

**SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE RECANTE LO  
STATO DI UTILIZZO E DI INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE ALIMENTATI DALLE  
FONTI RINNOVABILI E DI GENERAZIONE DISTRIBUITA**

**ANNO 2020-2021**

**1. Evoluzione delle fonti rinnovabili nel contesto nazionale complessivo**

I consumi 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).

Di conseguenza, nel 2020, sono diminuite sia la produzione lorda (281 TWh, -4,5%), sia le importazioni (39,8 TWh, -9,5%). Sono aumentate significativamente le esportazioni (+30,1%), anche se il loro peso è limitato in valore assoluto (7,6 TWh).

La potenza efficiente lorda 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%).

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). Con riferimento ai dati dell'anno 2020, la produzione lorda di energia da fonti rinnovabili 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. L'incidenza delle fonti rinnovabili sul totale della produzione lorda di energia elettrica è stata pari al 41,7% (39,4% nel 2019): la fonte solare ed eolica hanno inciso per il 15,6% sul totale della produzione lorda di energia elettrica nazionale rispetto al 14,9% dell'anno 2019.

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. Comunque, la produzione di energia elettrica da gas naturale continua a rappresentare il 48% (133,7 TWh) del totale nazionale.

Al tempo stesso le fonti rinnovabili sono utilizzate per lo più tramite impianti di piccola e media taglia connessi alle reti di distribuzione di energia elettrica (definita, ai sensi del quadro comunitario, generazione distribuita). Con riferimento ai dati dell'anno 2019 (i più recenti al momento disponibili), 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.

Continua, quindi, a crescere l'incidenza della produzione da fonti rinnovabili sul totale nazionale in particolare da fonti aleatorie utilizzate tramite impianti di generazione distribuita.

È stabile o in lieve crescita la porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti rinnovabili non programmabili (in particolare impianti eolici e fotovoltaici), nonché le maggiori pendenze del profilo di carico residuo, coperto tramite impianti programmabili, rispetto al profilo di carico complessivo. Nella zona Sud, in molte ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è addirittura superiore rispetto al carico totale (ormai stabilmente anche nei giorni lavorativi).

## **2. Evoluzione delle richieste di connessione**

Con riferimento alle connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche di media e bassa tensione, nel 2020 si sono registrate circa 72.700 richieste (circa -2.400 rispetto all'anno precedente) per una potenza di circa 9,4 GW (circa +2,9 GW rispetto all'anno precedente probabilmente per effetto del ripristino di incentivi per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW), in gran parte attribuibile a impianti fotovoltaici.

In relazione alle connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche di alta e altissima tensione (sia su rete di trasmissione nazionale sia su reti di distribuzione), nel 2020 rispetto all'anno precedente si è verificato un importante aumento dal punto di vista numerico (+424 richieste di connessione) e soprattutto in termini di potenza richiesta in immissione (+47,5 GW). A differenza di quanto accaduto fino a 3 anni fa, il ruolo dominante è rivestito dagli impianti fotovoltaici, anche se gli impianti eolici (ivi inclusi gli offshore), 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. Complessivamente, nel 2020, sono state presentate 1.655 richieste di connessione per circa 109 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 offshore (per i quali le richieste hanno raggiunto circa 17 GW nell'agosto del 2021) localizzati prevalentemente in Calabria, Puglia, Sicilia e Sardegna.

La maggior parte delle nuove richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale sono relative ad alcune regioni del sud e alle isole maggiori. 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 rete di trasmissione nazionale nei soli anni 2019 e 2020 (trascorrendo 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 complessive indicate nel PNIEC in termini di obiettivi nazionali 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 offshore) 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 rete di trasmissione nazionale, non a tutti i preventivi accettati corrisponde la realizzazione e l'attivazione della corrispondente connessione.

### **3. Azioni di modulazione degli impianti alimentati da fonti aleatorie**

L'anno 2020, caratterizzato dall'emergenza sanitaria da Covid-19, ha fatto registrare l'esigenza, da parte di Terna, di ricorrere maggiormente alle azioni di modulazione degli impianti eolici di elevata taglia per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale: più in dettaglio, l'energia elettrica non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimata in 822 GWh (pari al 4,4% della totale produzione eolica del medesimo anno), in crescita rispetto ai 696 GWh del 2019. L'aumento si è verificato nei mesi di marzo e aprile in cui, 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.

Sono invece risultate molto più marginali le azioni di modulazione imposte agli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili per esigenze di sicurezza; la generazione distribuita è stata oggetto di distacco, da ultimo, il 12 aprile 2020 (giorno di Pasqua caratterizzato da basso carico e elevata produzione aleatoria al sud).

### **4. Effetti delle fonti rinnovabili sui prezzi di mercato dell'energia**

In relazione al profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima (MGP), si conferma quanto già verificato negli anni precedenti, e cioè che attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui viene progressivamente meno la produzione fotovoltaica. Su base media annua, il massimo scostamento positivo rispetto al PUN medio annuo continua a essere più evidente nelle ore preserali, mentre il massimo scostamento negativo, che ancora si presenta nelle ore notturne, continua a essere confrontabile con quello che si registra nelle prime ore del pomeriggio. Quanto detto è ancora più evidente nelle isole maggiori (Sicilia e Sardegna).

Invece il valore assoluto dei prezzi 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.

## 5. Apertura sperimentale del Mercato per il Servizio di Dispacciamento alle unità precedentemente escluse

Prosegue l'azione regolatoria dell'Autorità finalizzata a fare in modo che anche gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita nonché la domanda partecipino attivamente al funzionamento del sistema elettrico, sia attraverso la fornitura dei servizi di dispacciamento, sia attraverso la loro responsabilizzazione in termini di bilanciamento. Tale azione è parte della più ampia revisione, in corso, della regolazione del dispacciamento elettrico.

Focalizzando l'attenzione sulla fase di apertura sperimentale del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alle unità precedentemente escluse (fonti rinnovabili non programmabili, generazione distribuita e unità di consumo), nel seguito vengono riassunti i principali risultati aggiornati del progetto pilota relativo alle UVAM – Unità Virtuali Abilitate Miste, anche a seguito della modifica del relativo regolamento con effetti a decorrere dall'1 maggio 2021.

Più in dettaglio, alla data dell'1 agosto 2021, risultavano abilitate 272 UVAM (41 in più rispetto allo scorso anno), che comprendono 2.327 unità, di cui 1.106 unità di consumo, 1.193 unità di produzione non rilevanti e 28 unità di produzione rilevanti. Di tali 272 UVAM, 249 sono UVAM-A mentre 23 sono UVAM-B. Esse, alla citata data di riferimento, erano gestite da 32 *Balancing Service Provider* - BSP (2 in meno dello scorso anno).

Le UVAM risultano qualificate alla partecipazione al MSD per un totale di 1.565 MW per il servizio "a salire" e 194 MW per il servizio "a scendere". Esse al momento 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 sei UVAM superano il centinaio di unità, mentre 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). Inoltre, 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.

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 pomeridiane e/o serali, per un totale di circa 1.000 MW. Nonostante la revisione delle modalità di contrattualizzazione a termine, ivi inclusa la riduzione dello *strike price*, operate con la deliberazione 70/2021/R/eel, la capacità disponibile è stata allocata nella sua quasi totalità 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 euro/MW/anno per il mese di maggio 2021 e a 2.500 euro/MW/anno per i mesi di giugno, luglio e agosto 2021).

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 contrattualizzazione<sup>1</sup>.

Nel periodo 1 aprile 2020 – 30 giugno 2021, per quanto riguarda il servizio a salire di cui il sistema elettrico maggiormente necessita:

- le offerte presentate dai BSP sono spesso caratterizzate da prezzi molto elevati, il che ha ridotto la probabilità che esse siano selezionate da Terna, in parte vanificando la finalità della sperimentazione. Più in dettaglio, il prezzo medio ponderato delle offerte per il servizio a salire è stato pari a circa 374 euro/MWh nel periodo aprile-dicembre 2020, 234 euro/MWh nel mese di gennaio 2021 (per il quale non sono state approvvigionate risorse a termine), 431 euro/MWh nel periodo febbraio-aprile 2021 e infine pari a 384 euro/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 euro/MWh nel periodo febbraio-giugno 2021, contrariamente a quanto è 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; esse sono caratterizzate da prezzi medi di 104 euro/MWh nel periodo 1 aprile 2020 - 30 aprile 2021 e di 100 euro/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).

---

<sup>1</sup> Si 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.

Nel periodo di osservazione, 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 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, 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, in relazione ai test di affidabilità effettuati da Terna 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 positivo<sup>2</sup>, 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.

## **6. Regimi commerciali speciali e strumenti incentivanti**

Con riferimento ai regimi commerciali speciali (ritiro dedicato e scambio sul posto), si nota la continua riduzione della quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato (9,4 TWh nel 2020, a fronte di 9,8 TWh nel 2019, di 10,5 TWh nel 2018 e di 14 TWh nel 2016) per effetto della progressiva fuoriuscita volontaria di numerosi impianti da questo regime, soprattutto eolici di elevata taglia. Si rileva invece un continuo aumento del numero degli impianti, quasi esclusivamente fotovoltaici, che beneficiano dello scambio sul posto (764.343 impianti nel 2020, a fronte di 710.838 impianti nel 2019, di 656.717 nel 2018 e di 562.600 nel 2016). Il costo per la collettività di tali regimi commerciali speciali è essenzialmente riconducibile allo scambio sul posto per il quale, in relazione all'anno 2020, è risultato pari a 164 milioni di euro.

Con riferimento agli strumenti incentivanti, complessivamente, per l'anno 2020, si stima che i costi attribuibili alle fonti rinnovabili (dati di preconsuntivo) siano pari a circa 11,5 miliardi di euro, per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 62 TWh. Essi sono

---

<sup>2</sup> I 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 e a termine e hanno la finalità di verificare la disponibilità di potenza modulabile utilizzabile all'occorrenza, non l'effettiva erogazione dei servizi.

risultati in lieve aumento rispetto all'anno precedente, 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 riscontrata nel 2020. 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 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 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.

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).

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 Cip 6/92, 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.

## **7. Configurazioni che consentono la valorizzazione dell'autoconsumo**

Un ulteriore tema affrontato nella presente Relazione è quello afferente ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e ai Sistemi di Distribuzione Chiusi per i quali vengono aggiornati i dati relativi alla diffusione. Da essi, emerge che la quantità di energia elettrica oggetto di autoconsumo nelle configurazioni attualmente consentite è prossima a 30 TWh, circa come gli anni precedenti. Vengono infine presentati i primi dati relativi alle configurazioni di autoconsumo collettivo e alle comunità di energia rinnovabile, dai quali all'inizio di luglio 2021 risultano 8 iniziative per complessivi 190 kW di impianti fotovoltaici.