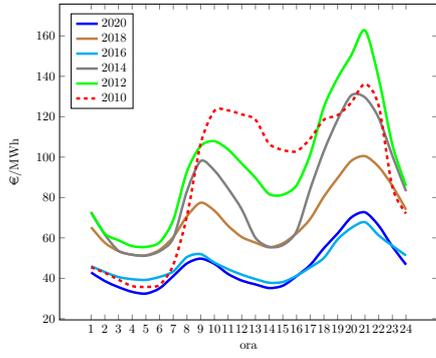
(b) PUN medio annuale di ciascuna delle 24 ore / PUN medio annuale



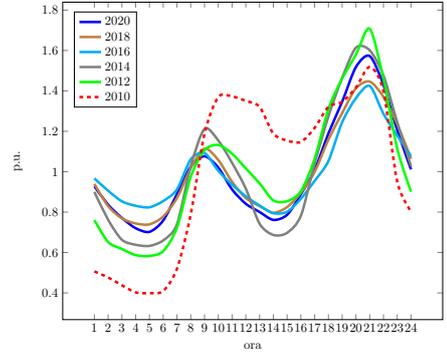
(c) Sardegna: prezzo zonale medio annuale di ciascuna delle 24 ore



(d) Sardegna: prezzo zonale medio annuale di ciascuna delle 24 ore / Pz medio annuale



(e) Sicilia: prezzo zonale medio annuale di ciascuna delle 24 ore



(f) Sicilia: prezzo zonale medio annuale di ciascuna delle 24 ore / Pz medio annuale

Figura 16: PUN medio delle 24 ore

l'attività di dispacciamento idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico.

Allo scopo, con la Deliberazione 393/2015/R/eel [22] è stato avviato il procedimento, attualmente in corso, per la formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, fino a pervenire al nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE), in coerenza con la normativa europea (regolamenti Capacity Allocation and Congestion Management (il Regolamento (UE) 2015/1222 [23]) (CACM) e Electricity Balancing Guidelines (il Regolamento (UE) 2017/2195 [24]) (EB-GL)). Nell'ambito di tale procedimento, nel mese di luglio 2019, l'Autorità ha pubblicato il Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel [25]. Tale documento intende dare una visione il più possibile completa ed organica in merito alle evoluzioni attese per il completamento della riforma della regolazione del dispacciamento elettrico, ponendosi due macro-obiettivi:

1. individuare le principali linee di intervento per l'evoluzione del servizio di dispacciamento nel nuovo contesto in rapida e continua evoluzione, anche in vista del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030 (cambia l'offerta con più fonti rinnovabili, spesso aleatorie e utilizzate tramite impianti diffusi);
2. garantire la compatibilità della disciplina del dispacciamento nazionale con i mercati integrati europei, tenendo conto anche dell'armonizzazione e della condivisione tra Stati membri delle risorse per alcuni servizi ancillari (in particolare il bilanciamento).

L'Autorità, con la Deliberazione 300/2017/R/eel [26], nelle more della definizione del nuovo TIDE, ha dato inizio a una fase sperimentale con la finalità di consentire la partecipazione al MSD alle unità precedentemente escluse, tra cui quelle alimentate dalle "nuove" fonti rinnovabili, e di introdurre nuovi servizi ancillari che potrebbero rivelarsi utili in futuro. La sperimentazione si svolge tramite progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento, 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).

3.2.1 Prima apertura del MSD alle unità precedentemente non abilitate

I primi progetti pilota, avviati a partire dal 2017 hanno consentito 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 MVA).

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 agli utenti del dispacciamento 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 per la fornitura delle risorse di dispacciamento 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 il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, mentre il BRP è responsabile degli sbilanciamenti effettivi rispetto al proprio programma di immissione/prelievo presentato 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, 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 **unità virtuale abilitata (UVA)**.

Focus sulle unità virtuale abilitata mista (UVAM): descrizione della regolazione sperimentale

I primi progetti pilota hanno riguardato le UVAC (unità virtuali abilitate costituite da sole unità di consumo) e le UVAP (unità virtuali unità di produzione, inclusi i sistemi di accumulo, non rilevanti). Essi sono poi confluiti nel progetto pilota relativo alle unità virtuali abilitate miste - UVAM (il cui primo regolamento è stato approvato con Deliberazione 422/2018/R/eel [27]), avviato a partire dal 1 novembre 2018 e tuttora in corso.

Le UVAM possono essere di due tipi:

1. **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;

2. **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.

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 come indicato nel Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel [25].

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.

La presenza di perimetri di aggregazione ai fini della partecipazione al **MSD** diversi da quelli a cui sono associati i programmi di immissione o di prelievo nonché i rispettivi sbilanciamenti effettivi, comporta difficoltà operative derivanti dalla presenza, all'interno delle attuali UVA, di unità di produzione o di consumo nella titolarità di svariati **BRP**. Inoltre, il fatto che a una UVA non sia associato un programma di immissione o di prelievo nonché i corrispondenti sbilanciamenti effettivi può comportare distorsioni e rende necessaria la definizione di corrispettivi penalizzanti in caso di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento rispetto a una baseline appositamente definita: in più, le offerte accettate sul **MSD** devono essere ripartite ex post sulle singole unità di produzione e di consumo effettivamente utilizzate per l'erogazione dei servizi ancillari, al fine di identificare correttamente i programmi dei **BRP** da modificare (il che rappresenta un'ulteriore complessità operativa che appare essere in contrasto con il concetto stesso di "aggregato"). Anche in relazione a questi aspetti, nel Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel [25] sono state proposte altre soluzioni da implementare nella regolazione a regime.

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 terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e il bilanciamento. I requisiti di abilitazione ai fini della fornitura di risorse per la risoluzione di congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e per il bilanciamento consistono nella capacità di modulare, a salire o a scendere, il prelievo o l'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, l'**UVAM** deve essere in grado di variare il proprio prelievo o la propria immissione entro 120 minuti dalla richiesta e sostenere la modulazione per almeno 8 ore consecutive. Con la Deliberazione

215/2021/R/eel [28] è stata prevista la possibilità, per le **UVAM**, di erogare anche la riserva secondaria.

Recentemente, con la Deliberazione 70/2021/R/eel [29], è stata approvata la versione aggiornata del regolamento **UVAM**, introducendo, 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, in alternativa:

- 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;
- tramite la fornitura a termine delle risorse, riconoscendo un corrispettivo per la disponibilità, limitatamente alla fase di sperimentazione.

Con la già richiamata Deliberazione 70/2021/R/eel [29], sono state ridefinite, con effetti dall'1 maggio 2021, le modalità di selezione delle risorse contrattualizzate a termine. In particolare, 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) riducendo lo *strike price* (che fino ad aprile 2021 era sempre pari a 400 €/MWh):

1. 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 A e 28 MW per l'Area di Assegnazione B²² (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);

2. eventuali prodotti infrannuali per quantitativi corrispondenti ai fabbisogni dei prodotti richiamati al precedente punto 1. non interamente soddisfatti nelle relative

²²L'Area di Assegnazione A è costituita dalle zone di mercato Nord e Centro-Nord; l'Area di Assegnazione B è costituita dalle zone di mercato Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

aste annuali oppure ad eventuali quantitativi ceduti o comunque per quantitativi ulteriori definiti sulla base delle esigenze del sistema;

3. 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.

Inoltre, i **BSP**, in relazione ai prodotti pomeridiani, devono presentare sul **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 sul **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 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 mensile) è pari al valore risultante dalla procedura concorsuale (asta al ribasso con cap pari a 30'000 €/MW/anno) 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 4.

Focus sulle UVAM: consistenza al 1 agosto 2021

Alla data dell'1 agosto 2021 risultavano abilitate 272 **UVAM** (41 in più rispetto allo scorso anno), che comprendono 2327 unità, di cui 1106 unità di consumo, 1193 unità di produzione non rilevanti e 28 unità di produzione rilevanti. Di tali 272, 249 sono **UVAM A** mentre 23 sono **UVAM B**.

La Tabella 1 mostra 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**;
- le unità di produzione in termini numerici sono prevalentemente fotovoltaiche di piccole dimensioni e sparse sul territorio;
- in termini numerici, le unità di consumo e di produzione sono piuttosto bilanciate (circa 1100 per ciascuna tipologia);

	zone →	NORD	CNOR	CSUD	SUD	CALA	SICI	SARD	TOT
Consumo	[n.unità]	1020	27	44	4	5	6	2	1106
Idroelettrico	[n.unità]	143	13	7	2	2	1	0	168
Solare	[n.unità]	806	5	1	1	1	2	0	816
Termico	[n.unità]	170	11	24	3	4	3	0	215
Termico rinnov.	[n.unità]	16	0	0	4	0	0	0	20
UVAM	[n.]	200	23	33	6	4	5	1	272
di cui Immissione	[n.]	46	6	3	4	1	2	1	63
di cui Prelievo	[n.]	28	8	7	0	0	0	0	44
di cui Misto	[n.]	126	9	21	2	3	3	0	165
Punti di connessione sottesi	[n.]	1167	34	50	7	6	8	2	1274
P_{min} (a scendere)	[MW]	-151.4	-9.8	-8.6	-6.5	-10.9	0.0	-6.8	-194.0
P_{max} (a salire)	[MW]	1106.9	140.0	184.1	76.2	15.1	36.1	6.8	1565.2

Tabella 1: Composizione delle **UVAM**

- le **UVAM** forniscono una potenza di regolazione pari a quasi 1'600 MW a salire e quasi 200 MW a scendere.

Le **UVAM** aggregano un numero limitato di unità, anche se il numero delle unità oggetto di aggregazione appare superiore rispetto allo scorso anno: all'1 agosto 2021, solo sei di esse superano il centinaio di unità. Inoltre, 67 **UVAM** sono costituite da un'unica unità (di cui 39 sono costituite solo da una unità di produzione e le rimanenti sono costituite solo da una unità di consumo). Infine, 166 **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 unità di consumo sottese al medesimo punto di connessione); 3 **UVAM** sono invece caratterizzate da più di 100 punti di connessione.

Le **UVAM**, alla citata data di riferimento dell'1 agosto 2021, erano gestite da 32 **BSP** (2 in meno dello scorso anno).

La maggior parte delle **UVAM** sono costituite da almeno un'unità di consumo in grado di modulare i propri prelievi di energia elettrica (tali unità di consumo, cioè, contribuiscono a fornire riserva a salire riducendo i prelievi di energia elettrica dalla rete senza necessariamente ridurre i propri consumi interni che vengono coperti tramite un aumento della produzione in sito), nonché da unità di produzione programmabili (quali quelle di cogenerazione non totalmente vincolate dall'esigenza di garantire la copertura dei carichi termici oppure quelle alimentate da combustibili rinnovabili) e unità di produzione che, pur essendo classificate tra le unità non programmabili, presentano margini di flessibilità (ad esempio, unità idroelettriche ad acqua fluente).

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 **MSD** (offerte che, nel caso di impianti alimentati da fonti non programmabili,

		Approvvigionabili per area		Assegnati per area		P.	Prezzo medio ponderato	
Prodotto		Area A	Area B	Area A	Area B	riserva	Area A	Area B
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[€/MW/anno]	[€/MW/anno]	[€/MW/anno]
maggio-dicembre	Pomeridiano	112	28	112	28	22'500	5'938.2	10'886.7
	Serale 1	224	56	223.9	56	30'000	20'977.5	21'178.2
	Serale 2	224	56	224.0	56	30'000	15'765.1	22'767.8
maggio	Pomeridiano	48	12	46.9	11.8	22'500	2'964.6	6'221.5
	Serale 1	96	24	96.0	23.4	30'000	15'622.3	17'409.8
	Serale 2	96	24	96.0	4.7	30'000	22'375.2	20'812.5
giugno	Pomeridiano	48	12	48.0	12	22'500	3'284.0	5'000.0
	Serale 1	96	24	96.0	23.6	30'000	17'000.4	16'452.0
	Serale 2	96	24	95.1	22.5	30'000	21'809.0	24'937.3
luglio	Pomeridiano	48	12	48.0	12	22'500	3'146.9	4'457.5
	Serale 1	96	24	94.5	24	30'000	17'892.6	15'591.9
	Serale 2	96	24	95.6	24	30'000	22'165.5	23'477.8
agosto	Pomeridiano	51	12	51.0	12	22'500	3'068.7	4'000.0
	Serale 1	114	24	114.0	24	30'000	19'211.7	16'631.0
	Serale 2	96	24	87.5	24	30'000	23'911.9	22'620.7

Tabella 2: Esiti aste **UVAM** mensili per il periodo maggio–agosto 2021

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 62 MW); solo 28 di esse sono abilitate anche per servizi a scendere (per potenze variabili tra 1.5 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, **TERNA** ha approvvigionato risorse di dispacciamento rese disponibili tramite **UVAM** applicando la nuova Procedura di approvvigionamento a termine approvata con la Deliberazione 70/2021/R/eel [29] (di seguito Procedura 2021). Focalizzando l'attenzione solo su quest'ultima, in Tabella 2 vengono riportati gli esiti relativi al periodo maggio-agosto 2021.

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

- in relazione ai prodotti infrannuali²³ (periodo maggio - dicembre 2021), l'intero quantitativo disponibile per l'anno 2021 (700 MW) è stato allocato (560 MW per l'Area di Assegnazione A e 140 MW per l'Area di Assegnazione B);
- in relazione ai prodotti mensili:
 - per il mese di maggio e, in misura minore, per il mese di giugno, non è stato saturato l'intero quantitativo disponibile nella sola Area di Assegnazione

²³Per l'anno 2021 non vi sono prodotti annuali perché il nuovo regolamento e la nuova procedura per la contrattualizzazione a termine, approvate con la Deliberazione 70/2021/R/eel [29], hanno trovato applicazione dall'1 maggio 2021.

- B, per carenza d'offerta,²⁴ con riferimento al solo prodotto serale 2 (quello caratterizzato da *strike price* pari a 200 €/MWh);
- per il mese di luglio, si è registrata una saturazione dei quantitativi disponibili (complessivamente pari a 240 MW per l'Area di Assegnazione A e 60 MW per l'Area di Assegnazione B) e per tutte le tipologie di prodotti a termine (pomeridiano, serale 1 e serale 2);
 - per il mese di agosto, non è stato saturato l'intero quantitativo disponibile nella sola Area di Assegnazione A, per carenza d'offerta, con riferimento al solo prodotto serale 2 (quello caratterizzato da *strike price* pari a 200 €/MWh).

Dalla Tabella 2 si evince che, nonostante la riduzione dello *strike price* operato con la Deliberazione 70/2021/R/eel [29], la capacità disponibile è stata allocata nella sua quasi totalità (con le sole eccezioni sopra evidenziate) con prezzi sensibilmente inferiori rispetto a quelli tipici degli anni precedenti: in particolare nelle assegnazioni per i prodotti mensili si sono rilevati, relativamente al prodotto pomeridiano, i prezzi più bassi dall'avvio del progetto pilota (pari a circa 2'000 €/MW/anno per il mese di maggio 2021 ed a 2'500 €/MW/anno per i mesi di giugno, luglio e agosto 2021).

Alla data dell'1 agosto 2021, 173 UVAM sono contrattualizzate a termine (125 fino alla fine dell'anno di cui alcune anche parzialmente su base mensile, mentre 48 solo su base mensile), per il servizio di bilanciamento a salire nelle ore sopra riportate, per circa 1'000 MW, a fronte di una potenza complessivamente abilitata a salire di 1'565 MW.

Le verifiche, condotte da TERNA, in merito all'effettiva disponibilità delle risorse contrattualizzate a termine hanno evidenziato, per il periodo di osservazione aprile 2020 – giugno 2021 indisponibilità per l'8.4% della capacità contrattualizzata, comportando un'effettiva erogazione a titolo di corrispettivo fisso, pari a 21.8 milioni di euro a fronte dei 28.1 milioni di euro derivanti dalla contrattualizzazione²⁵.

Focus sulle UVAM: risultati della partecipazione al MSD nel periodo 1 aprile 2020 – 30 giugno 2021

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 aprile 2020 – 30 giugno 2021 (si rimanda alle precedenti Relazioni per i periodi antecedenti al mese di aprile 2020):

- le offerte presentate dai BSP sono caratterizzate da prezzi molto elevati, il che ha ridotto la probabilità che esse siano selezionate da TERNA, in parte vanificando

²⁴Negli altri casi le quantità assegnate sono lievemente inferiori al fabbisogno perché in esito alle ripartizioni pro quota risultano quantitativi inferiori ad 1 MW che è il quantitativo minimo assegnabile

²⁵Si ricorda che, 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). 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.

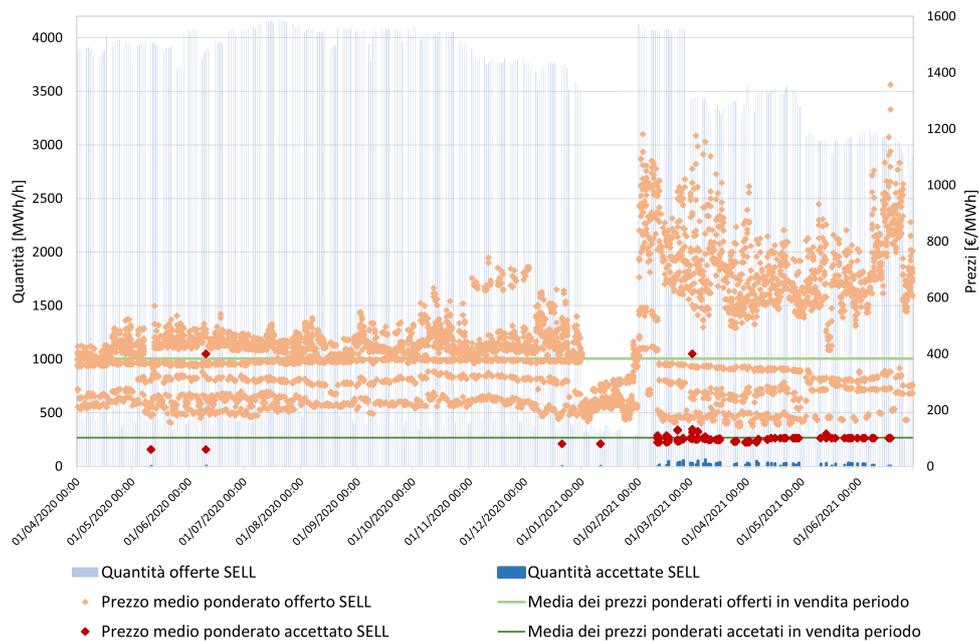


Figura 17: Quantità offerte in vendita, quantità accettate e media, su base oraria, dei prezzi ponderata sulle rispettive quantità (offerte o accettate)

la finalità della sperimentazione. Più in dettaglio, dalla Figura 17, si nota che il prezzo medio delle offerte per il servizio a salire è stato pari a circa 374 €/MWh nel periodo aprile-dicembre 2020, 234 €/MWh nel mese di gennaio 2021 (per il quale non sono state approvvigionate risorse a termine), 431 €/MWh nel periodo febbraio-aprile 2021 e infine pari a 384 €/MWh nel periodo maggio-giugno 2021 in cui era già vigente il nuovo regolamento;

- le offerte presentate dai BSP, con riferimento alle UVAM contrattualizzate, sono prevalentemente caratterizzate da prezzi pari o prossimi allo strike price nelle ore in cui esso trova applicazione e sono spesso caratterizzate da prezzi ancora più elevati nelle altre ore (fino a raggiungere valori superiori a 1.000 €/MWh). Il valore medio ponderato è risultato pari a 404 euro/MWh nel periodo febbraio-giugno 2021;
- le offerte presentate dai BSP, con riferimento alle UVAM non contrattualizzate, sono caratterizzate da prezzi più elevati il cui valore medio ponderato è risultato pari a 560 €/MWh nel periodo febbraio-giugno 2021, contrariamente a quanto emerso per il mese di gennaio 2021;
- le UVAM non contrattualizzate presentano una potenza qualificata a salire circa pari a un terzo della potenza complessivamente disponibile da UVAM; le offerte dalle medesime presentate nel periodo febbraio-giugno 2021 (cioè il periodo in cui

coesistevano UVAM contrattualizzate e non) hanno rappresentato circa il 2% del totale delle offerte in quantità;

- le offerte accettate da **TERNA** rappresentano lo 0.09% delle quantità offerte (in MWh) nell'intero periodo analizzato e sono caratterizzate da prezzi medi di 104 €/MWh nel periodo 1 aprile 2020 - 30 aprile 2021 e di 100 €/MWh nel periodo 1 maggio 2021 - 30 giugno 2021. Nel solo periodo gennaio-giugno 2021, le offerte accettate da Terna rappresentano lo 0.24% delle quantità offerte (in MWh).

Per quanto riguarda il numero di attivazioni e l'affidabilità delle **UVAM** selezionate si rileva che:

- per i mesi di aprile - dicembre 2020 le attivazioni per il servizio "a salire" sono state pari a 3 e hanno interessato 2 **UVAM** di 2 diversi **BSP**; tali **UVAM** hanno fornito il servizio in misura pari al 49.6% dell'energia richiesta;
- per i mesi di febbraio - aprile 2021, le attivazioni per il servizio "a salire" sono state pari a 259 e hanno interessato 23 **UVAM** di 3 diversi **BSP**; tali **UVAM** hanno fornito il servizio in misura pari al 88.3% dell'energia richiesta;
- per i mesi di maggio e giugno 2021, le attivazioni per il servizio "a salire" sono state pari a 70 e hanno interessato 7 **UVAM** di un **BSP**; tali **UVAM** hanno fornito il servizio in misura pari all'89.7% dell'energia richiesta.

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 aprile 2020 - 30 giugno 2021:

- il prezzo medio ponderato per le offerte presentate a scendere è stato di circa 21.5 €/MWh per il periodo analizzato, come emerge nella Figura 18;
- le offerte accettate da **TERNA**, per il servizio a scendere, rappresentano lo 0.18% delle quantità offerte (in MWh) nell'intero periodo analizzato;
- sono state selezionate da **TERNA**, per il servizio a scendere, offerte con prezzo medio ponderato pari a 30 €/MWh.

Le **UVAM** sono state utilizzate esclusivamente per erogare il servizio di bilanciamento in tempo reale, sia a salire, per un quantitativo totale di energia pari a 5'935 MWh, sia a scendere, per un quantitativo totale di energia pari a 783 MWh. Pertanto le modulazioni complessive sono state pari a circa 6.7 GWh, di cui 6.0 GWh riferite al primo semestre 2021.

Complessivamente, in relazione alle offerte selezionate nel periodo 1 aprile 2020 - 30 giugno 2021, è stato riscontrato un indice di performance delle **UVAM** (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate) pari, nel periodo aprile 2020 - giugno 2021, al 86.8% (tale indice era pari al 83.5% nel periodo novembre 2018 - marzo 2020 e al 85.5% nel periodo maggio 2019 - marzo 2020). Più in dettaglio,

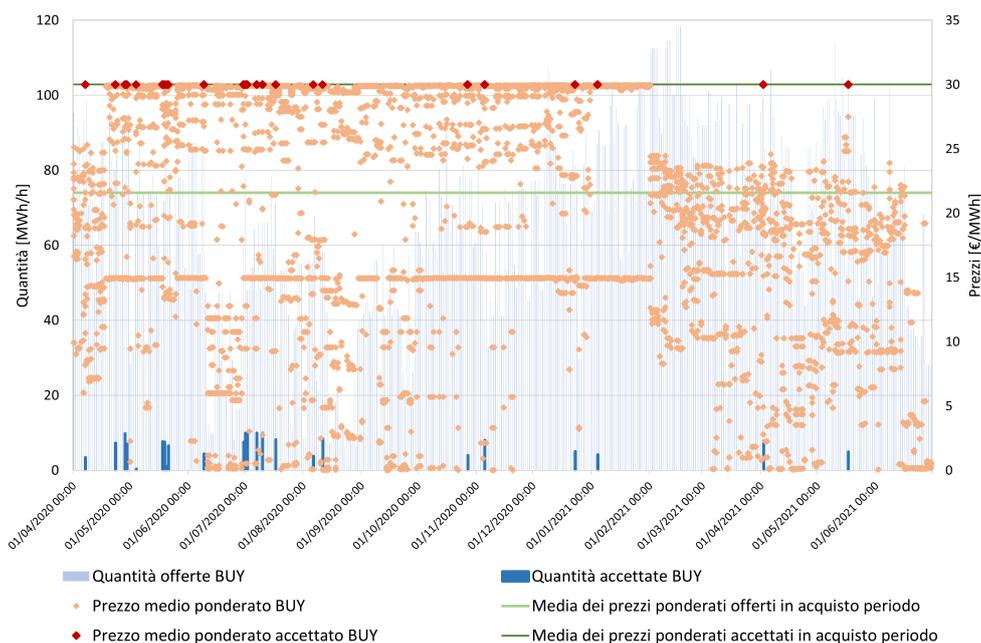


Figura 18: Quantità offerte in acquisto, quantità accettate e media, su base oraria dei prezzi ponderata sulle rispettive quantità (offerte o accettate)

nel periodo indicato, tale indice è risultato pari a 87.5% nel caso di **UVAM** costituite esclusivamente da unità di produzione e al 56.1% nel caso di **UVAM** miste di produzione e consumo.

Infine, per effetto della Deliberazione 70/2021/R/eel [29], **TERNA**, nei mesi di marzo e aprile 2021 in via preliminare e da maggio 2021 in modo strutturato, ha effettuato test di affidabilità sulle **UVAM** tramite attivazioni fuori ordine di merito economico. Sulla base delle prime evidenze riscontrate nel periodo maggio - luglio 2021, si rileva che il 21% circa dei 159 test eseguiti ha avuto esito positivo²⁶, con un livello di performance medio pari al 95%, mentre per i restanti test si è registrato un esito negativo con livello di performance medio pari al 21% (variabile tra lo 0% e l'86%; 62 test si sono conclusi con un livello di performance pari allo 0%). 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.

²⁶I 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.

Focus sulle unità di Produzione Rilevanti (UPR)

Con la Deliberazione 383/2018/R/eel [30], 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 [28] 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 risulta abilitata una sola UPR alimentata dalla fonte idrica (impianto idroelettrico a bacino), con decorrenza 1° aprile 2019. In relazione al periodo 1 aprile 2020 – 30 giugno 2021, l'UPR è stata utilizzata per erogare il servizio di bilanciamento a salire in tempo reale, per un quantitativo totale di energia pari a 1'022 MWh, pari allo 0.04% delle quantità offerte, ad un prezzo medio ponderato di 119.8 €/MWh (il prezzo medio ponderato delle offerte presentate a salire è stato pari a 87.8 €/MWh). L'UPR è anche stata utilizzata per erogare il servizio di bilanciamento a scendere in tempo reale, per un quantitativo totale di energia pari a 406 MWh, pari allo 0.66% delle quantità offerte, ad un prezzo medio ponderato di 44.3 €/MWh (il prezzo medio ponderato delle offerte presentate a scendere è stato pari a 9.2 €/MWh).

Nel caso delle offerte selezionate, è stato riscontrato un elevato grado di affidabilità dell'UPR, con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari al 96% (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate).

3.2.2 Erogazione del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti

Un altro progetto pilota riguarda la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti (approvato con la Deliberazione 402/2018/R/eel [31]). Il quantitativo massimo di riserva

primaria approvvigionabile nel Continente nell'ambito del progetto pilota è stato posto, almeno per la prima fase della sperimentazione, pari a 30 MW.

Sono stati selezionati da **TERNA** progetti per l'intero quantitativo di riserva approvvigionabile nel Continente (30 MW) e attualmente risultano abilitati 4 **sistemi di accumulo** per un totale di 33.4 MW (quasi 5.7 MW in più rispetto a quanto riportato nella Relazione 291/2019/I/efr [32] e superiore al quantitativo di riserva approvvigionabile per effetto dell'accettazione integrale dell'ultima richiesta di partecipazione ricevuta e valutata con esito positivo da parte di **TERNA**), nella titolarità di due utenti del dispacciamento diversi. Tali **sistemi di accumulo** non sono ancora entrati in esercizio (sono state ultimate le attività di installazione e posa in opera di un solo **sistema di accumulo**). Uno solo dei sistemi di accumulo è già entrato in esercizio nel mese di dicembre 2020, mentre gli altri sono tuttora in fase di realizzazione.

3.2.3 Introduzione di nuovi servizi ancillari: la *Fast Reserve*

I progetti pilota previsti dalla Deliberazione 300/2017/R/eel [26] possono essere definiti anche per la sperimentazione di nuovi servizi ancillari che potranno rendersi necessari in futuro. A tal fine, con la Deliberazione 200/2020/R/eel [33], l'**Autorità** ha approvato il 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 **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 setpoint inviata da **TERNA** e 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 derampa 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 dispositivi, dove 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** (equiparato alle unità di produzione ai sensi della Deliberazione 574/2014/R/eel [34]). Non possono rientrare anche le unità qualificate alle procedure concorsuali del mercato della capacità;

- nel caso siano costituite da aggregati di dispositivi, devono avere un perimetro di aggregazione non più esteso della zona di mercato;
- devono rendere disponibile un valore di potenza (a salire e a scendere), denominata “Potenza Qualificata”, pari ad almeno 5 MW e non superiore a 25 MW;
- devono disporre di una capacità energetica tale da consentire stabilmente lo scambio con la rete di un valore di potenza almeno pari alla Potenza Qualificata, a salire e a scendere, per almeno 15 minuti consecutivi;
- nel caso siano costituite da almeno un dispositivo a capacità energetica limitata, devono essere dotate di una logica di gestione della capacità energetica che ne permetta il ripristino graduale e continuativo ai valori di cui al precedente alinea, secondo i criteri identificati da **TERNA**.

Le *Fast Reserve Unit* sono selezionate tramite procedura concorsuale e contrattualizzate a termine. Possono presentare la richiesta di partecipazione alla procedura concorsuale l’utente del dispacciamento, il titolare del dispositivo ovvero il **BSP**. Nel caso in cui il generico dispositivo sia anche abilitato all’erogazione di altri servizi ancillari (singolarmente o per il tramite di una UVA), il responsabile della fornitura di tutti i servizi ancillari deve essere il medesimo soggetto.

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**; al riguardo, **TERNA** pubblica una prima stima delle ore di disponibilità per l’anno successivo entro il 31 ottobre di ciascun anno e, successivamente, comunica le ore in cui garantire la disponibilità, in via preliminare, con un anticipo di sette giorni solari rispetto al giorno oggetto di fornitura del servizio e, in via definitiva, con un anticipo di due giorni solari.

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.

3.2.4 Adeguamento di impianti esistenti affinché siano in grado di fornire il servizio di regolazione di tensione

Con la Deliberazione 321/2021/R/eel [35], l'Autorità ha approvato il regolamento, predisposto da TERNA, relativo al progetto pilota per l'adeguamento di impianti "esistenti" ai sensi del Regolamento (UE) 2016/631 [10], connessi alla RTN, affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione (gli impianti "nuovi" ai sensi di tale Regolamento, infatti, devono già essere tecnicamente in grado di regolare la tensione).

Tale progetto pilota è finalizzato a verificare la pluralità delle soluzioni tecnologiche esistenti ai fini della regolazione di tensione, a testare l'efficacia e l'affidabilità di tecnologie (anche basate su una fonte primaria di natura aleatoria) attualmente escluse dal servizio di regolazione di tensione, previo adeguamento impiantistico, nonché a raccogliere elementi utili ai fini dell'implementazione dell'analisi costi-benefici, prodromica all'estensione dell'applicazione di parti del RfG anche ai gruppi di generazione "esistenti".

Le risorse verranno selezionate tramite una procedura concorsuale e contrattualizzate a termine: allo scopo vengono distinte due categorie impiantistiche (impianti eolici e/o fotovoltaici *inverter-based* e impianti con gruppi di generazione sincroni non già abilitati alla fornitura del servizio di regolazione di tensione) e sei aree d'assegnazione, definendo un fabbisogno per ciascuna categoria e area sulla base della consistenza dei quantitativi adeguabili. Ciò dovrebbe fare in modo che la sperimentazione sia significativa in aree dove il contributo è ritenuto efficace per le regolazioni e le esigenze del sistema e tale da garantire un esito concorrenziale delle procedure concorsuali.

Il periodo di consegna è pari a 39 mesi nel caso in cui la fornitura del servizio avvenga a partire dal dodicesimo mese successivo al mese di svolgimento della procedura, oppure 36 mesi nel caso in cui la fornitura del servizio avvenga a partire dal quindicesimo mese successivo al mese di svolgimento della procedura. Infine, i richiedenti verranno selezionati sulla base di procedure concorsuali, di tipo *pay as bid*, escludendo le offerte caratterizzate da un prezzo superiore rispetto ad un prezzo di riserva definito da TERNA. Quest'ultimo non viene reso pubblico affinché le offerte presentate siano con maggiore probabilità aderenti ai costi di adeguamento degli impianti (una delle finalità del progetto pilota è, infatti, quella di raccogliere dati e informazioni in merito ai costi di adeguamento degli impianti esistenti, da confrontare con i benefici sistemici che derivano dall'adeguamento). Attualmente è in corso di definizione la procedura concorsuale da parte di TERNA.

3.2.5 Disciplina degli sbilanciamenti

Con il Documento per la Consultazione 292/2021/R/eel [36], l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per riformare la regolazione degli sbilanciamenti effettivi, al fine di dare attuazione al quadro legislativo e regolatorio europeo e, in particolare al:

- Regolamento (UE) 2017/2195 [24] che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (Regolamento Balancing), il quale prevede, tra l'altro,

lo sviluppo di una metodologia per armonizzare alcuni aspetti della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, che ogni gestore del sistema di trasmissione (TSO) è tenuto ad implementare a livello nazionale;

- Regolamento (UE) 2019/943 [37] sul mercato interno dell'energia elettrica.

In particolare, il Documento per la Consultazione 292/2021/R/eel [36], che segue il Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel [25], prospetta la:

- modifica del meccanismo di applicazione del prezzo di sbilanciamento, proponendo l'applicazione del *single pricing* indistintamente a tutte le risorse, senza più differenziazione in base alle caratteristiche delle unità stesse. Questo comporta il superamento del meccanismo di prezzo duale applicato oggi alle unità abilitate al MSD e del meccanismo perequativo per le unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in favore dell'estensione della disciplina utilizzata oggi per le unità non abilitate e basata su una valorizzazione pari al prezzo medio pesato delle risorse attivate ai fini del bilanciamento;
- modifica della dimensione geografica dell'area in cui si applica un determinato prezzo di sbilanciamento, proponendo di identificarla con la zona di mercato superando il concetto di macrozona statica, in linea con quanto stabilito dal quadro regolatorio europeo, che non consente di definire un'area di prezzo di sbilanciamento più grande della zona di mercato.

Per quanto rileva ai fini della presente Relazione, si evidenzia la riduzione nel 2021, rispetto agli anni precedenti, dell'incidenza percentuale delle unità di produzione rilevanti alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili ²⁷ per le quali il corrispondente BRP ha optato per la regolazione degli sbilanciamenti basata sul meccanismo perequativo di cui alla Deliberazione 522/2014/R/eel [38] ²⁸ (dal 25% del 2016 al 17% del 2019 e del 2020

²⁷Si ricorda che la “non programmabilità” di alcune fonti rinnovabili non comporta l'impossibilità di prevedere la disponibilità della fonte e, di conseguenza, la produzione di energia elettrica, quanto piuttosto la difficoltà di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete. In generale, tutte le forme di produzione di energia elettrica non programmabili (nel senso sopra detto) sono caratterizzate dalla possibilità di prevedere le immissioni in rete, ancorché con un diverso grado di precisione in dipendenza dalla fonte.

²⁸Secondo la Deliberazione 522/2014/R/eel [38], gli utenti del dispacciamento possono scegliere, ogni anno, se applicare: a) la regolazione degli sbilanciamenti definita per le altre unità di produzione non abilitate, la quale prevede la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di tipo *single pricing* b) la disciplina appositamente introdotta per le fonti rinnovabili non programmabili, la quale prevede la definizione delle cosiddette “bande”, differenziate per ciascuna fonte non programmabile. All'interno di tali bande avviene una sorta di aggregazione commerciale, su base zonale, tra unità di produzione rilevanti e non rilevanti alimentate da qualunque fonte non programmabile che accedono al meccanismo delle bande, riducendo il rischio volume e prezzo dello sbilanciamento associato a ogni singola fonte e a ogni singolo impianto (non viene quindi applicato il corrispettivo unitario di sbilanciamento previsto per le unità di produzione non abilitate). Le bande, differenziate per fonte, sono pari a

- il 49% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
- il 31% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento

fino al 16% del 2021); anche in relazione agli aggregati zonalì delle unità di produzione non rilevanti, tale incidenza percentuale è diminuita nel 2021 (27%) rispetto al 2020 (32%) e al 2016 (39%).

Appare quindi che, per la maggior parte delle unità di produzione, gli utenti del dispacciamento preferiscono sempre più l'applicazione della regolazione "base" prevista per gli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione non obbligatoriamente abilitate al MSD.

3.2.6 Estensione dell'osservabilità

Un altro tema di rilievo, e al momento in corso di definizione, è quello dell'estensione dell'osservabilità, oggetto del procedimento avviato con la Deliberazione 628/2018/R/eel [39] anche per tenere conto del *System Operation Guidelines* (il Regolamento (UE) 2017/1485 [40]) (SOGL)²⁹. Occorre, cioè, fare in modo che anche gli impianti di generazione distribuita possano essere "osservati" in tempo reale dai gestori di rete, come gli impianti di produzione connessi alle reti di AT e AAT. La disponibilità di alcuni dati ulteriori rispetto a quelli già attualmente disponibili (quali le misure in tempo reale della produzione da impianti di generazione distribuita 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 [41], è stato previsto che i dati di produzione in tempo reale, non validati, debbano essere resi disponibili da:

- tutti gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione e con potenza uguale o maggiore a 1 MW (cd. "perimetro standard")
- un sottoinsieme, di ampiezza da definire, di impianti di produzione connessi alle reti di MT e BT e di potenza minore di 1 MW, rappresentativi dell'intera generazione distribuita di potenza minore di 1 MW (cd. "perimetro esteso").

Sia nel caso del perimetro standard sia nel caso del perimetro esteso non è richiesto l'invio dei dati in tempo reale relativi agli scambi di energia elettrica nel punto di connessione.

relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;

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

²⁹Il SOGL, agli articoli da 40 a 53, definisce disposizioni relative allo scambio dati tra TSO, gestore del sistema di distribuzione – Distribution System Operator (DSO) e Significant Grid User (SGU) ai fini della gestione in sicurezza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica.

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 avverrà primariamente per il tramite dei distributori: sarà cura dei medesimi metterli a disposizione di **TERNA**.

I dati raccolti in tempo reale saranno 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, sarà alimentato, oltre che dalle misure in tempo reale degli impianti di produzione oggetto di osservabilità, anche dai dati degli impianti di **generazione distribuita**, dai dati storici di alcune grandezze elettriche (quali l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione connessi in **BT** e in **MT** e lo scambio di potenza attiva e reattiva nelle Cabine Primarie), nonché da dati meteorologici.

A seguire, il CEI ha definito i requisiti che i dispositivi devono rispettare ai fini dell'osservabilità, nonché i requisiti tecnici/funzionali delle interfacce di comunicazione dei medesimi.

Nel frattempo, con il DCO 361/2020/R/eel, l'**Autorità** ha proposto che l'osservabilità sia applicata, in una prima fase, solo agli impianti afferenti al cd. perimetro standard, costituito dagli impianti aventi potenza superiore a 1 MW, anche esistenti: circa 3'000 impianti per circa 9 GW.

Tale consultazione prevede, più in dettaglio, che:

- sia in capo ai produttori la responsabilità dell'installazione e manutenzione dell'apparato di campo e del relativo sistema di comunicazione a livello di impianto di produzione che consentono la rilevazione dai dati oggetto di scambio;
- sia in capo alle imprese distributrici la responsabilità della rilevazione dei dati oggetto di scambio, nonché la loro gestione e messa a disposizione di **TERNA**.

Nel caso di impianti di produzione nuovi (cioè che entrano in esercizio da una data futura, da individuare), si propone che i produttori installano i dispositivi necessari entro la data di entrata in esercizio dei medesimi impianti. Nel caso di impianti esistenti, si propone l'avvio di un percorso di adeguamento, prevedendo anche un contributo forfetario a parziale copertura dei costi che verranno sostenuti dai produttori.

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

4.1 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.

4.1.1 Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato, istituito dal Decreto Legislativo 387/03 [42] e dalla Legge 239/04 [43], è attualmente regolato dall'Autorità con la Deliberazione 280/07 [44], 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 [45], al Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [46], al Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [47] al Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [48].

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 19 rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato: da essa emerge una rilevante riduzione soprattutto negli ultimi anni per effetto della fuoriuscita volontaria dal ritiro dedicato di numerosi impianti.

Più in dettaglio, nel 2020 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 9.4 TWh (ancora in marcata riduzione rispetto al 2018 e in lieve riduzione rispetto all'anno 2019 in cui essa è stata pari a 9.8 TWh), prodotta da 48'715 impianti, per una potenza complessiva di circa 7.9 GW (circa 400 MW di capacità in meno rispetto ai dati di consuntivo 2019).

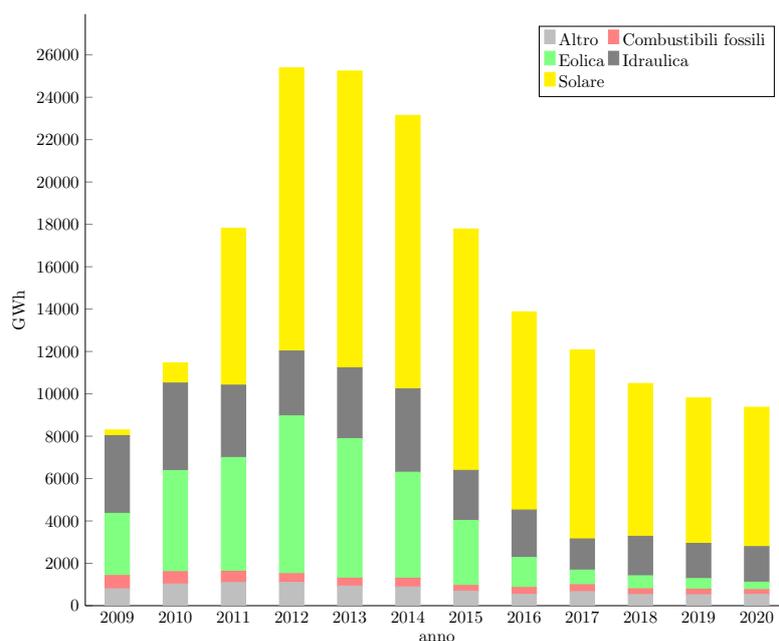


Figura 19: Quantità di energia elettrica ritirata nell’ambito del ritiro dedicato

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, limitatamente ai primi 1.5 GWh immessi su base annua (ai primi 2 GWh nel solo caso degli impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide), sono previsti i prezzi minimi garantiti che rappresentano la remunerazione minima garantita qualunque sia l’andamento del mercato elettrico. Tali prezzi hanno l’obiettivo di garantire la sopravvivenza di piccoli impianti che utilizzano risorse rinnovabili marginali che non potrebbero essere diversamente utilizzate e rappresentano, pertanto, una forma di tutela per tali impianti. Essi 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.

Nel 2020, l’energia elettrica ritirata dal **GSE** che ha beneficiato dei prezzi minimi garantiti è stata pari a circa 2.6 TWh, prodotta quasi esclusivamente da impianti fotovoltaici (per il 58% dell’energia) e idroelettrici (per il 40% dell’energia), dosi pressoché stabile rispetto ai valori dei due anni precedenti.

I prezzi minimi garantiti sono stati erogati, nell’anno 2020, anche per ulteriori 0.5 TWh non ritirati dal **GSE**, come consentito dall’Articolo 15 della Deliberazione 280/07 [44] (in questi casi, il **GSE** eroga la differenza tra il prezzo minimo garantito e il prezzo zonale orario). Tale energia è stata prodotta quasi esclusivamente da impianti idroelettrici (per quasi il 97%).

I prezzi minimi garantiti impattano sulla componente tariffaria A_{SOS} in misura pari

Ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per tipologia di clienti finali nell'anno 2020

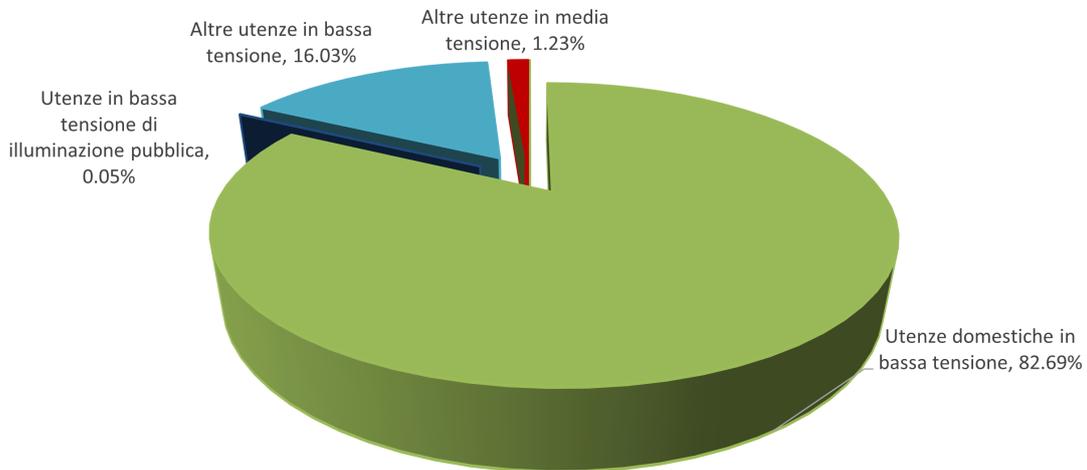


Figura 20: Ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per tipologie di clienti finali nel 2020

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 e, nel 2020, è stato pari a circa 72 milioni di euro (maggiore rispetto al loro impatto nel 2019, pari a circa 28 milioni di euro, a causa della forte riduzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica), prevalentemente attribuibile agli impianti idroelettrici (per i quali i prezzi minimi garantiti sono più elevati).

4.1.2 Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, istituito dal Decreto Legislativo 387/03 [42] e dal Decreto Legislativo 20/07 [49], è stato regolato dall'Autorità inizialmente con la Deliberazione 28/06 [50] (con il cosiddetto meccanismo *net metering*) e successivamente con la Deliberazione ARG/elt 74/08 [51] (con un meccanismo di compensazione economica) innovata, dal 1 gennaio 2013, dalla Deliberazione 570/2012/R/efr [52]. Lo scambio sul posto può essere applicato agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o 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 della componente tariffaria A_{SOS} e deriva dalla predetta restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata nonché dai corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

Sulla base dei dati più recenti a oggi disponibili, nell'anno 2020 lo scambio sul posto ha interessato 764'343 impianti (quasi tutti fotovoltaici, 985 cogenerativi e 179 alimentati da **fonti rinnovabili** diverse dalla fonte solare) presso altrettanti clienti finali, per una potenza complessiva di circa 6.5 GW, una quantità di energia elettrica immessa pari a 4.2 TWh e una quantità complessivamente scambiata pari a circa 2.6 TWh, poco superiore rispetto al 2019, comportando un onere complessivo in capo agli altri clienti finali, coperto tramite la componente tariffaria A_{SOS} , di circa 164 milioni di euro.

La Figura 20 evidenzia la ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per tipologia di cliente. Da essa emerge che la maggior parte degli impianti che beneficiano dello scambio sul posto sono realizzati presso clienti domestici.

4.2 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 [53] 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 2012³⁰;

³⁰A eccezione di quanto previsto dall'Articolo 30 del Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [46] che ha previsto eccezioni in relazione alla data ultima di entrata in esercizio

- conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione): tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* 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 [47] 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 [48]; 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 [54] ha posto le basi per la definizione, da parte dell'**Autorità** e per quanto qui rileva³¹, della remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica sulle isole minori non interconnesse alla RTN³². Essa consiste in:

³¹Si 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.

³²Sono le isole non interconnesse definite dal comma 2.2 dell'Allegato A alla Deliberazione 558/2018/R/eel [55].

- tariffe incentivanti per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da **fonti rinnovabili** di potenza non inferiore a 0.5 kW ed entrati in esercizio successivamente al 14 novembre 2018, in modalità *feed in tariff* per la quota di energia elettrica immessa in rete e in modalità *feed in premium* variabile (in funzione del prezzo medio annuo di mercato e di un valore medio annuo delle componenti variabili delle tariffe di trasporto nonché a copertura degli oneri generali di sistema) per la quota di energia elettrica istantaneamente consumata in sito;
- 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.

Nel seguito sono riprese e aggiornate le considerazioni già esposte nelle relazioni degli anni precedenti (Relazione 291/2019/I/efr [32] e Relazione 321/2020/I/efr [1], facendo riferimento ai dati resi disponibili dal GSE e aggiornati a marzo 2021).

4.2.1 Provvedimento CIP 6/92 [56]

Il Provvedimento CIP 6/92 [56] è uno strumento incentivante di tipo *feed in tariff*: prevede pertanto che il GSE ritiri, a prezzi più elevati di quelli di mercato, l'energia elettrica ammessa a beneficiarne. L'onere complessivo derivante dal Provvedimento CIP 6/92 [56] è attribuito a due componenti:

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2020

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere nel 2020*	[Numero]	2	66.7%	1	33.3%	3
Potenza convenzionata nel 2020**	[MW]	21	3.6%	548	96.4%	569
Energia elettrica ritirata	[TWh]	0.02	0.5%	4.07	99.5%	4.08
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	1.3	0.4%	307.4	99.6%	308.7
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Milioni di euro]	0.7	0.5%	163.5	99.5%	164.3
Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate***	[Milioni di euro]	0.5	0.4%	143.9	99.6%	144.4

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

I dati riportati escludono le convenzioni Cip 6 risolte anticipatamente.

* La convenzione ancora in essere al 31 dicembre 2020 è 1.

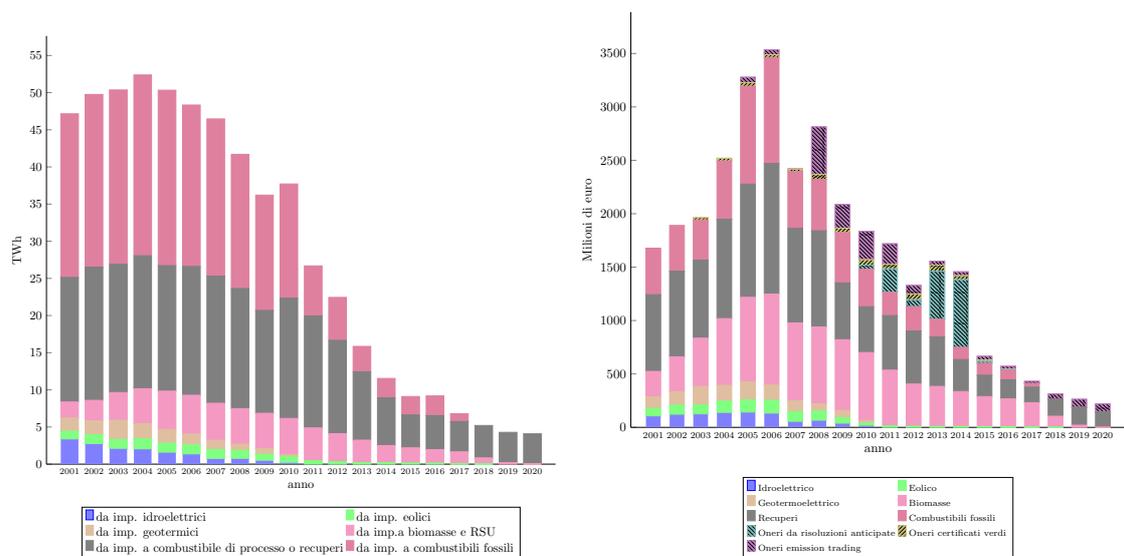
** La potenza ancora convenzionata al 31 dicembre 2020 è pari a 548 MW, attribuibile all'unico impianto alimentato da fonti assimilate.

*** Il conto è alimentato dalla componente tariffaria Asos in relazione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione (pari a 144 M€), e dalla componente tariffaria A_{3RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (pari a 0,3 M€)

Tabella 3: Applicazione del Provvedimento CIP 6/92 [56] nell'anno 2020

1. la prima componente deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal **GSE** per il ritiro dell'energia elettrica CIP 6 secondo le modalità definite dal medesimo provvedimento e i ricavi ottenuti dal **GSE** per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal **GSE** per il ritiro dell'energia elettrica nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori. Nell'anno 2020 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è pari a circa 144.4 milioni di euro (Tabella 3), per una quantità di energia elettrica pari a 4.1 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per poco meno di 0.2 milioni di euro alle **fonti rinnovabili** (0.01 TWh), per circa 0.3 milioni di euro alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (0.01 TWh) e per i restanti 143.9 milioni di euro alle fonti assimilate (4.1 TWh): tali valori, in diminuzione rispetto agli ultimi anni, sono attesi in ulteriore diminuzione nei prossimi anni fino a esaurirsi con il termine del periodo di diritto dell'ultimo impianto (originariamente 7 gennaio 2021, poi posticipato al 20 aprile 2021, al fine di tenere conto delle precedenti interruzioni nella produzione). Il costo netto è interamente attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del Provvedimento CIP 6/92 [56], maggiori rispetto ai prezzi di mercato ed è posto a carico sul Conto per nuovi impianti da **fonti rinnovabili** e assimilate. Tale Conto è 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. Si noti che gli oneri in capo alla collettività derivanti dal Provvedimento CIP 6/92 [56] sono influenzati dai prezzi di mercato dell'energia elettrica;
2. la seconda componente deriva dall'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del Provvedimento CIP 6/92 [56], 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 50 €/t) a fronte dei circa 25 €/t per gli anni 2019 e 2020 e 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 110 milioni di euro per il periodo 2013 – 2015, circa 24 milioni di euro per l'anno 2016, circa 20 milioni di euro per l'anno 2017, circa 49 milioni di euro per l'anno 2018, e circa 75 milioni di euro per gli anni 2019 e 2020.

La Figura 21 evidenzia, la quantità di energia elettrica (Figura 21a) e gli oneri annuali (Figura 21b) del Provvedimento CIP 6/92 [56] (intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico), ripartiti per fonte, a partire dal 2001: essi sono oggetto di progressivo esaurimento. Nella Figura 21b sono altresì evidenziati (a righe) gli esborsi già sostenuti per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni, nonché i riconoscimenti degli oneri di cui al precedente punto 2.



(a) Andamento della produzione di energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del Provvedimento CIP 6/92 [56] (b) Impatto sul conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dal ritiro dell'energia CIP 6/92

Figura 21: Quantità di energia elettrica e oneri annuali del Provvedimento CIP 6/92 [56]

4.2.2 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. Tale Conto dal 2018 è 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.

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), e si applica all'energia elettrica ammessa a beneficiarne moltiplicata per i coefficienti differenziati per fonte (compresi tra 0.8 e 1.8) già applicati ai fini delle emissioni dei CV. Il valore unitario dell'incentivo, al netto del richiamato coefficiente differenziato per fonte, è correlato all'andamento dei prezzi medi di mercato e, per l'anno 2020, è pari a 99.05 €/MWh (in aumento rispetto al 2019 in cui era pari a 92.11€/MWh), per effetto del *trend* in riduzione del prezzo di mercato dell'energia elettrica. Nel solo caso di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, il valore unitario dell'incentivo è costante e pari al prezzo medio di mercato registrato nel 2010 (84.34 €/MWh).

La quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata con gli

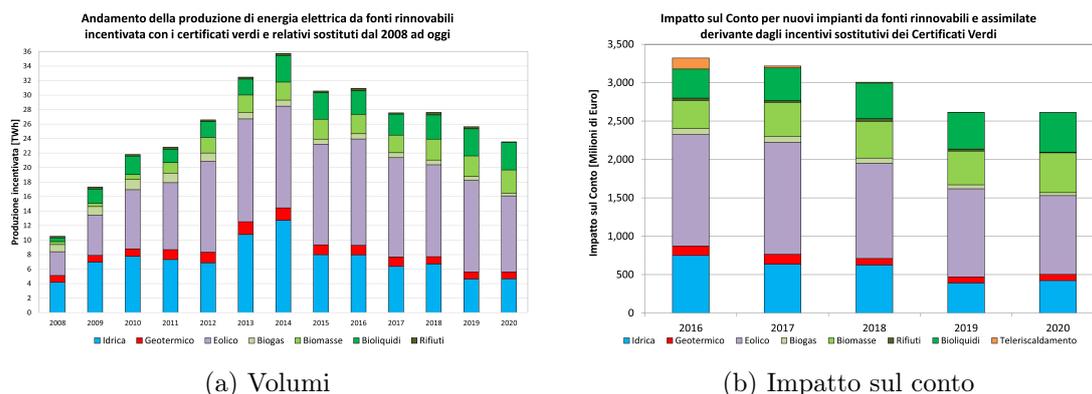


Figura 22: Produzione di Energia elettrica da fonti rinnovabili incentivata con CV e relativi sostituti

incentivi sostitutivi dei CV è stata pari a 23.55 TWh nell'anno 2020, in riduzione rispetto ai 25.6 TWh dell'anno 2019 (Figura 22a); 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 0.03 TWh nell'anno 2020, per un totale di 23.58 TWh.

Gli oneri associati agli incentivi sostitutivi dei CV per l'anno di competenza 2020 sono coperti tramite la componente tariffaria A_{SOS} in relazione alle fonti rinnovabili (circa 2.61 miliardi di euro) e alla cogenerazione (circa 2.8 milioni di euro), come evidenziato in Figura 22b. Il contributo più significativo è dovuto alla fonte eolica (1.03 miliardi di euro). Per gli anni successivi, tali oneri sono attesi in riduzione, con il progressivo esaurirsi del meccanismo, soprattutto dal 2023.

4.2.3 Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla Legge 244/07 [57]

La tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla Legge 244/07 [57] è uno strumento incentivante di tipo *feed in tariff*: prevede pertanto il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa a beneficiarne a prezzi più elevati di quelli di mercato.

L'onere complessivo derivante dalle tariffe fisse onnicomprensive deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità e i prezzi definiti dalla Legge 244/07 [57] e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza è posta a carico della componente tariffaria A_{SOS} ; tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

La Figura 23a rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva. Nell'anno 2020 (dati di preconsuntivo) il

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

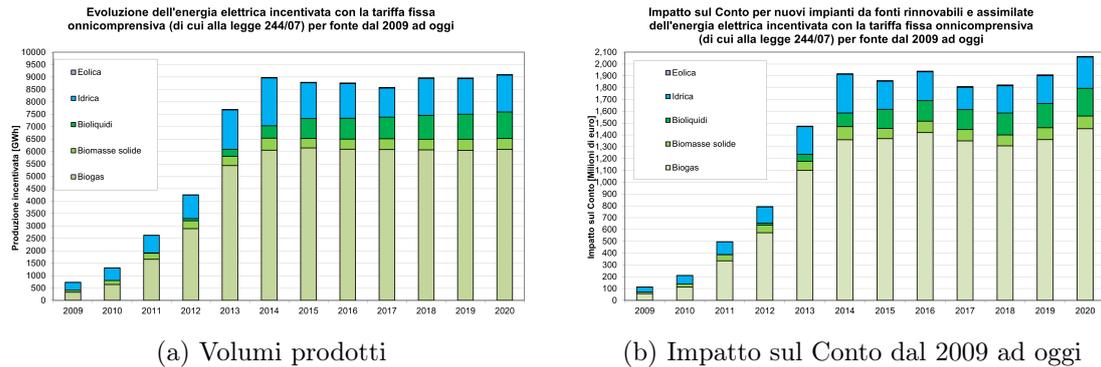


Figura 23: Tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla Legge 244/07 [57])³³

costo netto per il sistema è stimabile in circa 2'065 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a circa 9.1 TWh prodotta da 2'929 impianti per una potenza complessiva di circa 1'682 MW. Per i prossimi anni, al pari di quanto avvenuto negli ultimi anni, si attende una stabilizzazione poiché non è più possibile accedere alle tariffe fisse onnicomprensive di cui alla Legge 244/07 [57]. La Figura 23b 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 [57] e per lo più attribuibile agli impianti alimentati da biogas. Tale impatto è aumentato nel 2020, rispetto al 2019, a sostanziale parità di energia elettrica incentivata per effetto della riduzione dei prezzi di mercato dell'energia.

4.2.4 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 [58], come modificato e integrato dal Decreto Interministeriale 6 febbraio 2006 (I Conto Energia) [59]; successivamente è stata rinnovata dal Decreto Interministeriale 19 febbraio 2007 (II Conto Energia) [60], dal Decreto Interministeriale 6 agosto 2010 (III Conto Energia) [61], dal Decreto Interministeriale 5 maggio 2011 (IV Conto Energia) [62] e dal Decreto Interministeriale 5 luglio 2012 [45]. 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 [63].

Fino al IV conto energia, l'incentivo era un premio riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, indipendentemente dal suo utilizzo, e addizionale ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia immessa in rete o dallo scambio sul posto³⁴. Con il V conto energia:

³⁴Con 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

- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 1 MW hanno diritto a una tariffa onnicomprensiva (*feed in tariff*) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, nonché a un premio (*feed in premium*) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;
- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 1 MW hanno diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante e il prezzo zonale orario (*feed in premium* variabile), nonché a un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito (*feed in premium*), ferme restando le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento. I valori unitari previsti per le tariffe incentivanti decrescono all'aumentare della potenza e sono più elevati nel caso di impianti realizzati su edifici.

L'onere complessivo derivante dagli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici è posto a carico della componente tariffaria A_{SO5} e deriva:

- nel caso in cui l'incentivo sia una tariffa fissa onnicomprensiva, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. L'onere complessivo tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica ma non anche dei corrispettivi di sbilanciamento che vengono allocati ai produttori. Pertanto, tale onere viene influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica e aumenta al diminuire dei medesimi prezzi;
- nel caso in cui l'incentivo sia un premio riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, dal valore del premio stesso. Tale premio, per come viene definito, non viene influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica in relazione ai primi quattro conti energia, mentre è influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica in relazione al quinto conto energia (ad eccezione del premio sul consumo in sito).

L'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, nel 2020 (dati di preconsuntivo), è stato pari a 6.145 miliardi di euro. L'energia elettrica incentivata, relativa a 549'924 impianti per una capacità complessiva pari a circa 17.6 GW, è stata pari a circa 21.2 TWh (in lieve aumento rispetto ai circa 20.6 TWh del 2019 principalmente a causa del maggior irraggiamento). Tale impatto è in stabilizzazione poiché non vengono più assegnati incentivi per gli impianti fotovoltaici di nuova realizzazione e tiene conto dell'effetto del cosiddetto "spalma incentivi" previsto dal Decreto Legge 91/14 [64] in diverse accezioni nel caso di impianti di potenza superiore a 200 kW.

relazione all'energia elettrica immessa e di un premio per l'energia elettrica consumata in sito.

³⁴L'Articolo 26, comma 3, del Decreto Legge 91/14 [64] 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

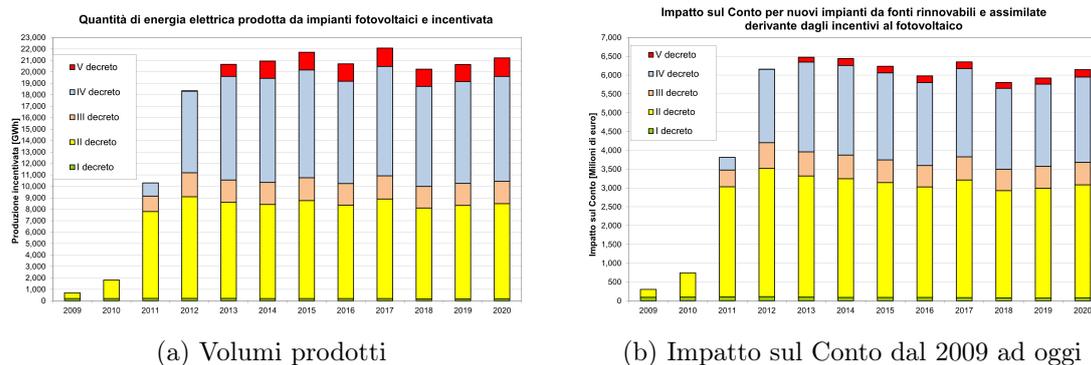


Figura 24: Incentivi al fotovoltaico nell'ambito dei cd. "conti energia"

Sempre considerando i dati di preconsuntivo relativi all'anno 2020, 99'498 impianti di potenza totale pari a circa 1.4 GW hanno beneficiato dei meccanismi *feed in tariff* per circa 1.16 TWh di energia elettrica comportando un impatto sulla componente A_{SOS} pari a 171 milioni di euro; 450'426 impianti di potenza totale pari a circa 16.3 GW hanno invece beneficiato del *feed in premium* per 19.6 TWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A_{SOS} di circa 5'924 milioni di euro. In aggiunta a quanto sopra riportato, nel 2020 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 sulla componente A_{SOS} di circa 50 milioni di euro.

La Figura 24a 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 24b evidenzia l'evoluzione dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate associato agli impianti fotovoltaici.

4.2.5 Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [46] e Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [47] per gli impianti diversi dai fotovoltaici

Il Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [46] e il successivo Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [47] prevedono che:

-
- 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 [65];
 - 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).

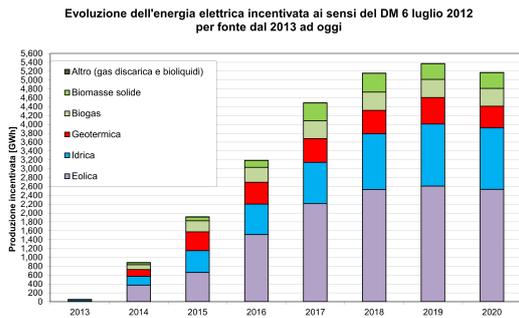
- gli impianti alimentati da **fonti rinnovabili** diverse da quella solare di potenza nominale fino a 1 MW (fino a 500 kW nel caso del Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [47]) abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva, differenziata per fonte e per taglia e comprensiva di eventuali premi spettanti, da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (*feed in tariff*);
- gli impianti alimentati da **fonti rinnovabili** diverse da quella solare di potenza nominale superiore a 1 MW (superiore a 500 kW nel caso del Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [47]) abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante, differenziata per fonte e per taglia, tenendo conto degli esiti delle procedure d'asta ove applicabili e comprensiva di eventuali premi spettanti, e il prezzo zonale orario (*feed in premium* variabile);
- che rimangano ferme le determinazioni dell'**Autorità** in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva).

Non è previsto nessun premio sul consumo in sito. L'onere complessivo derivante dalle tariffe incentivanti è posto a carico della componente tariffaria A_{SOS} e deriva:

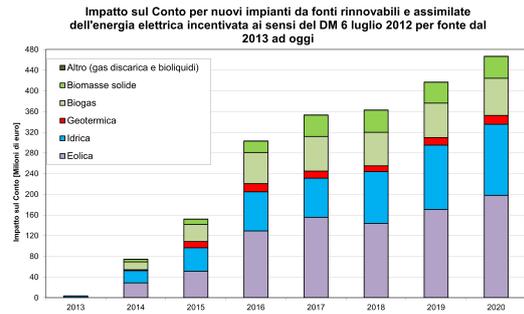
- nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW (fino a 500 kW nel caso del Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [47]), dalla differenza tra i costi sostenuti dal **GSE** per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal **GSE** per la rivendita della medesima energia sul mercato. L'onere complessivo tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal **GSE** per il ritiro dell'energia elettrica ma non anche dei corrispettivi di sbilanciamento che vengono allocati ai produttori;
- nel caso degli altri impianti, dall'incentivo erogato dal **GSE**. Anche tale incentivo (e quindi l'impatto sulle bollette elettriche), per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e aumenta al diminuire dei medesimi prezzi.

Le Figure 25a e 25b 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 [46], suddivisi per fonte, dal 2013 al 2020 (dati di preconsuntivo). Con riferimento alla quantità di energia elettrica incentivata, il totale è circa pari a 5'168 GWh nel 2020, principalmente per effetto di impianti eolici (2'538 GWh) e idroelettrici (1'386 GWh). Per quanto concerne l'impatto sulla componente A_{SOS} , il totale è risultato pari a 467 milioni di euro nel 2020: i maggiori contributi sono rappresentati dalle fonti eolica (198 milioni di euro) e idrica (137 milioni di euro).

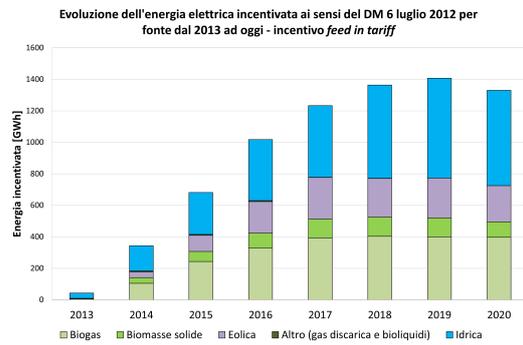
In relazione all'anno 2020 (dati di preconsuntivo), 2'633 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 1'331 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A_{SOS} di circa 216 milioni di euro; 126 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile per 3'837 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A_{SOS} di circa 251 milioni di euro. Le Figure 25c e 25d



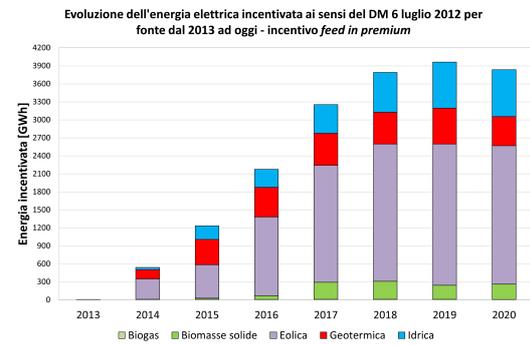
(a) Volumi prodotti



(b) Impatto sul Conto dal 2013 ad oggi



(c) *feed in tariff*



(d) *feed in premium*

Figura 25: Energia elettrica incentivata ai sensi del Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [46] (impianti diversi dai fotovoltaici)

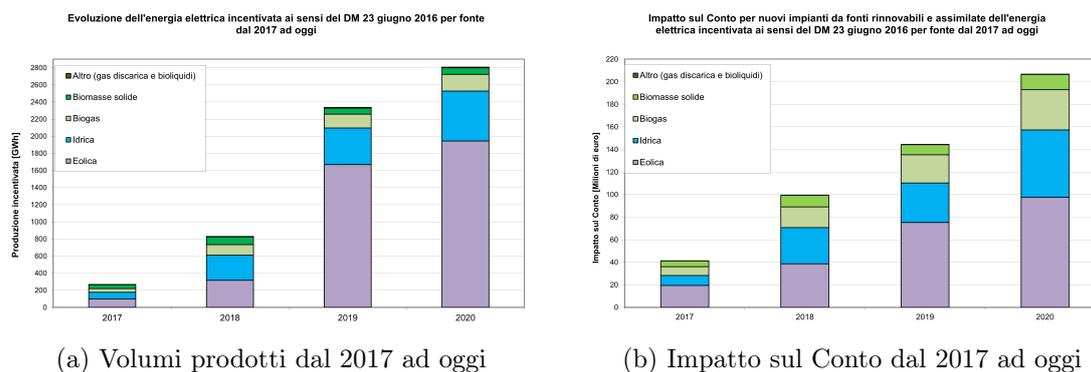


Figura 26: Energia elettrica incentivata ai sensi del Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [47]

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 l'anno 2020, l'energia elettrica prodotta da biogas e biomasse ha beneficiato prevalentemente della *feed in tariff* (pari a circa il 65% dell'energia elettrica prodotta da impianti biogas e biomasse), mentre tutta l'energia elettrica incentivata prodotta da impianti geotermoelettrici e il 91% dell'energia elettrica prodotta da impianti eolici ha beneficiato del *feed in premium* variabile.

Per quanto riguarda il successivo Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [47], sulla base dei dati di preconsuntivo per l'anno 2020, si stima che l'energia incentivata sia stata pari a circa 2'900 GWh (in aumento rispetto ai circa 2'336 GWh del 2019), anche in questo caso prodotta principalmente da impianti eolici (1'944 GWh) e idroelettrici (583 GWh). Tale energia incentivata ha comportato un costo in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate pari a poco più di 208 milioni di euro.

Le Figure 26a e 26b 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 [47]. 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.

In relazione all'anno 2020, 2'790 impianti hanno beneficiato delle *feed in tariff* per circa 647 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A_{SOS} di circa 118 milioni di euro, mentre 139 impianti hanno beneficiato del *feed in premium* variabile per un totale di 2'253 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sulla componente A_{SOS} di circa 90 milioni di euro.

4.2.6 Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [48]

Il Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [48] 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;
- rimangano ferme le determinazioni dell'**Autorità** in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva).

L'onere complessivo derivante dalle tariffe incentivanti è posto a carico della componente tariffaria A_{SOS} 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. L'onere complessivo tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal **GSE** per il ritiro dell'energia elettrica ma non anche dei corrispettivi di sbilanciamento che vengono allocati ai produttori;
- nel caso degli altri impianti, dall'incentivo erogato dal **GSE**. Anche tale incentivo (e quindi l'impatto sulle bollette elettriche), per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e aumenta al diminuire dei medesimi prezzi;
- dagli eventuali premi addizionali precedentemente descritti.

Il primo bando per le richieste di partecipazione ai meccanismi incentivanti previsti dal decreto interministeriale 4 luglio 2019, pubblicato dal [GSE](#), si è concluso in data 30 ottobre 2019; sono pertanto limitati i dati di preconsuntivo riferiti all'anno 2020, per il quale risultano 29 impianti, per una potenza complessiva di circa 12 MW e un'energia incentivata di circa 19 GWh (di cui 15.3 GWh di impianti eolici e 3.3 da impianti idroelettrici), per un impatto complessivo sul Conto per nuovi impianti da [fonti rinnovabili](#) e assimilate stimato in circa 1.4 milioni di euro.

4.2.7 Tariffe incentivanti introdotte dal Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017 [54] per le isole minori non interconnesse

Il Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017 [54] 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/efr, 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 va-

³⁵Sono le isole non interconnesse definite dal comma 2.2 dell'Allegato A alla deliberazione dell'[Autorità](#) Deliberazione 558/2018/R/eel [55].

lore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumato in sito³⁶;

- 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 sulle bollette elettriche), 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 2020, 35 impianti di produzione hanno beneficiato delle tariffe incentivanti previste dal Decreto Ministeriale 14 febbraio 2017 [54], per un totale di circa 591 MWh di energia elettrica remunerata. Più nel dettaglio, circa 405 MWh sono stati remunerati tramite *feed in tariff*, mentre circa 186 MWh di energia elettrica tramite *feed in premium*, comportando un impatto sulla componente A_{RIM} di 57'500 euro.

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

La Figura 27 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.

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica piuttosto stabile negli ultimi anni, con lieve riduzione nel 2020 rispetto all'anno precedente (-1.2 TWh) prevalentemente a causa della minore produzione eolica. La

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.

³⁷2020: dati preconsuntivi; 2021 e 2022: migliore stima ad oggi possibile.

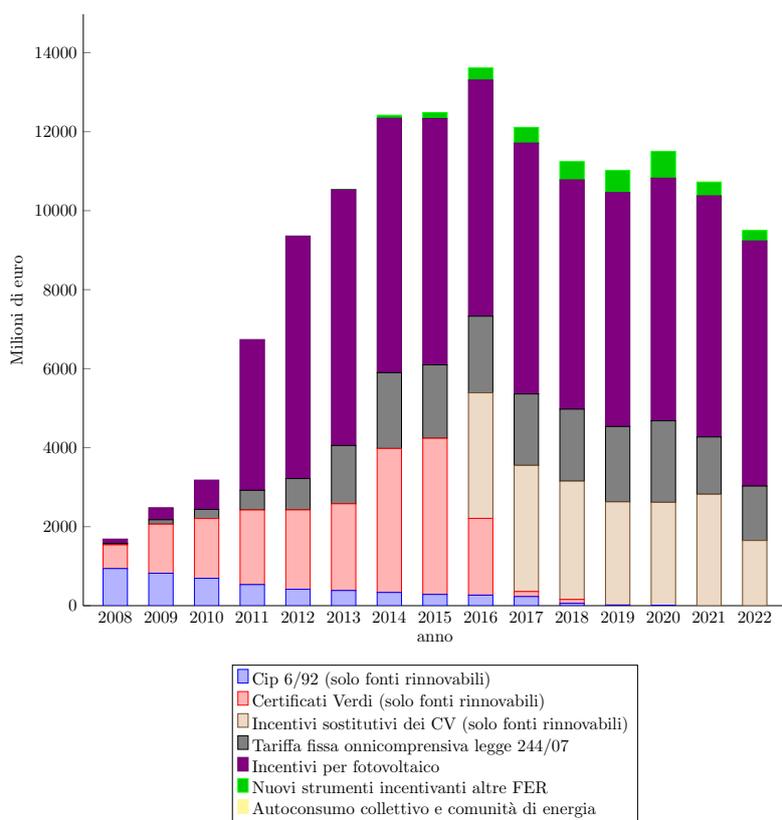


Figura 27: Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili³⁷

produzione da fonti rinnovabili incentivata è risultata pari a circa 62 TWh nel 2020, come evidenziato nella Figura 28, ed è attesa circa costante nel 2021. Per il 2022, è atteso un aumento della produzione incentivata (+1.6 TWh rispetto al 2021) anche per effetto della progressiva entrata in esercizio di nuovi impianti incentivati, al momento non compensata dal termine del periodo di diritto agli incentivi per gli impianti esistenti.

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

I costi derivanti dall'incentivazione delle **fonti rinnovabili** e assimilate sono posti, in generale, 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 mino-

³⁸2020: dati preconsuntivi; 2021 e 2022: migliore stima ad oggi possibile.

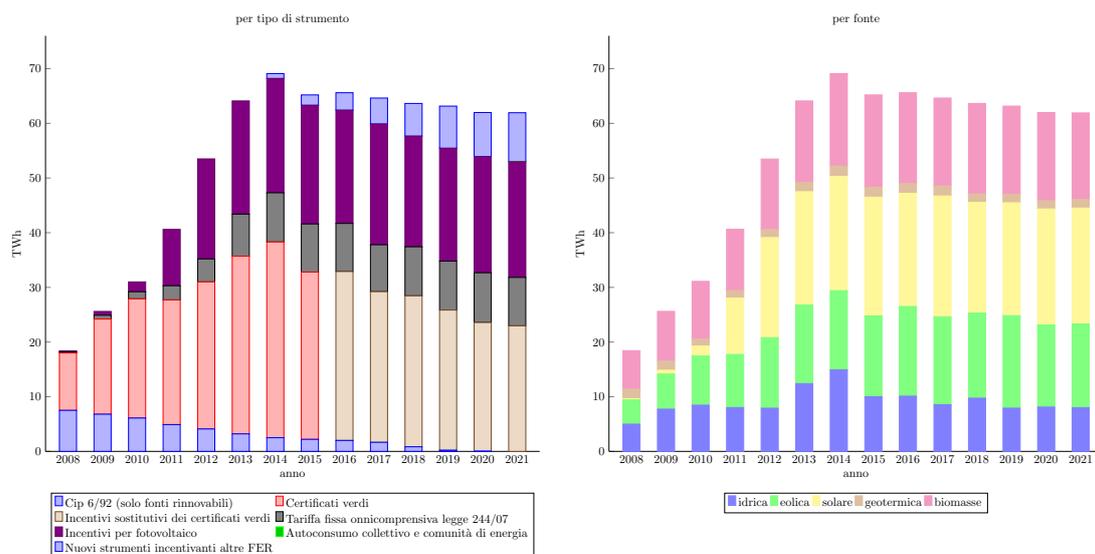


Figura 28: Energia prodotta da fonti rinnovabili e incentivata distinta per fonte e per strumento incentivante³⁸

ri non interconnesse, posti a valere sul Conto alimentato dall'elemento A_{UCARIM} della componente tariffaria A_{RIM} .

Come evidenziato dalla Figura 27, i costi derivanti dall'incentivazione delle **fonti rinnovabili** per l'anno 2020 (dati di preconsuntivo) sono pari a circa 11.5 miliardi di euro, coperti tramite la componente A_{SOS} . La componente tariffaria A_{SOS} consente anche l'erogazione dei servizi di ritiro dedicato e scambio sul posto, nonché l'erogazione degli strumenti incentivanti (ormai in esaurimento a causa del termine delle convenzioni siglate) previsti per le fonti assimilate (ai sensi del Provvedimento CIP 6/92 [56]) e per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento.

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 sarà più presente nel 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 [54], dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da **fonti rinnovabili** ubicati nelle isole minori non interconnesse, pari a circa 57'500 euro nel 2020.

Le Tabelle 4, 5 e 6 evidenziano nel dettaglio quanto fino a ora presentato in relazione al Conto per nuovi impianti da **fonti rinnovabili** e assimilate (non vengono quindi inclusi i nuovi incentivi per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da **fonti rinnovabili** ubicati nelle isole minori non interconnesse). Gli oneri a carico del Conto per nuovi impianti da **fonti rinnovabili** e assimilate sono pari, per il 2020, a quasi 12 miliardi di

	2016	2017	2018	2019	2020 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2020
	Millioni di euro					
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate						
Energia elettrica da impianti Cip 6/92 (fonti rinnovabili)	267	231	59	11	0	in azzeramento
Certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (fonti rinnovabili)	1'943	128	99	6	6	in azzeramento
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (fonti rinnovabili)	3'179	3'193	2'995	2'612	2'610	in riduzione
Fotovoltaico	5'981	6'353	5'806	5'924	6'145	stabile
Tariffa fissa onnicomprensiva legge 244/07	1'940	1'810	1'823	1'908	2'065	stabile
Incentivi di cui ai DM 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019	305	394	462	561	677	in aumento
Totale (a)	13'615	12'109	11'244	11'021	11'503	
Oneri associati agli strumenti incentivanti NON a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate						
Costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione imputabile alle fonti rinnovabili (b)	-	-	-	-	-	non più presente
Costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione non imputabile alle fonti rinnovabili	-	-	-	-	-	non più presente
Totale costi per le incentivazioni delle fonti rinnovabili (c = a + b)	13'615	12'109	11'244	11'021	11'503	

Tabella 4: Oneri associati agli strumenti incentivanti da fonti rinnovabili

	2016	2017	2018	2019	2020 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2020
	Millioni di euro					
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate						
Totale tratto dalla tabella 3 (a)	13'615	12'109	11'244	11'021	11'503	
Ulteriori oneri associati alle fonti rinnovabili a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (1)						
Ritiro dedicato	49	18	6	28	72	stabile
Scambio sul posto	181	139	92	136	164	in lieve aumento
Totale (d)	230	157	98	164	236	
Totale oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali per le fonti rinnovabili (e = a + d)	13'845	12'266	11'342	11'185	11'739	

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

Tabella 5: Oneri associati agli strumenti incentivanti da fonti rinnovabili

euro³⁹.

Dalle Figure 27 e 29 emerge un picco nel 2016 per effetto della somma tra il ritiro dei CV rimasti invenduti e della contestuale erogazione dei nuovi incentivi sostitutivi⁴⁰.

Emerge altresì una importante riduzione del costo degli strumenti incentivanti tra il 2017 e il 2019 e un lieve aumento nel 2020, pur a fronte di una lieve riduzione (circa 1.2 TWh) dell'energia incentivata, a causa della riduzione del prezzo di mercato dell'energia elettrica.

Per l'anno 2021, sulla base dei dati di stima aggiornati a metà settembre 2021, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono complessivamente attesi in

³⁹ Ai circa 11.5 miliardi di euro imputabili alle fonti rinnovabili, di cui si è detto sopra, occorre aggiungere poco più di 0.2 miliardi di euro riferiti alle fonti assimilate e agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e poco più di 0.2 miliardi di euro derivanti dal ritiro dedicato e scambio sul posto.

⁴⁰ Si noti che il picco dell'anno di competenza 2016 non corrisponde a un analogo picco "per cassa" poiché gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi vengono in generale erogati con le medesime tempistiche applicate per il ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti (cioè su base trimestrale entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento nei casi in cui sono disponibili dati mensili di produzione

	2016	2017	2018	2019	2020 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2020
	Milioni di euro					
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti assimilate a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate						
Energia elettrica da impianti Cip 6/92 (fonti assimilate)	272	180	159	168	144	<i>in azzeramento in azzeramento non più presente voce una tantum</i>
Riconoscimento oneri CO2	36	24	20	49	75	
Riconoscimento oneri acquisto certificati verdi	14	-	-	-	-	
Oneri anticipati derivanti dalla risoluzione Cip 6/92	9	-	-	-	-	
Totale (f)	331	204	179	217	219	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate						
Certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (teleriscaldamento)	119	9	7	-	-	<i>in azzeramento in riduzione</i>
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (teleriscaldamento)	141	24	10	2	3	
Totale (g)	260	33	17	2	3	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per la parte non biodegradabile dei rifiuti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate						
Energia elettrica da impianti Cip 6/92 (rifiuti non biodegradabili)			45	10	0	<i>in azzeramento in azzeramento</i>
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (rifiuti non biodegradabili)			1	0	0	
Totale (h)	-	-	46	10	0	
Totale oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivanti da strumenti incentivanti per le fonti non rinnovabili (i = f + g + h)	591	237	242	229	222	
Altri oneri una tantum						
Conguagli Cip 6 per effetto di contenziosi e deroghe (2) (m)	-	-	-	7	-	<i>voce una tantum</i>
(2) Sono conguagli derivanti dall'esito del contenzioso relativo al CEC dell'anno 2008 e dall'applicazione delle deroghe consentite dal D.M. 20 novembre 2012 in relazione ai rendimenti da utilizzare ai fini del calcolo del CEC, nonché da riconoscimento oneri acquisto certificati verdi o quote CO2 in esito a contenziosi.						
Totale oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali (n = e + i + m)	14'436	12'503	11'584	11'421	11'962	

Tabella 6: Oneri associati agli strumenti incentivanti da fonti rinnovabili

riduzione, fino a circa 10.7 miliardi di euro (a sostanziale parità di energia complessivamente incentivata), per effetto dell'importante riduzione conseguente all'aumento dei prezzi di mercato dell'energia, pur in parte compensata dall'aumento del costo degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi.

Al riguardo, si ricorda che la variazione in aumento (riduzione) dei prezzi di mercato dell'energia ha un effetto immediato in termini di riduzione (aumento) dei costi associati ai meccanismi incentivanti di tipo feed in tariff o feed in premium variabili (quelli, cioè, in cui il vero incentivo orario viene calcolato come differenza tra una specifica "tariffa base" e il prezzo zonale orario); ha un analogo effetto, seppur differito all'anno successivo, nel caso degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi; non ha alcun effetto nel caso di meccanismi incentivanti di tipo feed in premium costanti (quali quelli spettanti agli impianti fotovoltaici fino al IV conto energia o all'autoconsumo nelle sue diverse forme). Poiché la quantità di energia incentivata con gli strumenti sostitutivi dei certificati verdi è rilevante (circa 23 TWh) anche per l'anno 2022, l'importante aumento dei prezzi di mercato registrato nell'anno 2021 comporterà una altrettanto importante riduzione di tali incentivi nel 2022 rispetto al 2021, stimabile in 1.17 miliardi di euro. Nell'ipotesi che il prezzo medio di mercato del 2022 sia pari a circa 108 €/MWh, si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili nel prossimo anno siano pari a circa 9.5

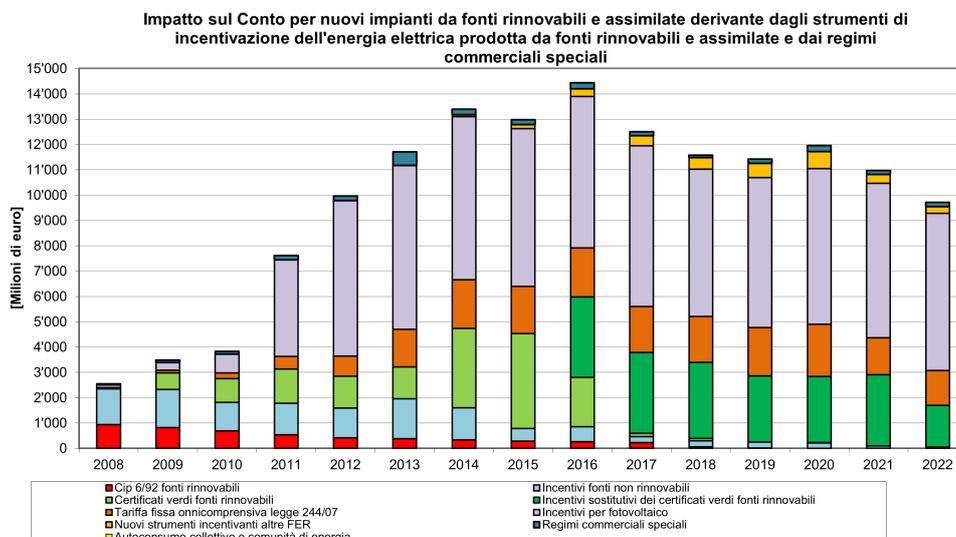


Figura 29: Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dagli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate e dai regimi commerciali speciali

miliardi di euro, in ulteriore riduzione rispetto ai 10.7 miliardi di euro del 2021 e ai 11.5 miliardi di euro del 2020, a fronte dell'aumento stimato di produzione incentivata fino a circa 63.6 TWh anche per effetto della progressiva entrata in esercizio di nuovi impianti incentivati, al momento non compensata dal termine del periodo di diritto agli incentivi per gli impianti esistenti. Più in dettaglio, sulla base delle stime attualmente disponibili, nel 2022, rispetto al 2021, ci si attende la già richiamata riduzione dei costi degli strumenti incentivanti sostitutivi dei certificati verdi per circa 1.17 miliardi (derivante dall'aumento dei prezzi medi di mercato che si stanno registrando nel 2021), una ulteriore riduzione dei costi associati ai meccanismi incentivanti di tipo feed in tariff o feed in premium variabili per circa 160 milioni (derivante dall'aumento dei prezzi medi di mercato atteso nel 2022, nella richiamata ipotesi di prezzo medio di mercato pari a circa 108 €/MWh), nonché un aumento dei costi derivanti dall'attesa maggiore produzione incentivata pari a 100 milioni di euro.

Infine, gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono poco più elevati dei costi finora presentati, in quanto ad essi occorre sommare i costi derivanti dai regimi commerciali speciali (sostanzialmente attribuibili allo scambio sul posto) e i costi residuali relativi alle fonti assimilate che beneficiano del provvedimento Provvedimento CIP 6/92 [56], i cui effetti sono tuttavia terminati nel mese di aprile 2021. Pertanto, gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono pari a circa 12 miliardi di euro nel 2020, circa 11 miliardi di euro attesi nel 2021 e circa 9.7 miliardi di euro stimati per

il 2022.

Indipendentemente dalla variazione dei prezzi di mercato dell'energia, per gli anni successivi, si stima una progressiva diminuzione dei costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili, imputabile al progressivo termine del periodo di diritto all'incentivo per alcuni impianti, con effetti più evidenti a partire dal 2023 e, ancora di più, dal 2027 (per effetto del termine del periodo di diritto agli incentivi per gli impianti fotovoltaici ammessi al secondo conto energia).

Più in dettaglio:

- gli oneri associati al Provvedimento CIP 6/92 [56] sono in azzeramento per effetto del progressivo termine delle convenzioni siglate. L'ultima convenzione CIP 6 è terminata il 20 aprile 2021;
- le tariffe incentivanti che hanno sostituito i CV a decorrere dal 2023 saranno in riduzione per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto;
- gli oneri associati alle tariffe fisse onnicomprensive di cui alla Legge 244/07 [57] inizieranno a diminuire dal 2023 quando i primi impianti ammessi a beneficiare di tali strumenti termineranno il periodo incentivante;
- gli oneri associati agli impianti fotovoltaici sono attesi ancora stazionari. I primi impianti ammessi a beneficiare di tali strumenti termineranno il periodo incentivante nel 2025, ma la riduzione inizierà a diventare rilevante dal 2027;
- gli oneri associati al meccanismo delle nuove tariffe incentivanti (di cui al Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [46], al Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [47] e, più recentemente, al Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [48]) sono attesi in crescita per effetto della progressiva entrata in esercizio dei nuovi impianti. Si osserva, tuttavia, che per gli impianti di potenza superiore a 250 kW che beneficiano degli incentivi di cui al Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [48] trova applicazione il già richiamato contratto alle differenze a due vie con il GSE che può maggiormente contribuire a ridurre gli oneri in capo alla collettività nel caso in cui si verificano elevati prezzi di mercato.

Si ricorda, infine, che gli incentivi verranno assegnati agli impianti di nuova realizzazione finché il costo indicativo cumulato⁴¹ di tutte le tipologie di incentivo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con esclusione di quelli fotovoltaici, non superi i 5.8 miliardi di euro annui.

⁴¹I suddetti costi indicativi cumulati sono calcolati dal GSE in modo convenzionale e rappresentano una stima dell'onere annuo potenziale già impegnato per effetto dell'ammissione degli impianti ai diversi strumenti incentivanti, seppur non ancora interamente sostenuto: non coincidono con i costi effettivamente sostenuti (né con quelli da sostenere) poiché tali costi variano anche in funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica, oltre che del valore della tariffa incentivante assegnato agli impianti aventi diritto

5 Configurazioni per valorizzare l'autoconsumo

5.1 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e configurazioni elettriche esistenti diverse dalle reti con obbligo di connessioni di terzi

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 (SSPC⁴²), sono stati individuati i Sistemi di Autoproduzione (SAP), i Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU), i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU (SESEU⁴³) e i Sistemi in Scambio sul Posto (SSP⁴⁴). Tra di essi gli unici sistemi che possono essere realizzati ex novo sono unicamente gli Altri SAP diversi dalle cooperative storiche dotate di rete propria e dai consorzi storici dotati di rete propria (ASAP), i SEU e i SSP. Inoltre, l'Autorità, con la Deliberazione 578/2013/R/eel [66], 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;
- sempre nell'ambito dei SSPC rientrano, per effetto della definizione di autoproduttore prevista dal Decreto Legislativo 79/99 [68], 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 [69] 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 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 elettriche⁴⁵, oltre alle reti con obbligo di connessione di terzi gestite da un concessionario, sono stati individuati i Sistemi di Distribuzione Chiusi

⁴²I 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).

⁴³I SESEU, a loro volta, possono essere ripartiti in quattro diverse categorie. Si vedano, al riguardo, la Deliberazione 578/2013/R/eel [66] (che definisce i SESEU di tipo A, B e C) e i comunicati a essa riferiti e la Deliberazione 788/2016/R/eel [67] (che definisce i SESEU di tipo D).

⁴⁴I 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.

⁴⁵Le 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

(SDC) di cui alla Direttiva (UE) 2019/944 [70], a loro volta suddivisibili in Reti Interne d’Utenza (RIU) e Altri SDC (ASDC). A oggi non possono essere realizzati nuovi SDC (si veda, al riguardo, la Segnalazione al Governo e al Parlamento 348/2014/I/eel [71]).

La Tabella 7 riporta una sintesi delle diverse tipologie di sistemi ammissibili nel sistema elettrico nazionale. Con riferimento all’applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, a decorrere dal 1 gennaio 2017, per effetto del Decreto Legge 244/16 [72] (cd. milleproroghe 2016) non vi è più alcuna differenza tra le diverse tipologie di SSPC né tra le diverse tipologie di SDC consentite. Per tutte le configurazioni elettriche consentite, infatti, le parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema trovano applicazione solo all’energia elettrica prelevata da rete pubblica con obbligo di connessione di terzi.

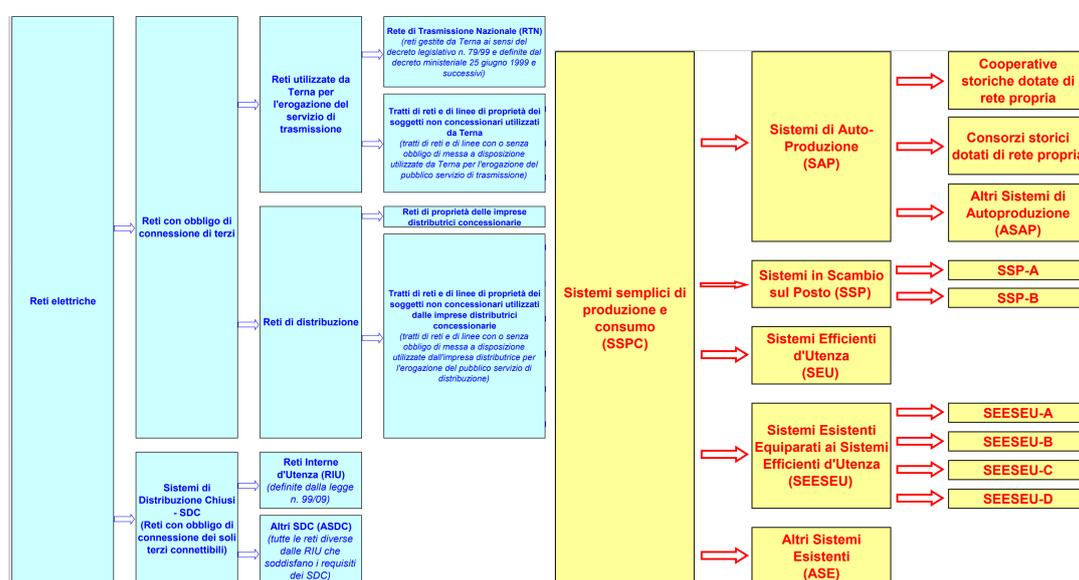


Tabella 7: Le diverse tipologie di reti (con obbligo di connessione di terzi e con obbligo di connessione dei soli terzi connettabili) e di sistemi semplici di produzione e consumo nel sistema elettrico italiano

L’Autorità ha dato attuazione al vigente quadro normativo con la Deliberazione 578/2013/R/eel [66] e la Deliberazione 539/2015/R/eel [73] e i relativi Allegati A (rispettivamente Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – TISSPC e Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi – TISDC), più volte aggiornati per tenere conto dell’evoluzione del quadro normativo, razionalizzando il quadro definitorio e definendo come vengono erogati i servizi di connessione, trasmissione, distribuzione e misura, ivi inclusa l’applicazione delle relative componenti tariffarie.

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

A seguito dell'entrata in vigore del Decreto Legge 244/16 [72], non sono più necessarie le qualifiche di SEU e SEESEU a cura del GSE. Tali qualifiche erano state infatti introdotte per poter identificare le configurazioni aventi diritto a beneficiare di un trattamento tariffario agevolato rispetto alle altre (attualmente non esistono più differenze al riguardo). Rimane solo l'esigenza di una corretta identificazione delle configurazioni elettriche consentite in quanto, per poter essere realizzate, devono essere riconducibili a una delle definizioni attualmente vigenti. A tal fine:

1. nel caso di ASSPC (cioè di SSPC diversi da cooperative storiche e consorzi storici):
 - qualora al 31 dicembre 2016 sia già stata presentata richiesta di qualifica di SEU o SEESEU, il GSE completa l'attività istruttoria verificando in quale categoria, tra quelle previste di ASSPC, ricade il sistema in oggetto riportandone l'esito sul sistema [Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione \(GAUDÌ\)](#);
 - a decorrere dal 1 gennaio 2017 non è più necessario presentare al GSE richiesta di qualifica di SEU o SEESEU. Trova applicazione solo il normale iter di connessione (durante il quale è compito del gestore di rete riportare sul [GAUDÌ](#) la categoria, tra quelle previste di ASSPC, in cui ricade il sistema oggetto di connessione);
 - nel caso di un ASSPC per il quale il richiedente ha comunque presentato richiesta di qualifica di SEU o SEESEU dopo il 1 gennaio 2017, è possibile, in alternativa, rinunciare all'istanza di qualifica oppure lasciare che il GSE completi l'attività istruttoria
2. nel caso di cooperative storiche e consorzi storici, con la Deliberazione 787/2016/R/eel [74] è stata avviata dall'[Autorità](#) un'azione di monitoraggio. Essa ha condotto alla definizione, con la Deliberazione 233/2020/R/eel [75], del Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria (che attualmente ricomprende 28 cooperative elettriche) e del Registro dei consorzi storici dotati di rete propria (che ricomprende 1 consorzio elettrico). L'attività è tuttora in corso di completamento⁴⁶;
3. nel caso di SDC il censimento è a cura dell'[Autorità](#). Più in dettaglio:
 - le RIU erano già state censite dall'[Autorità](#) con la Deliberazione ARG/elt 52/10 [76] e sue successive integrazioni, per un totale di 74 reti. A seguito dell'approvazione del TISDC, l'[Autorità](#) ha provveduto con la Deliberazione 788/2016/R/eel [67] ad aggiornare il Registro delle RIU (per un totale di 72 reti). Il Registro delle RIU è stato da ultimo aggiornato con la Deliberazione 269/2019/R/eel [77]: attualmente le RIU sono 32. La loro significativa riduzione deriva dal fatto che molte di esse sono state ricondotte ad ASSPC;

⁴⁶Sono state rinviate a un successivo provvedimento le determinazioni in merito alla classificazione di 10 cooperative elettriche.

- gli ASDC sono stati censiti dall’**Autorità**, nel Registro degli ASDC, a partire dalla Deliberazione 530/2018/R/eel [78] fino alla Deliberazione 385/2021/R/eel [79], per un totale aggiornato di 27 ASDC.

Attualmente, inoltre, è in corso una fase di razionalizzazione sistemica delle configurazioni elettriche esistenti diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi affinché siano inquadrate nelle fattispecie consentite sulla base delle definizioni attualmente vigenti, inducendo gli eventuali clienti finali “nascosti” a regolarizzarsi tramite connessione, diretta o indiretta, alla rete con obbligo di connessione di terzi.

Sulla base dei dati più recenti a oggi disponibili riferiti al 31 dicembre 2020, risultano censiti 899’975 ASSPC. Oltre ai più di 765.000 sistemi in scambio sul posto (SSP) già analizzati nel Capitolo 4, si registrano circa 131’407 SEU e circa 2’687 SEESEU; la potenza degli impianti di produzione installati in tali ASSPC già censiti è pari a circa 17.67 GW (di cui 7.6 GW riferita ai SSP, 5.6 GW riferita ai SEESEU, 4.7 GW ai SEU, 0.8 GW agli ASE e 0.05 GW agli ASAP), mentre l’energia elettrica consumata in sito negli ASSPC è stimabile in circa 23.2 TWh (di cui 3.1 TWh attribuibile ai SSP, 11.0 TWh attribuibile ai SEESEU, 7.2 TWh attribuibile ai SEU, 1.7 TWh attribuibile agli ASE e 0.2 TWh attribuibile agli ASAP).

5.2 Valorizzazione dell’autoconsumo esteso (edifici e condomini, comunità di energia rinnovabile)

Recentemente, l’articolo 42bis del Decreto Legge 162/2019 [80] coordinato con la Legge 8/20 [81] (di seguito: Decreto Legge 162/2019 [80]), ha definito le modalità e le condizioni a cui è consentito attivare l’autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili ovvero realizzare comunità di energia rinnovabile. Esso è finalizzato ad acquisire elementi utili all’attuazione dell’articolo 21 (relativo agli autoconsumatori di energia rinnovabile) e dell’articolo 22 (relativo alle comunità di energia rinnovabile) della Direttiva (UE) 2018/2001 [82], nelle more del proprio completo recepimento. In particolare, e per quanto qui rileva, l’articolo 42bis del Decreto Legge 162/2019 [80] prevede che:

- i soggetti partecipanti a una delle due precedenti configurazioni (definite “autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente” e “comunità di energia rinnovabile”) producano energia elettrica destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW, entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore della legge di conversione del medesimo Decreto Legge 162/2019 [80] (1 marzo 2020) ed entro i 60 giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della Direttiva (UE) 2018/2001 [82];
- i soggetti partecipanti condividano l’energia elettrica prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente. L’energia elettrica condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l’energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l’energia elettrica prelevata dall’insieme dei clienti finali associati;

- l'energia sia condivisa per l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo;
- l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica, ivi inclusa quella oggetto di condivisione, sia assoggettata alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema;
- nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gli stessi debbano trovarsi nello stesso edificio o condominio;
- nel caso di comunità energetiche rinnovabili, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di produzione alimentanti da fonti rinnovabili siano ubicati su reti elettriche in bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione (cabina secondaria).

Inoltre, l'articolo 42bis, comma 8, del Decreto Legge 162/2019 [80] prevede che l'**Autorità** adotti i provvedimenti necessari a garantire l'immediata attuazione di quanto disposto e che il Ministro dello Sviluppo Economico (ora Ministro della Transizione Ecologica) individui una tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni precedentemente descritte.

L'implementazione delle richiamate disposizioni è stata effettuata dall'**Autorità** con la Deliberazione 318/2020/R/eel [83] e dal Ministro dello Sviluppo Economico (ora Ministro della Transizione Ecologica) con il Decreto Ministeriale 16 settembre 2020 [84].

Più in dettaglio, con la Deliberazione 318/2020/R/eel [83], l'**Autorità** ha introdotto il modello regolatorio "virtuale", ai fini della valorizzazione dell'autoconsumo esteso (sia esso a livello di edificio e condominio o a livello di comunità di energia rinnovabile). Tale modello consiste nel:

- continuare ad applicare la regolazione vigente, per tutti i clienti finali e i produttori presenti nelle configurazioni collettive, garantendo a tutti i soggetti interessati tutti i diritti attualmente salvaguardati;
- prevedere la richiesta a un soggetto terzo, quale il **GSE**, di accesso al modello regolatorio virtuale;
- prevedere la restituzione, da parte del **GSE**, di importi o di componenti tariffarie in relazione all'energia oggetto di autoconsumo, opportunamente individuate in modo da valorizzare correttamente l'autoconsumo in funzione dei benefici che dà;
- prevedere l'erogazione, da parte del **GSE**, dell'incentivo spettante (attualmente previsto dal Decreto Ministeriale 16 settembre 2020 [84]), dando separata evidenza.

Il modello regolatorio "virtuale":

- consente a ogni soggetto partecipante di modificare le proprie scelte in relazione sia alla configurazione di autoconsumo, sia (ed indipendentemente) all'approvvigionamento dell'energia, senza dover al tempo stesso richiedere nuove connessioni o realizzare nuovi collegamenti elettrici;

- garantisce trasparenza e flessibilità per tutti coloro che intendono prendervi parte, garantendo la salvaguardia dei relativi diritti;
- valorizza l'autoconsumo in funzione della miglior stima possibile dei benefici indotti dall'autoconsumo medesimo sul sistema elettrico (tali benefici sono essenzialmente riconducibili alla riduzione dei transiti di energia elettrica e, conseguentemente, delle perdite di rete);
- evita soluzioni che dipendono da fonti, tecnologie, presenza di collegamenti elettrici diretti o da particolari assetti societari, in quanto l'autoconsumo prescinde da tutto ciò.

Sulla base dei dati resi disponibili dal [GSE](#) e aggiornati all'inizio di luglio 2021, vi sono:

- 4 gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente in edifici o condomini, con una potenza complessivamente installata da impianti fotovoltaici pari a circa 127 kW e una quantità di energia elettrica complessivamente autoconsumata stimata in circa 58 MWh su base annua;
- 4 comunità di energia rinnovabile, con una potenza complessivamente installata da impianti fotovoltaici pari a circa 63 kW e una quantità di energia elettrica complessivamente autoconsumata stimata in circa 37 MWh su base annua.

Glossario e acronimi

Glossario

A

Alta Tensione

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

ARERA, Testo Integrato Trasporto (TIT)

Altissima Tensione

una tensione nominale tra le fasi uguale o superiore a 220 kV

ARERA, TIT

Autorità

l'Autorità di regolazione designata ai sensi dell'articolo 57, paragrafo 1, della Direttiva (UE) 2019/944 [70], in Italia rappresentata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, istituita ai sensi della Legge 481/95 [85]

ARERA

B

Bassa Tensione

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

ARERA, TIT

C

CIP 6/92

Provvedimento CIP 6/92 [56]

ARERA

Codice di Rete

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 [86] e sulla base della Deliberazione 250/04 [87]

ARERA

cogenerazione

la produzione simultanea, nell'ambito di un unico processo, di energia termica e di energia elettrica o meccanica

Direttiva 2012/27/UE [88]

cogenerazione ad alto rendimento

cogenerazione conforme ai criteri indicati nell'Allegato II della Direttiva 2012/27/UE [88] del Parlamento europeo e del Consiglio

Regolamento (UE) 2019/943 [37]

consumo finale

consumi globali nazionali, comprensivi cioè tanto dei consumi di acquisto che dei consumi autoprodotti - al netto delle perdite di trasmissione e di distribuzione.

Dati statistici energia elettrica [2]

E

energia da fonti rinnovabili

Direttiva
2019/944 [70] (UE)

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 [70]

G

generazione distribuita

Direttiva
2019/944 [70] (UE)

impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione

Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione

ARERA

il sistema Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità istituito con Deliberazione ARG/elt 124/10 [89]

Gestore dei Servizi Energetici

ARERA

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

gestore del sistema di distribuzione – Distribution System Operator

Direttiva
2019/944 [70] (UE)

qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di distribuzione in una data zona e, se del caso, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di energia elettrica

gestore del sistema di trasmissione

Direttiva (UE)
2019/944 [70]

qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di trasmissione in una data zona e, se del caso, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasmissione di energia elettrica

M

Media Tensione

ARERA, TIT

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

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)

potenza efficiente

Dati statistici energia elettrica [2]

la massima potenza elettrica possibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali (di portata e di salto nel caso degli impianti idroelettrici e di disponibilità di combustibile e di acqua di raffreddamento nel caso degli impianti termoelettrici)

potenza efficiente lorda

Dati statistici energia elettrica [2]

la [potenza efficiente](#) misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto o netta se misurata all'uscita dello stesso, dedotta cioè la potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e dalle perdite nei trasformatori di centrale

prestatore di servizi di bilanciamento – Balancing Service Provider

Regolamento (UE)
2019/943 [37]

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 [2]

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

R

responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party

Regolamento (UE)
2019/943 [37]

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 [68]

il complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche di trasmissione ad alta tensione sul territorio nazionale gestite unitariamente

S

sistema di accumulo

ARERA

un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, come definiti dalla Deliberazione 574/2014/R/eel [34]

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 [86]

Testo Integrato Trasporto

ARERA

l'Allegato A alla Deliberazione 568/2019/R/eel [90], Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

U

unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento

ARERA

una **unità di produzione (UP)** che rispetta le condizioni di cui al Decreto Legislativo 20/07 [49] e al Decreto Interministeriale 4 agosto 2011 [91]. 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 [92]

unità di produzione

ARERA

un insieme di uno o più gruppi di generazione di energia elettrica connessi alle reti con obbligo di connessione di terzi in un unico **punto di connessione**, anche per il tramite di linee dirette o di sistemi di distribuzione chiusi, tali che le immissioni di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente

Z

zona di offerta

Regolamento (UE)
2019/943 [37]

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

Acronimi

AAT

Altissima Tensione

ARERA

Autorità

AT

Alta Tensione

BRP

responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party

BSP

prestatore di servizi di bilanciamento – Balancing Service Provider

BT

Bassa Tensione

CACM

Capacity Allocation and Congestion Management (il Regolamento (UE) 2015/1222 [23])

CV

Certificati Verdi

DSO

gestore del sistema di distribuzione – Distribution System Operator

EBGL

Electricity Balancing Guidelines (il Regolamento (UE) 2017/2195 [24])

GAUDI

Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione

GSE

Gestore dei Servizi Energetici

MGP

Mercato del Giorno Prima

MPE

Mancata Produzione Eolica

MSD

Mercato per il Servizio di Dispacciamento

MT

Media Tensione

PNIEC

Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima [5]

PUN

Prezzo Unico Nazionale

RfG

Requirements for Generators (il Regolamento (UE) 2016/631 [10])

RTN

rete di trasmissione nazionale

SOGL

System Operation Guidelines (il Regolamento (UE) 2017/1485 [40])

TIT

Testo Integrato Trasporto

TSO

gestore del sistema di trasmissione

UP

unità di produzione

UVA

unità virtuale abilitata

UVAM

unità virtuale abilitata mista

Riferimenti normativi e documenti rilevanti

Direttive e Regolamenti Europei

- [10] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2016/631. che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete*. 14 Apr. 2016. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32016R0631>.
- [23] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2015/1222. che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione*. 24 Lug. 2015. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>.
- [24] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2017/2195. che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico*. 23 Nov. 2017. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/2195/oj/ita>.
- [37] 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>.
- [40] 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>.
- [70] 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>.
- [82] 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>.
- [88] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva 2012/27/UE. sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE*. 25 Ott. 2012. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2012/27/oj/eng>.
- [93] 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 Legislativi dello Stato Italiano

- [42] *Decreto Legislativo 387/03. Attuazione della Direttiva (UE) 2001/77 [93] 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.
- [43] *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>.
- [49] *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>.
- [53] *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>.
- [57] *Legge 244/07. Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008).* 24 Dic. 2007. URL: <http://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2007-12-24;244!vig=2020-10-29>.
- [64] *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 [94]).* 24 Giu. 2014. URL: www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2014/06/24/14G00105/sg.
- [68] *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.
- [69] *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>.
- [72] *Decreto Legge 244/16. Proroga e definizione di termini (Convertito con Legge 19/17 [95]).* 30 Dic. 2016. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legge:2016;244>.

- [80] *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 [81]).* 30 Dic. 2019. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legge:2019;162>.
- [81] *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>.
- [85] *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.
- [94] *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>.
- [95] *Legge 19/17. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, recante proroga e definizione di termini. Proroga del termine per l'esercizio di deleghe legislative.* 27 Feb. 2017. URL: <http://www.normattiva.it/eli/stato/LEGGE/2017/02/27/19/CONSOLIDATED>.

Decreti Ministeriali

- [4] *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>.
- [45] *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>.
- [46] *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.

- [47] 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>.
- [48] 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>.
- [54] 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>.
- [56] 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>.
- [58] 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>.
- [59] 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.
- [60] 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.
- [61] 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.

- [62] 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.
- [65] 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>.
- [84] Ministro dello Sviluppo Economico. *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 comunità energetiche rinnovabili, in attuazione dell’articolo 42-bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/2019, convertito dalla legge n. 8/2020*. 16 Set. 2020. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/11/16/20A06224/sg>.
- [86] *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>.
- [91] 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>.
- [92] 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.

Atti dell’Autorità

- [6] *Deliberazione 226/2012/R/eel. Disposizioni urgenti in materia di prenotazione della capacità di rete, a seguito delle ordinanze 16 maggio 2012, nn. 1879, 1880, 1881, 1906, 1907, 1909, 1911, 1912, 1913, 1914, 1915, 1916 e 24 maggio 2012, nn. da 2004 a 2019, del Consiglio di Stato*. 28 Mag. 2012. URL: <https://arera.it/it/docs/12/226-12.htm>.

- [7] *Deliberazione 328/2012/R/eel. Disposizioni di attuazione della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 226/2012/R/eel, relative alla saturazione virtuale delle reti elettriche.* 26 Lug. 2012. URL: <https://arera.it/it/docs/12/328-12.htm>.
- [11] *Deliberazione 384/2018/R/eel. Approvazione delle modifiche agli allegati A.4, A.11, A.17, A.53 e A.68 al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete predisposto da Terna S.p.A.* 12 Lug. 2018. URL: <https://arera.it/it/docs/18/384-18.htm>.
- [12] *Deliberazione 592/2018/R/eel. Approvazione delle modifiche al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete predisposto da Terna S.p.A. ai fini dell’implementazione del Regolamento (UE) 2016/631. Integrazione del Testo Integrato Connessioni Attive.* 20 Nov. 2018. URL: <https://arera.it/it/docs/18/592-18.htm>.
- [13] *Deliberazione 539/2019/R/eel. Approvazione delle modifiche al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete predisposto da Terna S.p.A. ai fini dell’implementazione dei regolamenti europei in materia di connessioni.* 17 Dic. 2019. URL: <https://arera.it/it/docs/19/539-19.htm>.
- [14] *Deliberazione 149/2019/R/eel. Tempistiche per l’applicazione delle nuove edizioni della Norma CEI 0-16 e della Norma CEI 0-21 ai fini dell’implementazione del regolamento (UE) 2016/631 e del Regolamento (UE) 2016/1388.* 16 Apr. 2019. URL: <https://arera.it/it/docs/19/149-19.htm>.
- [15] *Deliberazione 86/2020/R/eel. Proroga dei termini di cui al punto 3 della deliberazione dell’Autorità 149/2019/R/eel a causa dell’emergenza epidemiologica da virus COVID-19.* 24 Mar. 2020. URL: <https://arera.it/it/docs/20/086-20.htm>.
- [16] *Deliberazione 147/2021/R/eel. Tempistiche per l’applicazione della Variante V1 alla Norma CEI 0-16 e della Variante V1 alla Norma CEI 0-21. Modifica della deliberazione 149/2019/R/eel.* 23 Feb. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/147-21.htm>.
- [17] *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>.
- [18] *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>.
- [19] *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>.

- [20] *Deliberazione 84/2012/R/eel. Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.* 8 Mar. 2012. URL: <https://arera.it/it/docs/12/084-12.htm>.
- [21] *Deliberazione 377/2015/R/eel. Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita e del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica.* 30 Lug. 2015. URL: <https://www.arera.it/it/docs/15/377-15.htm>.
- [22] *Deliberazione 393/2015/R/eel. Riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e conseguente attivazione del progetto interregionale RDE (Riforma del dispacciamento elettrico).* 23 Lug. 2015. URL: <https://www.arera.it/it/docs/15/393-15.htm>.
- [25] *Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel. Testo Integrato del Dispacciamento elettrico (TIDE) - Orientamenti complessivi.* 23 Lug. 2019. URL: <https://arera.it/it/docs/19/322-19.htm>.
- [26] *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>.
- [27] *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>.
- [28] *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>.
- [29] *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>.
- [30] *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>.

- [31] *Deliberazione 402/2018/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 fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo.* 26 Lug. 2018. URL: <https://arera.it/it/docs/18/402-18.htm>.
- [33] *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>.
- [34] *Deliberazione 574/2014/R/eel. Disposizioni relative all’integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale.* 20 Nov. 2014. URL: <https://arera.it/it/docs/14/574-14.htm>.
- [35] *Deliberazione 321/2021/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’adeguamento di impianti “esistenti” ai sensi del Regolamento (UE) 2016/631, connessi alla rete di trasmissione nazionale, affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione.* 27 Lug. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/321-21.htm>.
- [36] *Documento per la Consultazione 292/2021/R/eel. Riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo.* 6 Lug. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/292-21.htm>.
- [38] *Deliberazione 522/2014/R/eel. Disposizioni in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili a seguito della sentenza del Consiglio di Stato - Sezione Sesta - 9 giugno 2014, n. 2936.* 23 Ott. 2014. URL: <https://arera.it/it/docs/14/522-14.htm>.
- [39] *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>.
- [41] *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>.
- [44] *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>.

- [50] *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>.
- [51] *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>.
- [52] *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>.
- [55] *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>.
- [63] *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>.
- [66] *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>.
- [67] *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>.
- [71] *Segnalazione al Governo e al Parlamento 348/2014/I/eel. Segnalazione al Governo e al Parlamento in merito ai sistemi semplici di produzione e consumo e alle reti private.* 17 Lug. 2014. URL: <https://arera.it/it/docs/14/348-14.htm>.
- [73] *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>.
- [74] *Deliberazione 787/2016/R/eel. Avvio della ricognizione delle cooperative storiche, delle cooperative esistenti e dei consorzi storici dotati di rete propria.* 22 Dic. 2016. URL: <https://arera.it/it/docs/16/787-16.htm>.
- [75] *Deliberazione 233/2020/R/eel. Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria e Registro dei consorzi storici dotati di rete propria.* 23 Giu. 2020. URL: <https://arera.it/it/docs/20/233-20.htm>.

- [76] *Deliberazione ARG/elt 52/10. Individuazione delle Reti interne di utenza ai sensi dell'Articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99.* 12 Apr. 2010. URL: <https://arera.it/it/docs/10/052-10arg.htm>.
- [77] *Deliberazione 269/2019/R/eel. Aggiornamento del Registro degli altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC) e del Registro delle reti interne di utenza (RIU). Posticipo dei termini per l'applicazione del Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC) nel caso di reti elettriche portuali.* 25 Giu. 2019. URL: <https://arera.it/it/docs/19/269-19.htm>.
- [78] *Deliberazione 530/2018/R/eel. Registro degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).* 23 Ott. 2018. URL: <https://arera.it/it/docs/18/530-18.htm>.
- [79] *Deliberazione 385/2021/R/eel. Aggiornamento del Registro degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).* 21 Set. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/385-21.htm>.
- [83] *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>.
- [87] *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>.
- [89] *Deliberazione ARG/elt 124/10. Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDI) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.* 4 Ago. 2010. URL: <https://www.arera.it/it/docs/10/124-10arg.htm>.
- [90] *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>.

Normativa tecnica

- [8] Comitato Elettrotecnico Italiano CEI. *Norma CEI 0-21. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.* URL: <https://www.ceinorme.it/it/norme-cei-0-16-e-0-21.html>.

- [9] Comitato Elettrotecnico Italiano. *Norma CEI 0-16. Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*. URL: <https://www.ceinorme.it/it/norme-cei-0-16-e-0-21.html>.

Documenti e pubblicazioni

- [1] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. *Relazione 321/2020/I/efr. Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita - Anno 2019*. 4 Ago. 2020. URL: <https://arera.it/it/docs/20/321-20.htm>.
- [2] 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>.
- [3] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. *Relazione 356/2021/I/eel. Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2019*. 3 Ago. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/356-21.htm>.
- [32] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. *Relazione 291/2019/I/efr. Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita - Anno 2018*. 2 Lug. 2019. URL: <https://arera.it/it/docs/19/291-19.htm>.