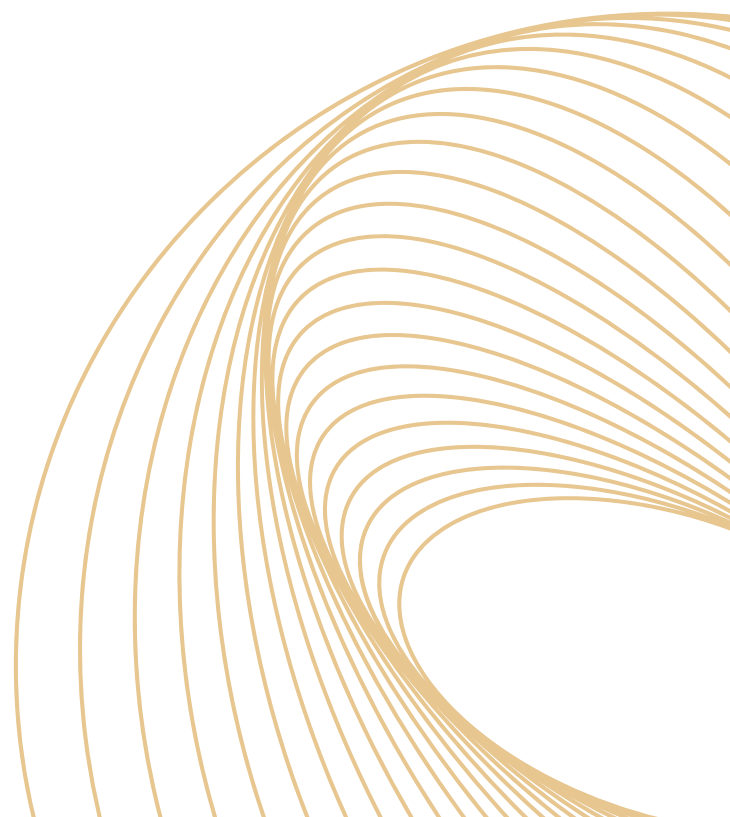


RAPPORTO DELLE ATTIVITÀ **2021**



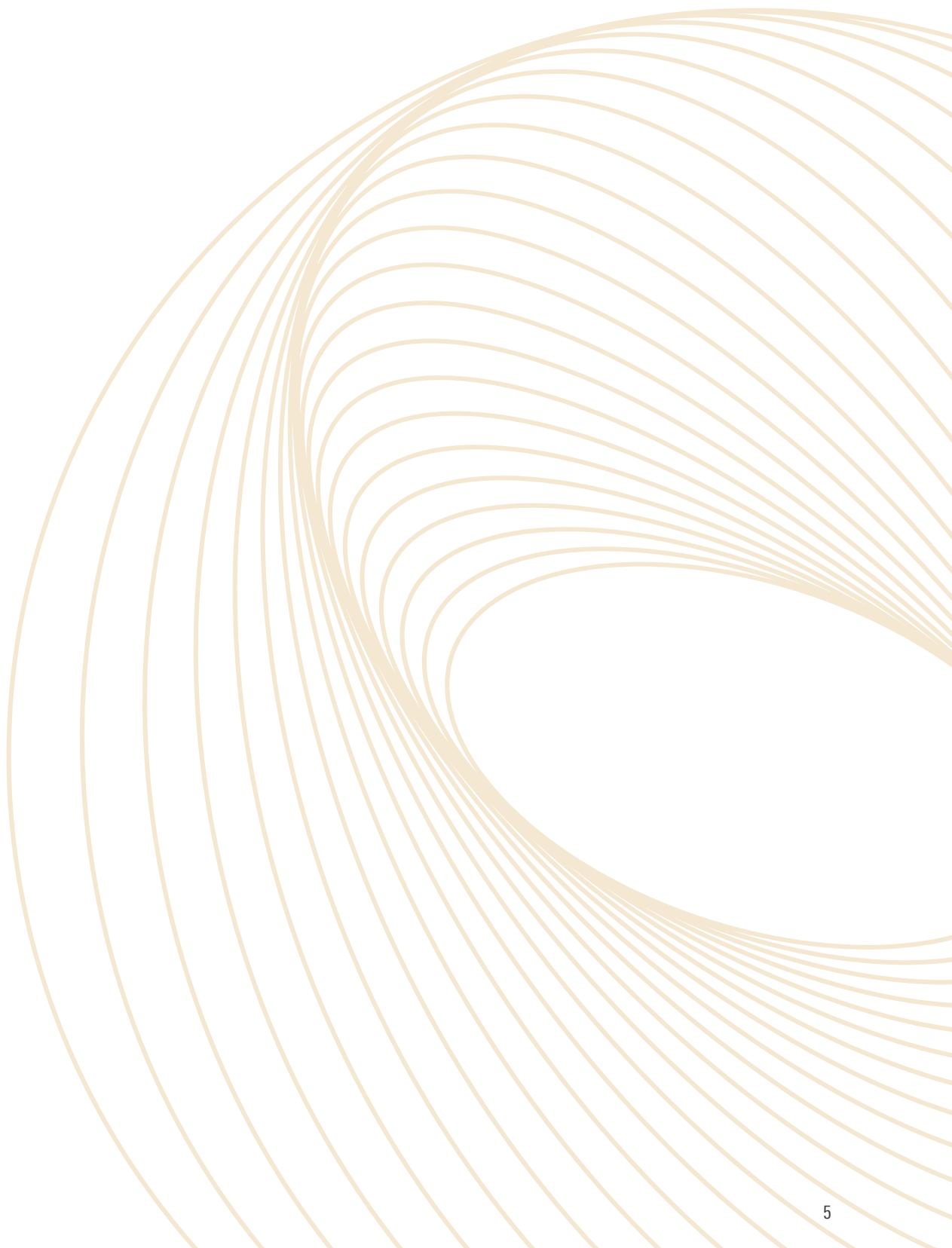
SOMMARIO

IL RAPPORTO IN SINTESI	6
LE ATTIVITÀ DEL GSE NEL 2021 NEL CONTESTO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA	8
RISORSE E BENEFICI	10
SETTORE ELETTRICO	10
Settore TERMICO ed EFFICIENZA	14
Settore TRASPORTI	15
Settore EMISSIONI	16
Attività trasversali	16
IL CONTESTO ENERGETICO	20
1 IL CONTESTO INTERNAZIONALE E NAZIONALE	20
1.1 IL CONTESTO INTERNAZIONALE IN MATERIA DI ENERGIA E CLIMA NEL 2021	23
1.2 IL CONTESTO EUROPEO NEL 2021	26
1.3 LO SVILUPPO DEI PROGETTI DEL PNRR	36
1.4 LE NOVITÀ NORMATIVE IN AMBITO NAZIONALE	42
ELETTRICITÀ	48
2 INCENTIVAZIONE E RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA	48
2.1 INCENTIVAZIONE E RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA	51
2.2 GLI INCENTIVI DEL D.M. 4 LUGLIO 2019	56
2.3 GLI INCENTIVI DEL D.M. ISOLE MINORI	68
2.4 GLI INCENTIVI DEL D.M. 23 GIUGNO 2016	71
2.5 GLI INCENTIVI DEL D.M. 6 LUGLIO 2012	80
2.6 CERTIFICATI VERDI, TARIFFE EX-CV E TARIFFE ONNICOMPRESIVE	88
2.7 INTERVENTI SUGLI IMPIANTI CON INCENTIVI DIVERSI DAL CONTO ENERGIA	106
2.8 IL CIP6/92	112
2.9 IL CONTATORE DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE DIVERSE DAL FOTOVOLTAICO	115
2.10 CONTO ENERGIA	119
2.11 I SISTEMI DI PRODUZIONE E CONSUMO	133
2.12 GRUPPI DI AUTOCONSUMATORI DI ENERGIA RINNOVABILE CHE AGISCONO COLLETTIVAMENTE E COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE	138
2.13 INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE	140
2.14 SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA	143
2.15 LA GESTIONE DELLE MISURE E DEI PUNTI DI CONNESSIONE	155
2.16 CAMBI DI TITOLARITÀ	159

3 PREVISIONE E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA	162
3.1 PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO	165
3.2 I MERCATI ELETTRICI IN CUI OPERA IL GSE	167
3.3 PROGRAMMAZIONE E PREVISIONE DELL'ENERGIA DA COLLOCARE SUI MERCATI	168
3.4 RICAVI DERIVANTI DALLA VENDITA DELL'ENERGIA SUL MERCATO	172
3.5 GLI ONERI DI SBILANCIAMENTO	175
3.6 MANCATA PRODUZIONE EOLICA	177
4 ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL SETTORE ELETTRICO	180
4.1 ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL SETTORE ELETTRICO	183
4.3 EVOLUZIONE DELLA COMPONENTE A_{SOS}	189
4.4 SCENARI DI LUNGO TERMINE	190
5 CERTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DELL'ENERGIA	192
5.1 LA GARANZIA DI ORIGINE DA FONTI RINNOVABILI	195
5.2 FUEL MIX DISCLOSURE	198
CALORE ED EFFICIENZA ENERGETICA	202
6 INCENTIVAZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA E DELLE RINNOVABILI TERMICHE	202
6.1 LA COGENERAZIONE	205
6.2 RISTORO DELL'ELEMENTO RE_{TEE} PER IMPIANTI TERMOELETTRICI ALIMENTATI A GAS NATURALE	210
6.3 I CERTIFICATI BIANCHI	214
6.4 IL PROGRAMMA PREPAC	224
6.5 IL CONTO TERMICO	225
6.6 IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI NELLE ISOLE NON INTERCONNESSE	235
TRASPORTI	238
7 BIOCARBURANTI, BIOMETANO E MOBILITA' ELETTRICA	238
7.1 IL SISTEMA DI IMMISSIONE IN CONSUMO DEI BIOCARBURANTI	241
7.2 L'INCENTIVAZIONE DEL BIOMETANO E DEI BIOCARBURANTI AVANZATI	253
7.3 MOBILITÀ ELETTRICA, VEHICLE TO GRID	265
EMISSIONI	268
8 EMISSIONI DI GAS SERRA	268
8.1 EMISSIONI DI GAS SERRA: IL RUOLO DEL GSE	271
8.2 COLLOCAMENTO ALL'ASTA DELLE QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE DELL'EU-ETS	273
8.3 PROVENTI ASTE E SOSTENIBILITÀ	280
8.4 SEGRETERIA TECNICA DEL COMITATO ETS: I PICCOLI EMETTITORI	281

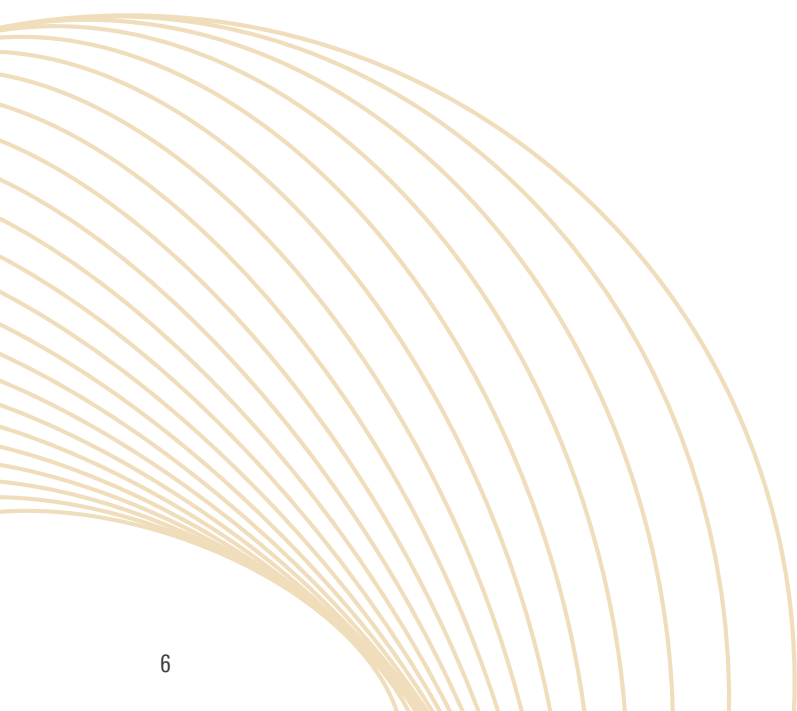
SOMMARIO

VERIFICHE	284
9 VERIFICHE, RECUPERO INCENTIVI, CONTENZIOSO	284
9.1 VERIFICHE E ISPEZIONI	287
9.2 IL PROCESSO DI RECUPERO CREDITI	293
9.3 CONTENZIOSO	297
9.4 ARBITRATI INTERNAZIONALI	304
PROMOZIONE E INFORMAZIONE	306
10 INFORMAZIONE E SUPPORTO AGLI UTENTI	306
10.1 LA COMUNICAZIONE	309
10.2 RAPPORTI ISTITUZIONALI	312
10.3 PROMOZIONE E ASSISTENZA ALLA PA	314
10.4 I PROGETTI PER LE SCUOLE	321
10.5 PROMOZIONE E ASSISTENZA ALLE IMPRESE	324
10.6 IL PORTALE INTERVENTI E SIMULATORI	331
10.7 GESTIONE DELLE CUSTOMER OPERATIONS	333
10.8 I SISTEMI INFORMATIVI	336
10.9 TUTELA DEI DATI PERSONALI E RPD	339
10.10 ANTICORRUZIONE E TRASPARENZA	341
MONITORAGGIO	342
11 STUDI, STATISTICHE, SUPPORTO TECNICO-ISTITUZIONALE, ATTIVITÀ INTERNAZIONALI	342
11.1 ANALISI DEI COSTI E DEI BENEFICI DEI MECCANISMI GESTITI DAL GSE	345
11.2 LE RISORSE IMPIEGATE PER LE ATTIVITÀ DEL GSE	348
11.3 PRODUZIONE STATISTICA E MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI SULLE FONTI RINNOVABILI	350
11.4 STUDI E SUPPORTO TECNICO ISTITUZIONALE	358
11.5 ATTIVITÀ INTERNAZIONALI	364
11.6 INNOVAZIONE	368



IL RAPPORTO IN SINTESI

**LE ATTIVITÀ
DEL GSE NEL 2021**
NEL CONTESTO
DELLA TRANSIZIONE
ENERGETICA





LE ATTIVITÀ DEL GSE NEL 2021 NEL CONTESTO DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

L'impegno alla trasparenza

Il Rapporto annuale del GSE ogni anno mette a disposizione della collettività dati e analisi sulle attività svolte dalla Società per la promozione dello sviluppo sostenibile, sia come testimonianza del continuo impegno alla **trasparenza** sia per dare conto di tutte le informazioni utili a fotografare l'evoluzione in atto del sistema energetico del Paese.



L'AZIONE DEL GSE NEL CONTESTO EUROPEO E NAZIONALE **PER LA DECARBONIZZAZIONE**

2021: dalla pandemia alla crisi energetica e geopolitica

Il 2021 è stato il secondo anno di emergenza pandemica e agli effetti provocati a livello globale da questa calamità si sono sommati nel corso dell'anno gli aumenti esponenziali dei prezzi dell'energia, che poi hanno continuato a crescere all'inizio del 2022 a seguito del conflitto bellico in Ucraina. Alle complessità del momento storico, l'Unione Europea ha risposto dando un impulso ancora maggiore alle politiche di decarbonizzazione, necessarie, tra l'altro, a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

FIT FOR 55%

La Legge europea sul clima, adottata a giugno 2021 dal Parlamento europeo e dal Consiglio, ha aumentato **l'obiettivo UE al 2030 di riduzione delle emissioni di gas serra dal 40% al 55%**; conseguentemente il 14 luglio 2021 la Commissione europea ha presentato una serie di proposte, il cd. pacchetto **"Fit for 55%"**, per aggiornare la normativa comunitaria in materia di clima ed energia. L'importanza di tali proposte per il mantenimento degli impegni presi con l'Accordo di Parigi è stata ribadita anche nelle conclusioni con cui il 6 ottobre 2021 il Consiglio dei ministri dell'ambiente dell'UE ha definito la posizione negoziale dell'UE alla COP26.

PNRR

Nel corso del 2021 il GSE ha fornito il proprio contributo ai ministeri competenti per l'avvio delle misure previste dal Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) e dal **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**, importante strumento per rilanciare gli investimenti dopo la crisi pandemica coerentemente con le azioni tese a raggiungere i target fissati al 2030. La collaborazione con il Ministero della transizione ecologica ha inoltre riguardato, tra l'altro, il **recepimento della RED II attuato mediante il D.Lgs. 199 dell'8 novembre 2021**, le analisi funzionali a valutare le implicazioni per l'Italia dell'adozione del pacchetto "Fit for 55", nonché il monitoraggio e il reporting alla Commissione europea degli obiettivi al 2020.

Le rinnovabili e i consumi in Italia nel 2021

22,6Mtep

consumi da fonti rinnovabili

18,9%

percentuale di consumi soddisfatti mediante energie rinnovabili

1,4GW

potenza incrementale rinnovabili elettriche entrata in esercizio

10,9Mtep

consumi da rinnovabili termiche

Per quanto riguarda il **2021**, sulla base dei **dati preliminari** al momento disponibili, si stima che i **consumi da fonti rinnovabili** possano essersi attestati sui **22,6 Mtep**, che, combinati alle prime stime sui consumi finali lordi, conducono in prima approssimazione a valutare una percentuale di **consumi soddisfatti mediante energie rinnovabili che potrebbe attestarsi intorno al 18,9%**. In tema di **rinnovabili elettriche**, nel 2021 è **entrata in esercizio una potenza incrementale di circa 1,4 GW**, di cui oltre 900 MW da fonte fotovoltaica, buona parte dei quali (oltre 540 MW) relativi a nuovi impianti di generazione distribuita in Scambio sul Posto, circa 50 MW realizzati con il DM 4 luglio 2019 (FER-1) e per il resto ascrivibili a interventi non incentivati. Al fotovoltaico si aggiungono circa **420 MW di eolico**, per buona parte (240 MW) incentivati con il FER-1, che dispiegherà i suoi effetti soprattutto nei prossimi anni.

In termini di energia, per il 2021 si stima una **produzione rinnovabile di circa 115 TWh**, appena inferiore a quella del 2020, con una migliore produzione eolica che ha parzialmente compensato una riduzione della produzione idroelettrica e da bioenergie.

Sul fronte delle **rinnovabili termiche**, le prime stime del 2021 indicano consumi intorno a **10,9 Mtep** (dei quali **8,1 Mtep da bioenergie** e **2,5 Mtep da pompe di calore**): 0,5 Mtep in aumento rispetto all'anno precedente soprattutto per il maggior impiego di bioenergie per il riscaldamento.

Quanto al peso delle rinnovabili nei trasporti, nel 2021 si registrano circa 1,6 Mtep, con un incremento del 15% rispetto al 2020.



RISORSE E BENEFICI

Le attività del GSE nel 2021: benefici e risorse destinate alla sostenibilità

2,3 mld€

di nuovi investimenti

40 mln tCO₂eq

emissioni nell'atmosfera evitate

15,1 mld€

risorse destinate alla promozione della sostenibilità

Si stima che nel 2021 i meccanismi gestiti dal GSE abbiano contribuito ad attivare circa **2,3 mld€ di nuovi investimenti**. L'energia rinnovabile e i risparmi energetici incentivati nell'ultimo anno si valuta abbiano evitato l'emissione in atmosfera di **40 mln di tonnellate di CO₂eq** e il consumo di **108 mln di barili di petrolio**, mentre si calcola in almeno **53 mila unità di lavoro annuali** (equivalenti a tempo pieno) l'**occupazione correlata** a tutte le iniziative - nuove e già in corso - sostenute nel 2021.

In merito all'ammontare delle **risorse destinate alla promozione della sostenibilità**, ovvero dei **costi sostenuti da consumatori e soggetti obbligati** per tale finalità, si calcola un controvalore economico di **15,1 mld€**, di cui **10,6 mld€ per l'incentivazione dell'energia elettrica** prodotta da fonti rinnovabili, **1,0 mld€** ascrivibili all'**efficienza energetica** e alle **rinnovabili termiche**, **1,0 mld€** relativi ai **biocarburanti** e **2,5 mld€** riconducibili ai **proventi** derivanti dall'**ETS**.



SETTORE ELETTRICO

Costi di incentivazione, ricavi vendita energia, oneri nel settore elettrico

25,6 TWh

energia venduta sul mercato elettrico

2,9 mld€

ricavi dalla vendita

I **costi sostenuti dal GSE per l'incentivazione e il ritiro dell'energia elettrica** si sono attestati nel 2021 sui **13,6 mld€**, 0,7 mld€ in più del 2020.

Tali costi sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita dell'energia ritirata: nel 2021 il GSE ha **collocato sul mercato elettrico 25,6 TWh**, realizzando un **ricavo di 2,9 mld€**, in netto **aumento rispetto agli 1,1 mld€ del 2020** per la forte crescita del prezzo medio di mercato dell'energia elettrica.

10,6 mld€

fabbisogno economico
componente A_{SOS}

La differenza tra i costi e i ricavi ha determinato un onere e un **fabbisogno economico della componente A_{SOS}** per il 2021 pari a **10,6 mld€**, in diminuzione rispetto agli 11,9 mld€ del 2020.

DM 4/7/2019

3.053 MW

potenza totale
ammessa in posizione utile
con il D.M. 4 luglio 2019

In merito ai provvedimenti di incentivazione delle rinnovabili elettriche, per quanto riguarda il **D.M. 4 luglio 2019**, nel corso del 2021 si sono svolte le restanti quattro delle sette **procedure competitive di registro e asta** previste. Le **richieste** totali pervenute sono state **3.255**, per complessivi **3.623 MW**. Di queste, **2.581 domande** sono risultate **ammesse in posizione utile** nelle relative graduatorie, per una potenza totale di **3.053 MW**. Al 31/12/2021 sono in esercizio 312 MW incentivati con il DM 4/7/2019, di cui 238 MW da fonte eolica.

DM 23/6/2016

1.193 MW

incentivati con il D.M.
23 luglio 2016

Al 31/12/2021 risultano **in esercizio 3.068 impianti per 1.193 MW** incentivati con il **D.M. 23 giugno 2016**: per la maggior parte si tratta di eolici (74%), seguiti da idroelettrici (13%) e impianti a bioenergie (11%). L'**energia incentivata** nel 2021 risulta essere pari a **3.441 GWh**, per un **costo di 188 mln€**. Il D.M. 23 giugno 2016 ha dispiegato gran parte dei suoi effetti ma vi sono ancora progetti di impianti in posizione utile nelle aste e nei registri che **devono entrare in esercizio**, per un ammontare di **155 MW**, per lo più a biogas.

DM 6/7/2012

1.834 MW

incentivati con il D.M.
6 luglio 2012

A fine 2021, gli **impianti in esercizio** ai sensi del **D.M. 6 luglio 2012** sono **2.798**, pari a **1.834 MW**; si tratta anche in questo caso in buona parte di eolici (1.644 impianti per 1.331 MW), seguiti dagli idroelettrici ad acqua fluente (621 per 214 MW). L'**energia incentivata** nel 2021 è risultata pari a quasi **5,6 TWh** (rispetto ai 5,2 TWh dell'anno precedente) per un **costo** di circa **392 mln€**.

■ Ex Certificati Verdi

12.271MW

potenza incentivata con ex CV

A partire dal 2016, i Certificati Verdi sono stati convertiti in una nuova forma di **incentivazione economica amministrata**; nel 2021 ne hanno beneficiato **1.005 impianti per 12.271 MW**. A fronte di un'energia netta incentivata di **24,2 TWh** (per quasi metà eolica), sono stati erogati dal GSE circa **3,1 mld€**, circa 460 mln€ in più dell'anno precedente, essendo l'incentivo 2021 correlato al prezzo dell'energia del 2020.

■ Tariffe Onnicomprensive

1.650MW

potenza incentivata mediante TO

Gli impianti che nel 2021 hanno avuto accesso alle **Tariffe Onnicomprensive** sono **2.816 (1.650 MW)**: a fronte di circa **8,5 TWh di energia** (il 65% da biogas) sono stati erogati circa **2,3 mld€**, in lieve calo rispetto al 2020.

■ CIP6/92

Nel 2021 si è conclusa l'incentivazione del **CIP6/92** con un **costo di 82 mln€** relativi al ritiro di **0,7 TWh di energia** dall'ultimo impianto a fonti assimilate.

■ Contatore FER-E

Al 31 dicembre 2021, il **costo indicativo medio annuo** degli incentivi riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dal Conto Energia (monitorato tramite il **contatore FER-E** disponibile sul sito web del GSE, che tiene conto dell'evoluzione attesa del prezzo dell'energia, degli impianti in scadenza di incentivazione e di quelli che entreranno in esercizio), si è attestato intorno a **1,4 mld€**, rispetto al **tetto dei 5,8 mld€** stabilito dalla normativa.

■ Conto Energia fotovoltaico

17.597MW

potenza incentivata mediante CE

Per quanto riguarda il **fotovoltaico**, nel corso del 2021 è stata gestita l'erogazione degli incentivi ai **548.942 impianti (17.597 MW)** ammessi ai diversi **Conti Energia**: l'incentivazione dei **20,3 TWh di energia** (- 0,5 TWh rispetto al 2020) ha comportato un costo di **6,0 mld€**, poco meno del 2020.

■ Ritiro Dedicato

8.378MW

potenza supportata mediante RID

Nel 2021 hanno beneficiato del regime di **Ritiro Dedicato 69.733 impianti**, con un incremento di oltre 20.000 unità rispetto al 2020, in particolare da fonte solare. A fronte di una **potenza di 8.378 MW**, di cui il 95% fotovoltaici e il 3% idroelettrici, l'**energia ritirata** è stata di circa **8,7 TWh** (0,5 TWh in meno rispetto al 2020), per un controvalore di **973 mln€**.

■ Scambio Sul Posto

7.036MW

potenza supportata mediante SSP

Nel 2021 il GSE ha gestito **819.822 convenzioni** per lo **Scambio sul Posto (7.036 MW**, quasi tutti fotovoltaici), cui sono corrisposti **2,9 TWh di energia scambiata** e una valorizzazione complessiva di **602 mln€**. Rispetto all'anno precedente, il numero delle convenzioni gestite è **aumentato di quasi 55.000 unità**, per un totale di circa **541 MW**.

■ DM isole minori

In merito all'incentivazione ai sensi del **D.M. 14 febbraio 2017 "Isole Minori"**, al 31 dicembre 2021 risultano **in esercizio 40 impianti**, tutti fotovoltaici, per un totale di **593 kW**.

■ Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e sistemi di accumulo

A fine 2021 le **qualifiche riconosciute ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo** sono oltre **23.500**, di cui **90** rilasciate nel 2021. Sempre a fine 2021 ammontano a **7.067** le **comunicazioni** pervenute a seguito dell'installazione di **sistemi di accumulo** di energia su impianti fotovoltaici (**540** nel solo 2021), con netta prevalenza della tecnologia al litio.

■ Autoconsumo e Comunità Energetiche

Al 31 dicembre 2021 sono state presentate o completate (nel caso di precedente invio di una richiesta preliminare) 14 richieste di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa, di cui 11 richieste per configurazioni di **Gruppi di autoconsumatori** e 3 richieste per configurazioni di **Comunità di energia rinnovabile**, per una potenza totale degli impianti presenti in tali configurazioni di circa 0,2 MW.

■ MPE, Fuel Mix, GO

Oltre alla gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia, il GSE è attivo anche nello svolgimento di altri servizi nel settore elettrico, quali ad esempio il calcolo della **Mancata Produzione Eolica (391 GWh** nel 2021), la determinazione del mix energetico delle imprese di vendita (**Fuel Mix Disclosure**), il rilascio delle **Garanzie di Origine** da fonti rinnovabili e da Cogenerazione ad Alto Rendimento (nel 2021 sono state **emesse** oltre **63 milioni di GO**).

■ Gestione dei contratti

Il GSE supporta gli **interventi di modifica sugli impianti incentivati** ai fini di preservarne e ottimizzarne la produzione. A fine 2021 risultano pervenute **95.220** comunicazioni inerenti gli impianti **fotovoltaici** in Conto Energia, di cui **14.370** nel corso del 2021 principalmente relative alla sostituzione di inverter e moduli. Per quanto riguarda gli altri impianti, sono state ricevute **4.483 istanze**, di cui **468** nel 2021, con prevalenza di **biogas** ed **eolico**, inerenti sostituzione dei principali componenti di generazione e modifica delle configurazioni di impianto (compresi gli interventi di revamping/re-powering/reblading). Naturalmente la gestione delle convenzioni riguarda molti aspetti oltre a quello delle modifiche impiantistiche, ad esempio, la gestione delle **misure** e dei **cambi di titolarità**: nel corso del 2021 sono stati acquisiti **27,4 milioni** di misure mensili di energia elettrica e sono state valutate **11.034** richieste di variazione di titolarità (+5% rispetto al 2020).



SETTORE TERMICO ED EFFICIENZA

■ Conto Termico

100.074

domande pervenute

496mln€

incentivi richiesti

Per quanto riguarda la promozione delle rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica mediante il **Conto Termico**, nel 2021 sono pervenute **100.074 domande**, corrispondenti a **496 mln€** di incentivi richiesti, di cui 329 mln€ in accesso diretto e 167 mln€ relativi a **interventi prenotati dalla Pubblica Amministrazione**. Nell'ambito dei contratti attivi nel 2021 in accesso diretto, prevalgono gli interventi relativi ai generatori a **biomassa** (63% del totale, 134 mln€ riconosciuti) seguiti dal **solare termico** (47 mln€) e dalle pompe di calore (42 mln€). Le **prenotazioni** si riferiscono principalmente a interventi sugli **involucri** edilizi, le chiusure trasparenti, i sistemi di illuminazione, gli edifici **NZEB**; a questi ultimi corrisponde la maggiore quota di incentivi prenotati (120 mln€, 78% del totale).

■ Certificati Bianchi

1.794

richieste di Certificati Bianchi

In riferimento al meccanismo dei **Certificati Bianchi**, nel 2021 sono giunte **1.794 richieste**: 947 relative al D.M. 28 dicembre 2012 (-439 rispetto al 2020) e 845 relative al D.M. 11 gennaio 2017 (+216 rispetto al 2020). Nel 2021 il GSE ha riconosciuto circa **1,12 milioni di Titoli di Efficienza Energetica (-35% rispetto al 2020)**, corrispondenti a un **risparmio di energia primaria di 0,40 Mtep**.

■ CAR

2.213

richieste per la Cogenerazione ad Alto Rendimento

In merito alla promozione della cogenerazione, nel corso del 2021, per 2.204 unità di produzione sono pervenute **2.213 richieste** per il riconoscimento della **Cogenerazione ad Alto Rendimento**, per lo più in linea con l'anno precedente. La maggior parte delle richieste sono state presentate funzionalmente all'accesso al regime dei **Certificati Bianchi** o per il solo riconoscimento CAR. Relativamente alla produzione dell'anno 2020, il GSE ha riconosciuto **1,39 milioni di TEE CAR**.

■ Ristoro componenti RE/REt

La **Delibera 96/2020/R/eel** ha previsto che i produttori termoelettrici da gas naturale presentino al GSE istanza di accesso a un meccanismo di **ristoro degli oneri sostenuti con il pagamento delle componenti tariffarie gas RE/REt** (relative ai TEE) sulle forniture di gas naturale.

Nel 2021, sono state presentate 269 richieste di qualifica relative, quindi, a un eguale numero di impianti. La maggior parte delle richieste è stata presentata per impianti termoelettrici cogenerativi. Per tale tipologia di impianti (tipologia b), sono state presentate 226 richieste. Gli impianti termoelettrici "puri" (tipologia a) sono stati 42.

■ PREPAC

Nel 2021 il GSE ha continuato a fornire supporto tecnico alla Cabina di regia per l'efficienza energetica ai fini dell'accesso al **Programma di riqualificazione energetica della Pubblica Amministrazione centrale (PREPAC)**. La call 2021 ha promosso la presentazione di **51 proposte progettuali** (25 delle quali valutate dal GSE) per quasi **70 mln€**.



SETTORE TRASPORTI

■ Biocarburanti e biometano

A partire dal 2013 il GSE gestisce operativamente, a supporto del Ministero della Transizione Ecologica, il sistema dell'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti per i fornitori di benzina e gasolio. Nel 2021, con riferimento ai **biocarburanti immessi in consumo nel 2020**, sono stati rilasciati oltre **2,15 milioni di Certificati di Immissione in Consumo**. Inoltre, al 31 dicembre 2021 sono **51 gli impianti di biometano** e altri biocarburanti avanzati qualificati, di cui 26 in esercizio. Con riferimento al **biometano avanzato**, nel 2021 la produzione è stata circa **175 milioni di Sm³**, corrispondente a circa 272.000 CIC, per un importo di circa 103 milioni di euro. Inoltre, il processo concorrenziale di selezione degli shipper ha consentito un netto incremento della valorizzazione economica del biometano avanzato ritirato dal GSE.

2,15mln

Certificati di Immissione in Consumo rilasciati

■ Mobilità elettrica

885

richieste per l'agevolazione tariffaria prevista dalla Delibera 541/2020

Il GSE è impegnato anche sul fronte della **mobilità elettrica**. Il 3 maggio 2021, con la messa a disposizione del portale informatico attraverso il quale i clienti possono richiedere l'agevolazione tariffaria prevista dalla **Delibera 541/2020**, il GSE ha avviato l'attività operativa di gestione delle richieste, che hanno raggiunto quota 885 al 31 dicembre 2021. Il GSE, d'intesa con ARERA, ha inoltre realizzato un censimento delle infrastrutture di ricarica idonee alla sperimentazione arrivando a contarne oltre 300 e individuando oltre 30 aziende operanti nel mercato italiano.



SETTORE EMISSIONI

ETS

47mln

quote di emissione
collocate dal GSE

2,6mld€

ricavo

Nell'ambito del sistema europeo dell'**Emissions Trading**, il GSE, in qualità di **Auctioneer** per l'Italia, ha collocato sulla piattaforma d'asta comune **47 milioni di quote di emissione 2021**, con un ricavo totale destinato al bilancio dello Stato di **2,6 mld€**, più che raddoppiato rispetto al 2020 (+**116%**), al quale ha contribuito il prezzo medio delle quote di emissione EUA, intorno a **52,6 €/tCO₂**. Con riferimento all'attività svolta nell'ambito della Segreteria Tecnica del Comitato ETS, è emerso che nell'anno 2020 gli impianti piccoli emettitori hanno emesso circa 955 mila tCO₂eq, circa il 43% in meno rispetto alle circa 1,7 mln tCO₂eq di emissioni consentite per l'anno.



ATTIVITÀ TRASVERSALI

Verifiche

Il GSE è impegnato nell'**attività di controllo**, sia documentale sia mediante sopralluoghi, al fine di verificare la sussistenza dei requisiti previsti dalla normativa per poter beneficiare dei diversi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Nel corso del 2021 sono stati **avviati 4.701 procedimenti di verifica**, di cui 3.575 mediante verifiche documentali e 1.126 con sopralluogo, che, nel caso di impianti di generazione, hanno interessato circa **960 MW di capacità**.

Customer care

371.000

contatti ricevuti

Nel 2021 il **Contact Center** del GSE ha ricevuto oltre **371 mila contatti**, con richieste di informazione su vari ambiti. Nel 2021 risultano effettuate circa 60 progetti di informazione. Le comunicazioni outbound hanno riguardato diversi argomenti tra cui: gli avvisi di pagamento, le informazioni sugli acconti e i conguagli, l'emissione delle fatture. Sono state inoltre effettuate campagne mirate allo scopo di supportare gli utenti nella finalizzazione della richiesta per il servizio di ricarica veicoli elettrici e sull'utilizzo di dello SPID. Si è poi consolidata l'attività di analisi sulla qualità del servizio offerto all'utenza e l'implementazione di azioni volte al suo miglioramento.

■ Promozione e assistenza

4.000

enti pubblici supportati

4.800

tecnici della PA formati

Le **attività di promozione e assistenza** sono state rafforzate e declinate in maniera mirata per supportare al meglio i **cittadini**, le **imprese** e la **PA**. È proseguito lo sviluppo del servizio rivolto agli **enti pubblici** per sostenerli e orientarli nella **riqualificazione energetica del proprio patrimonio** e nell'efficientamento dei consumi energetici, facendo leva sul migliore utilizzo dei meccanismi di incentivazione esistenti; con tali finalità sono stati supportati in questi anni oltre **4.000 enti pubblici e formati** oltre **4.800 tecnici della PA**.

È stato altresì sviluppato il processo di ascolto e dialogo delle **imprese**, anche per il tramite della collaborazione con le associazioni di categoria, attraverso tavoli di lavoro, incontri, percorsi dedicati, gestendo circa **1.700 richieste** di supporto specialistico.

■ Strumenti digitali

100.000

accessi al Portale
autoconsumo fotovoltaico

Il GSE è costantemente impegnato a promuovere - in molti modi diversi, con tutte le sue attività - azioni sostenibili. Dopo oltre 100.000 accessi e 90.000 simulazioni, il **Portale autoconsumo fotovoltaico** del GSE si è arricchito di nuove funzionalità, estendendo anche a tutti coloro che vogliono creare comunità energetiche e gruppi di autoconsumo la possibilità di fare simulazioni tecnico-economiche sulla convenienza di realizzare un impianto fotovoltaico finalizzato alla condivisione di energia. Il GSE ha inoltre messo a disposizione degli operatori servizi digitali finalizzati al **monitoraggio delle performance degli impianti** e all'individuazione di interventi utili al mantenimento in efficienza dei propri asset.

■ Innovazione

L'**innovazione** è naturalmente per il GSE una delle priorità, che determinano un impegno nel rinnovare i propri processi e servizi. Nell'ambito delle collaborazioni rivolte alla trasformazione digitale, è stata consolidata e ampliata la collaborazione relativa alla sperimentazione della piattaforma nazionale basata su tecnologia **blockchain** (Italian Blockchain Service Infrastructure – IBSI) funzionale al processo di digitalizzazione della PA e del sistema paese. In particolare, il tavolo di lavoro ha visto ampliare la partecipazione dei soggetti istituzionali coinvolti con la partecipazione di operatori quali ATAC, Politecnico di Milano, Regione Veneto, Poligrafico dello Stato e Automobile Club d'Italia.

■ Statistiche

Nel 2021 è proseguita la **produzione statistica** ufficiale del GSE su vari temi: monitoraggio del **target nazionale** e dei **target regionali** sulle energie rinnovabili (burden sharing), monitoraggio della diffusione degli impianti sul territorio anche attraverso il sistema informativo geografico **Atlaimpianti**, rinnovabili termiche, energia nei **trasporti**, **teleriscaldamento**, green jobs. Il GSE è altresì attivamente impegnato nel monitoraggio degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs)** insieme a ISTAT.

■ Studi e supporto tecnico istituzionale

scenari

Nel 2021 sono stati condotti **studi** e analisi in ottemperanza a previsione normative e a supporto delle istituzioni: **valutazioni tecnico-economiche sulle tecnologie** interessate dai fondi del PNRR (biometano, agri-voltaico, comunità energetiche, idrogeno, etc.), **analisi costi-benefici** e analisi di **impatto regolatorio** delle misure di promozione, scenari sugli oneri del settore elettrico e gas e sulla **spesa delle famiglie**, ricadute economiche e **occupazionali** delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, monitoraggio delle **procedure autorizzative** a livello regionale. Proficua è stata la collaborazione con il MiSE, il MiTE, il MIPAAF, il MI-BAC, le Regioni e RSE nell'ambito del gruppo di lavoro istituzionale sulle **aree idonee** nel cui contesto sono state condivise **analisi territoriali** e **scenari** di sviluppo delle rinnovabili a livello regionale, ponendo altresì le basi per un ampio lavoro di condivisione di dati e informazioni che troveranno compimento anche nella piattaforma di monitoraggio del PNIEC e nella piattaforma digitale per le aree idonee.

■ Rapporti istituzionali

dialogo

Il GSE, nel rispetto delle proprie funzioni aventi rilevanza pubblica e in ragione del suo ruolo di promotore della sostenibilità, cura il **dialogo con le istituzioni e gli stakeholder di settore**, e tali collaborazioni possono essere cristallizzate all'interno di specifiche cornici istituzionali, quali **Accordi, Protocolli d'Intesa e Convenzioni**. Nel 2021, in continuità con gli anni precedenti, sono state siglate importanti collaborazioni istituzionali, tra cui quella con il **Dipartimento per gli Affari Regionali e le Autonomie, della Presidenza del Consiglio dei Ministri**, ANCI, Guardia di Finanza, le Regioni Lombardia e Puglia, Provincia autonoma di Bolzano e il Commissario Straordinario del Governo per la ricostruzione del sisma 2016.

■ Attività internazionali

Il GSE è attivo in ambito **internazionale** in diversi modi: rappresenta l'Italia in vari **gruppi di lavoro a livello europeo e internazionale** sulle politiche e le tecnologie in materia di energia e clima (gruppi e progetti con la **Commissione europea** e altri **Stati membri, Eurostat, IEA, IRENA**), supporta le istituzioni nei **negoziati internazionali**, partecipa a **progetti finanziati** anche in partnership con altri enti nazionali o internazionali: ad esempio, nel 2021 è stato avviato il progetto GREENROAD "Growing Energy Efficiency Through National Roundtables Addresses" e i progetti di Twinning con le autorità palestinesi e georgiane per l'energia.

■ Scuole

2.230

studenti formati nell'ambito
di "GSE incontra le Scuole"

Consapevoli che per raggiungere gli obiettivi di sviluppo sostenibile è necessaria un'azione in primis culturale, e che il futuro è in mano alle nuove generazioni, il GSE ha continuato a dedicare attenzione al tema delle **scuole**. Il format didattico "**GSE incontra le Scuole**", rivolto a scuole primarie e secondarie, è stato inserito nell'offerta formativa per l'anno 2020-2021 promossa dal MIUR in tema di educazione ambientale alla sostenibilità, al patrimonio culturale e alla cittadinanza globale; in tale ambito, nel corso del 2021, sono stati **formati 2.230 studenti**.

■ Comunicazione, informazione, protezione dati

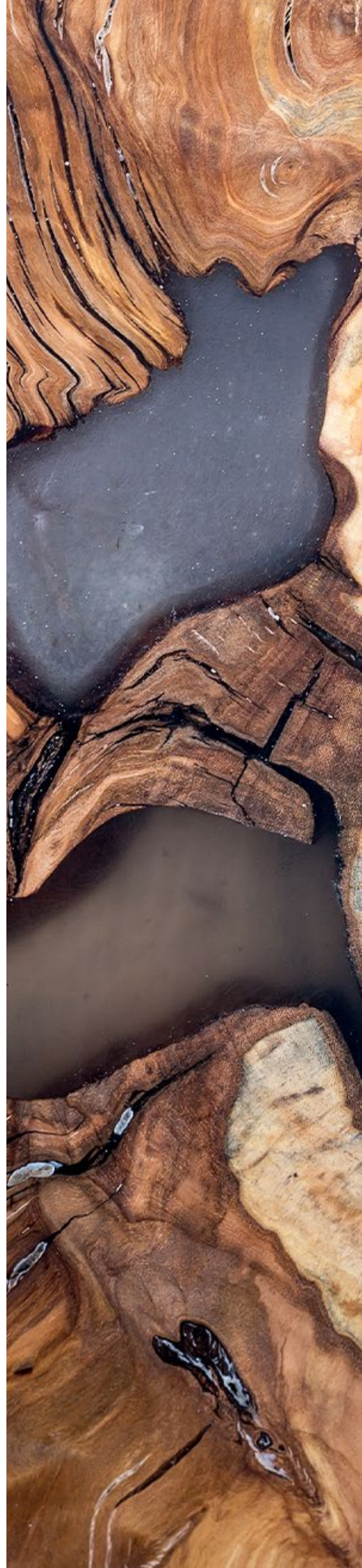
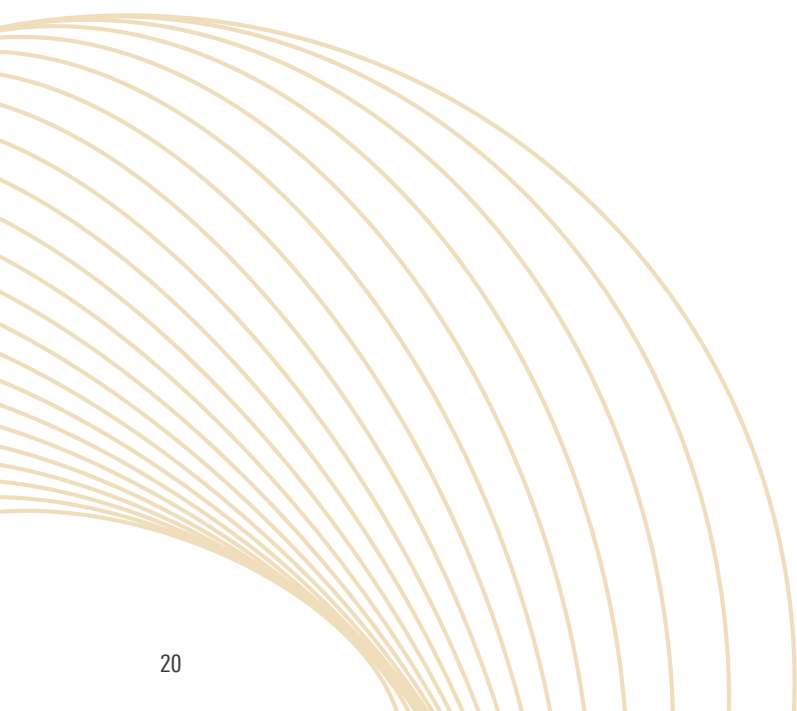
Su tutti i temi il GSE – sempre più attraverso strumenti **digitali** quali il sito web e i canali social – cura una costante **attività di comunicazione, informazione, formazione**, condivisione di informazioni, all'insegna della collaborazione e della trasparenza, sempre nel **rigoroso rispetto dei dati personali dei propri interlocutori**.

Nel 2021 è nato **Element+** il blog del GSE sulla sostenibilità, creato nel solco della storica rivista Elementi che, nei suoi 20 anni di vita ha ospitato i protagonisti del mondo dell'energia, dell'ambiente e dell'economia. Dal 2021 il GSE è anche su Spotify con il podcast Colloqui Sostenibili, prodotto editoriale legato al blog Element+.

IL CONTESTO ENERGETICO

1

IL CONTESTO
INTERNAZIONALE
E NAZIONALE





22,1%

quota dei consumi finali lordi di energia (CFL) coperta da fonti rinnovabili (FER) nel 2020 nell'Unione europea

32%

obiettivo della quota FER dei CFL nell'UE al 2030 secondo il pacchetto **"Clean energy for all europeans"** varato nel 2019

40%

obiettivo della quota FER dei CFL nell'UE al 2030 secondo il pacchetto **"Fit for 55"** presentato nel 2021

45%

obiettivo della quota FER dei CFL nell'UE al 2030 secondo il piano **"Repower EU"** presentato nel 2022

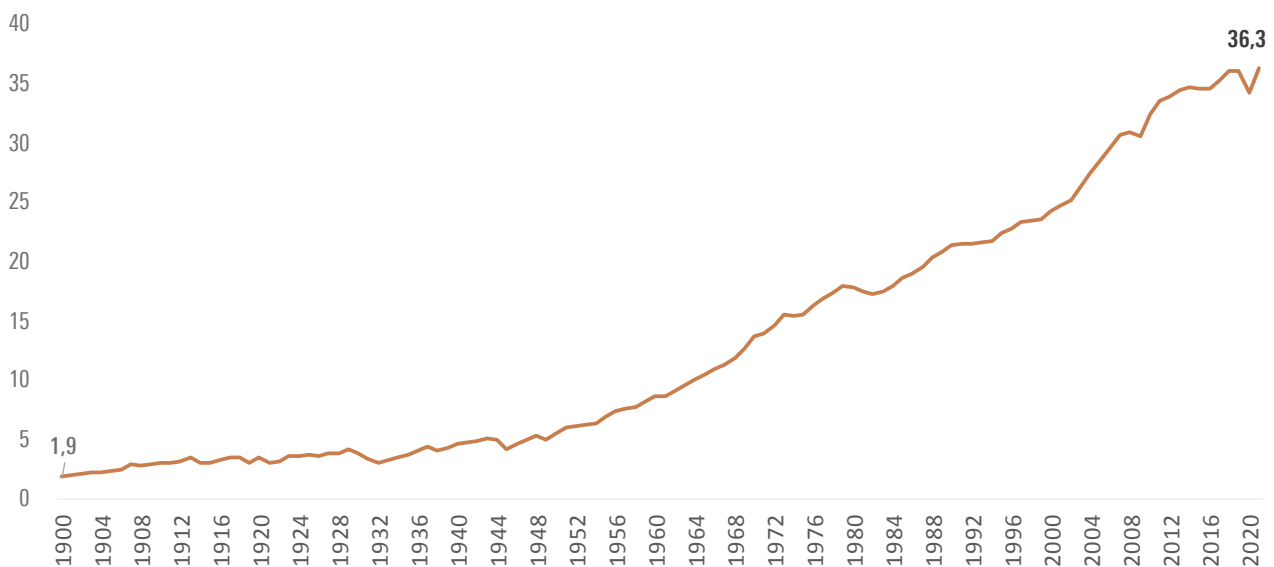
IL CONTESTO INTERNAZIONALE E NAZIONALE

1.1

IL CONTESTO INTERNAZIONALE IN MATERIA DI ENERGIA E CLIMA NEL 2021

Come evidenziato dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) nella pubblicazione "Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021", le emissioni globali di CO₂ derivanti dalla combustione a scopi di produzione di energia e dai processi industriali sono rimbalsate nel 2021 per raggiungere il livello più alto mai raggiunto. Un aumento del 6% rispetto al 2020 ha spinto le emissioni a 36,3 gigatonnellate (Gt).

■ **Figura 1** emissioni di CO₂ a livello globale legate al settore energia e ai processi industriali [Gigaton CO₂]



Fonte: IEA Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021

La pandemia da Covid-19 ha avuto un impatto di vasta portata sulla domanda di energia nel 2020, riducendo le emissioni globali di CO₂ del 5,2%. Tuttavia, da allora il mondo ha vissuto una ripresa economica estremamente rapida, guidata da stimoli fiscali e monetari senza precedenti. La ripresa della domanda di energia nel 2021 è stata caratterizzata, da una parte dal rimbalzo della generazione da carbone e, dall'altra, da una produzione di energia rinnovabile che ha registrato la più grande crescita annuale di sempre.

Le emissioni sono aumentate di quasi 2,1 Gt rispetto ai livelli del 2020. Il 2021, quindi, supera il 2010, facendo rilevare il più grande aumento anno su anno delle emissioni di CO₂ legate all'energia in termini assoluti. Il rimbalzo nel 2021 ha più che invertito il calo delle emissioni di 1,9 Gt indotto dalla

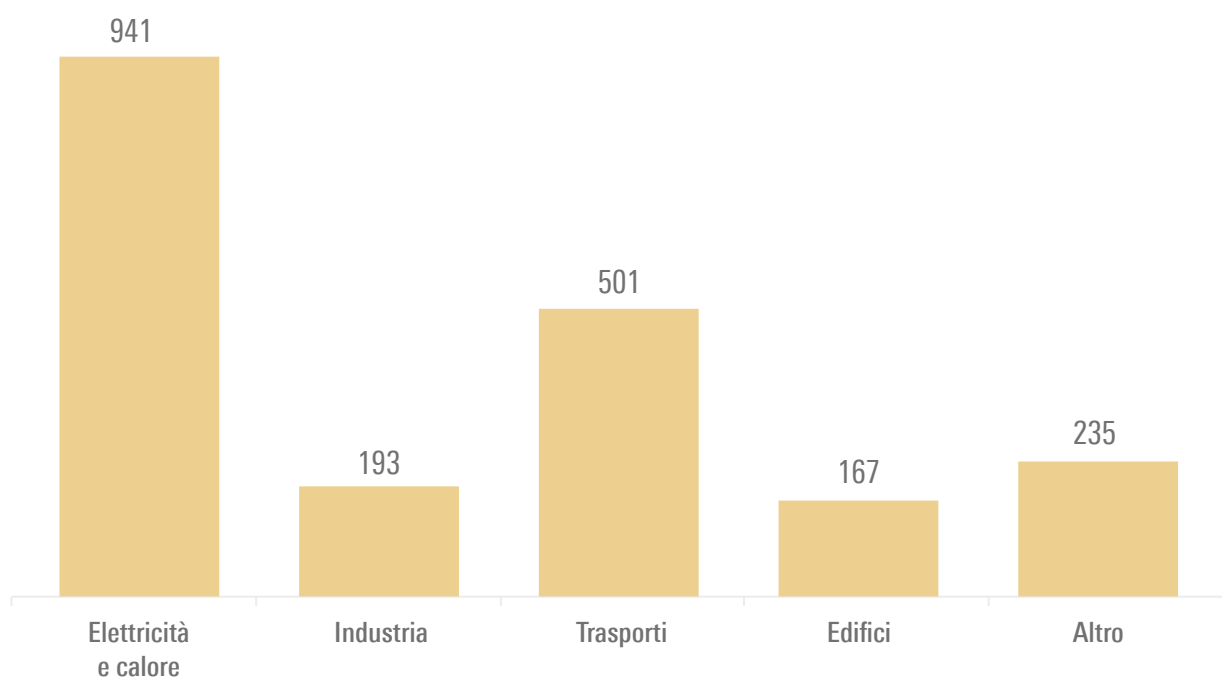
pandemia nel 2020. Le emissioni di CO₂ nel 2021 sono salite di circa 180 megatonnellate (Mt) al di sopra del livello pre-pandemia del 2019.

L'aumento delle emissioni di CO₂ nel 2021 è in linea con la ripresa della produzione economica globale pari al 5,9%. Questo rappresenta il più forte accoppiamento tra le emissioni di CO₂ e la crescita del prodotto interno lordo (PIL) da quando, nel 2010, le emissioni globali sono rimbalzate del 6,1% e la produzione economica è cresciuta del 5,1% in seguito alla fine della crisi finanziaria globale.

L'aumento più consistente delle emissioni di CO₂ per settore nel 2021, con una crescita di oltre 900 Mt, si è verificato nella produzione di elettricità e calore (oltre il 46% dell'aumento globale delle emissioni), poiché l'uso dei combustibili fossili è aumentato per aiutare a soddisfare la crescita della domanda di energia elettrica. La Cina ha rappresentato quasi tutto l'aumento globale delle emissioni del settore elettrico e termico tra il 2019 e il 2021.

Il carbone ha rappresentato oltre il 40% della crescita complessiva delle emissioni globali di CO₂ nel 2021, raggiungendo il massimo storico di 15,3 Gt. Anche le emissioni di CO₂ da gas naturale si sono attestate ben al di sopra dei livelli del 2019 a 7,5 Gt. Con 10,7 Gt, invece, le emissioni di petrolio sono rimaste significativamente al di sotto dei livelli pre-pandemia (-8% rispetto al 2019) a causa della limitata ripresa del settore dei trasporti a livello globale nel 2021.

■ **Figura 2** variazione annuale delle emissioni di CO₂ per settore a livello globale, 2021 vs 2020



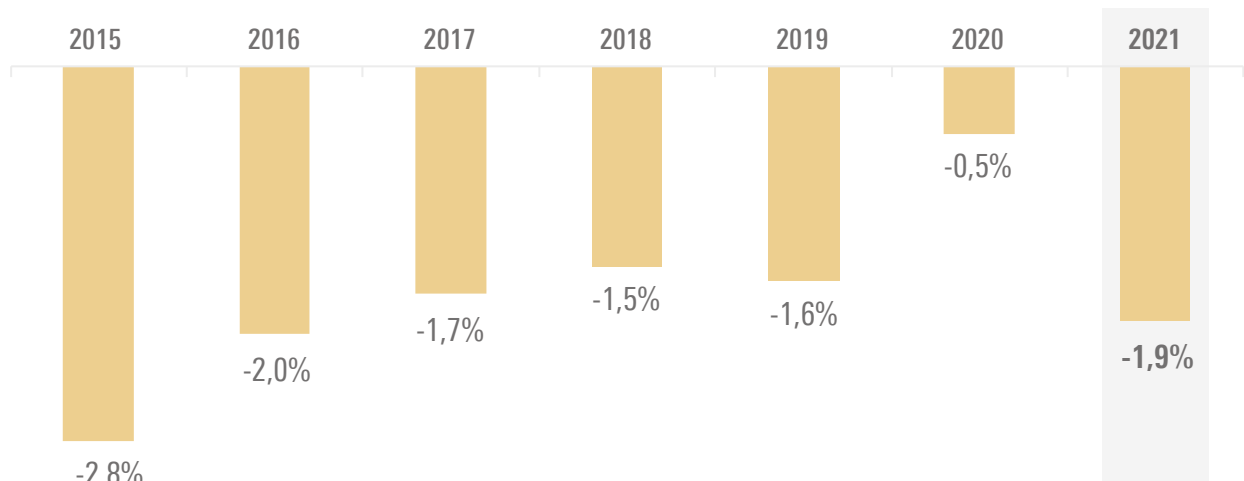
Fonte: IEA Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021

Nel 2021 le fonti di energia rinnovabile e l'energia nucleare hanno fornito un contributo alla produzione mondiale di elettricità maggiore del carbone, nonostante la forte crescita nell'utilizzo di quest'ultimo. La produzione di energia eolica e solare fotovoltaica è aumentata rispettivamente di 270 TWh e 170 TWh, mentre la produzione idroelettrica è diminuita di 15 TWh a causa degli effetti della siccità, in particolare negli Stati Uniti e in Brasile. La produzione di energia nucleare è stata ampliata di 100 TWh.

Secondo le stime IEA, senza aumentare la produzione da fonti rinnovabili e da nucleare, l'aumento delle emissioni globali di CO₂ nel 2021 sarebbe stato superiore di almeno 220 Mt.

Dal 2015, i miglioramenti dell'efficienza energetica a livello globale, misurati dall'intensità energetica del PIL (rapporto tra consumi energetici e PIL), sono in calo. Come si può notare dal grafico successivo, la pandemia da Covid-19 ha aggravato questo trend, con una diminuzione soltanto dello 0,5% nel 2020 rispetto al 2019. Nel 2021, tuttavia, le stime effettuate da IEA indicano che l'andamento dovrebbe allinearsi a quello degli anni precedenti la pandemia, con un decremento dell'1,9% rispetto al 2020. A fronte di ciò, nei prossimi anni, il tasso di miglioramento dovrà raddoppiare, rispetto agli attuali livelli, per raggiungere l'azzeramento delle emissioni nette al 2050, come delineato negli scenari IEA.

■ **Figura 3** variazione media annuale dell'intensità energetica a livello globale



Fonte: IEA Energy Efficiency 2021

1.2

IL CONTESTO EUROPEO NEL 2021

1.2.1 IL GRADO DI RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI AL 2020

La quota di fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia nell'UE ha raggiunto nel 2020 il 22%, superando di 2 punti percentuali l'obiettivo per il 2020 (stabilito dalla direttiva UE 2009/28/CE, successivamente abrogata dalla c.d. RED II, direttiva UE 2018/2001).

Figura 4 energie rinnovabili in Europa al 2020



Fonte: Eurostat

Nel precedente grafico è illustrato il tasso di diffusione delle rinnovabili nei 27 Stati membri, e in Norvegia e Islanda, che fanno parte dello Spazio economico europeo. La Svezia registra la percentuale più alta (60%), seguita da Finlandia e Lettonia. Le percentuali più basse interessano Malta (11%), Lussemburgo (12%) e Belgio (13%). L'Italia figura nel numero di Stati membri che hanno superato il target assegnato per il 2020 con una percentuale del 20,4% contro un obiettivo assegnato del 17% (cfr. allegato 1 della direttiva UE 2018/2001). Il grafico riporta in giallo gli Stati membri che hanno superato l'obiettivo 2020, in blu quelli che lo hanno raggiunto (Slovenia, Paesi Bassi e Belgio) e in viola la Francia, unico Stato membro che non ha raggiunto l'obiettivo 2020. Eurostat evidenzia inoltre che la quota di energia rinnovabile è più che raddoppiata nei paesi dell'Unione tra il 2004 (9,6%) e il 2020 (22,1%).

La crescita dell'elettricità generata da fonti energetiche rinnovabili nel periodo dal 2009 al 2019 è per la maggior parte dovuta secondo Eurostat all'espansione dell'energia eolica, solare e dei biocarburanti solidi (compresi i rifiuti rinnovabili). L'energia eolica e idroelettrica rappresentavano oltre i due terzi dell'elettricità totale prodotta da fonti rinnovabili (rispettivamente il 36% e il 33%). Il restante terzo dell'elettricità generata proveniva dall'energia solare (14%), dai biocombustibili solidi (8%) e da altre fonti rinnovabili (8%). L'energia solare è la fonte in più rapida crescita: nel 2008 rappresentava l'1% ed è passata da 7,4 TWh nel 2008 a 144,2 TWh nel 2020.

Nel settore del riscaldamento e raffreddamento le fonti rinnovabili hanno complessivamente rappresentato a livello europeo nel 2020 il 23,1% del consumo totale di energia, con un aumento di quasi il doppio rispetto all'11,7% del 2004.

Nel dicembre 2019 la Commissione europea ha presentato il Green Deal europeo, la strategia per una nuova crescita sostenibile dell'Ue finalizzata a rendere l'Europa il primo continente climaticamente neutro entro il 2050, allineando l'Unione a quanto stabilito negli Accordi di Parigi sul clima del 2015. In tale prospettiva, il Consiglio europeo del 10-11 dicembre 2020 ha fissato un obiettivo intermedio Ue vincolante di riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

La quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti nel 2020 si è attestata al 10,2%, raggiungendo l'obiettivo di settore (fissato per il 2020 al 10%), e che nel 2004 era dell'1,6%. Tra gli Stati membri, la quota di energia rinnovabile nei trasporti varia dalla percentuale più alta del 31,9% in Svezia, seguita dal 13,4% in Finlandia e dal 12,6% nei Paesi Bassi, alle percentuali più basse registrate in Grecia (5,3%), Lituania (5,5%), Polonia e Croazia (entrambi 6,6%). Anche la Norvegia, che fa parte dello Spazio economico europeo, ha registrato un'elevata quota di energia rinnovabile nel consumo di carburante per i trasporti (28,7%).

Secondo dati Eurostat le fonti di energia rinnovabile hanno fornito il 37% del consumo lordo di elettricità nell'Unione europea nel 2020, rispetto al 34% del 2019. Eurostat sottolinea la crescita significativa dell'energia solare, passata dall'1% nel 2008 al 14% nel 2020. È maggiore la produzione di energia eolica (36% nel 2020) e dell'energia idraulica (33%). Il resto dell'elettricità consumata nel 2020 proveniva da biocombustibili solidi (8%) e altre fonti rinnovabili (8%).

1.2.2 IL PACCHETTO “FIT FOR 55%”

Al fine di raggiungere il traguardo di riduzione del 55%, reso vincolante anche dalla "Legge europea sul clima" adottata nel giugno 2021 dal Parlamento europeo e dal Consiglio, il 14 luglio 2021 la Commissione europea ha presentato una serie di proposte, il cd. pacchetto “Pronti per il 55%” (Fit for 55%) in cui si rivede e si aggiorna la normativa dell'Ue prevista dal Quadro 2030 delle politiche in materia di clima ed energia adottate nel 2018, per garantire che essa sia in linea con gli obiettivi climatici concordati. L'importanza di questo pacchetto, quale strumento per il mantenimento degli impegni presi con l'Accordo di Parigi, è stata ribadita anche nelle conclusioni con cui il 6 ottobre 2021 il Consiglio dei ministri dell'ambiente dell'UE ha definito la posizione negoziale dell'UE alla COP26.

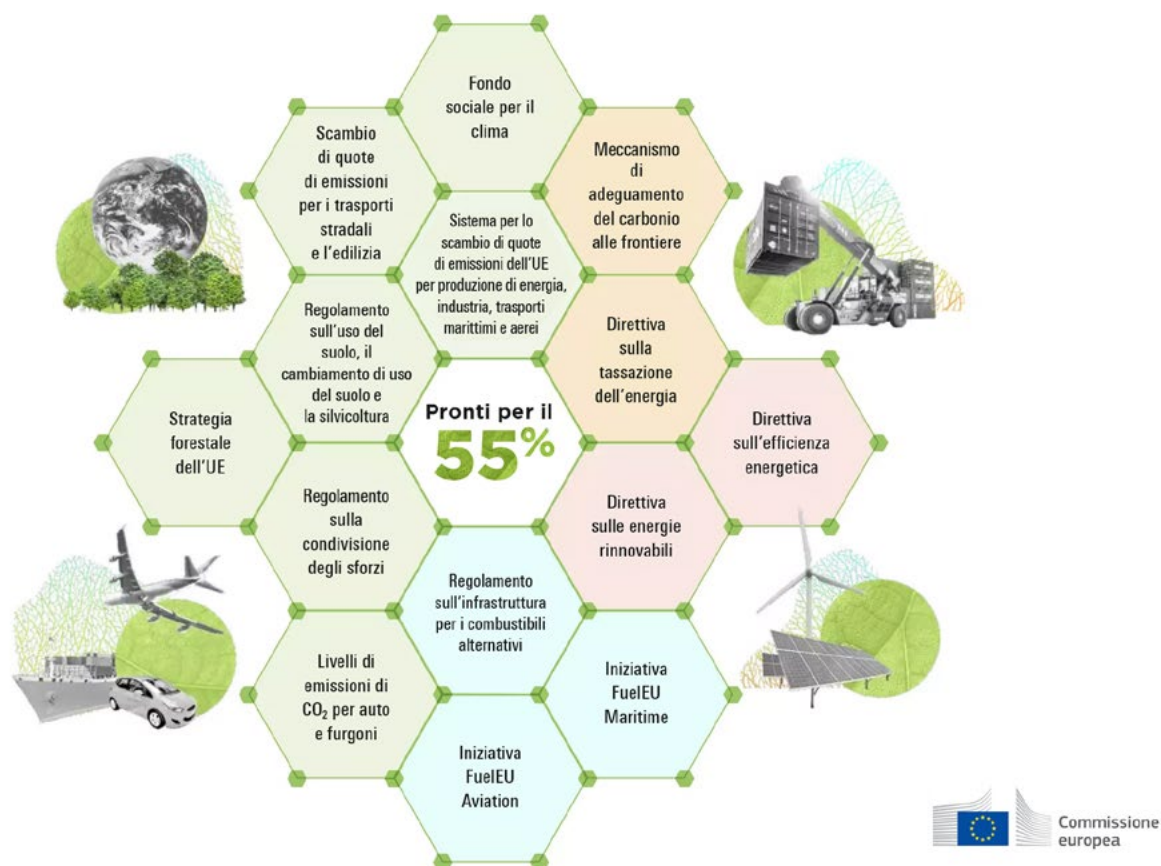
Oltre alla Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni "Pronti per il 55 %": realizzare l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030 lungo il cammino verso la neutralità climatica, COM(2021) 550 final”, il pacchetto “Fit for 55%” comprende:

- la proposta di revisione del regolamento relativo all'uso del suolo, ai cambiamenti di uso del suolo e alla silvicoltura (regolamento UE 2018/841, cd "LULUCF"), COM/2021/554 final;
- la proposta di revisione del regolamento sulla condivisione degli sforzi (regolamento UE 2018/842) che fissa obiettivi vincolanti per le emissioni di gas a effetto serra per gli Stati membri per i settori non ETS, COM/2021/555 final;
- la proposta di revisione della direttiva sullo scambio quote delle emissioni (direttiva 2003/87/CE, già modificata nel 2018) cd "direttiva ETS", COM/2021/551 final;
- la proposta di modifica della direttiva 2018/2001 sulla promozione delle energie rinnovabili, COM/2021/557 final;
- la proposta di rifusione della direttiva 2018/2002 in materia di efficienza energetica, COM/2021/558 final;
- la proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio recante modifica della direttiva 2003/87/CE e inerente il sistema di scambio delle quote di emissioni dell'UE per il settore del trasporto aereo, COM/2021/552 final;
- la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile (ReFuelEU Aviation - carburanti sostenibili per l'aviazione), COM/2021/561 final;
- la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo e che modifica la direttiva 2009/16/CE (FuelEU Maritime - Spazio marittimo europeo sostenibile), COM/2021/562 final;

- la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, COM/2021/559 final;
- la Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni relativa ad “un piano strategico di attuazione per delineare una serie di azioni supplementari a sostegno della rapida realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi”, COM/2021/560 final;
- la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica il regolamento (UE) 2019/631 per quanto riguarda il rafforzamento dei livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi, in linea con la maggiore ambizione dell'Unione in materia di clima, COM/2021/556 final;
- la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere COM/2021/564 final;
- la proposta di rifusione della direttiva del Consiglio che ristruttura il quadro dell'Unione per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità COM/2021/563 final;
- la proposta di decisione del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2003/87/CE per quanto riguarda la notifica agli operatori aerei stabiliti nell'Unione della compensazione nell'ambito di una misura mondiale basata sul mercato, COM/2021/567 final;
- la proposta di decisione del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la decisione (UE) 2015/1814 per quanto riguarda il quantitativo di quote da integrare nella riserva stabilizzatrice del mercato per il sistema dell'Unione per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra fino al 2030. COM/2021/571 final;
- la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il Fondo sociale per il clima, COM/2021/568 final;
- la Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni relativa alla nuova strategia dell'UE per le foreste per il 2030, COM/2021/572 final.

Di seguito si propone una sintesi dei principali provvedimenti del pacchetto FiT 55 in materia di clima e di energia.

Figura 5 vista di insieme target Fit for 55



LA REVISIONE DELLA DIRETTIVA 2018/2001 SULLA PROMOZIONE DELLE ENERGIE RINNOVABILI, COM/2021/557 FINAL;

La proposta della Commissione modifica la direttiva vigente sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili (UE 2018/2001, c.d. REDII), stabilendo che gli Stati membri provvedano collettivamente a far sì che la quota di energia da FER nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 raggiunga almeno il 40% (contro il 32% attualmente previsto). È prevista anche la modifica del regolamento c.d. governance (UE 2018/1999) per tener conto del nuovo target.

Tra i punti salienti che caratterizzano la nuova proposta della Commissione vi è l'introduzione di un obiettivo indicativo collettivo a livello dell'UE per la quota di rinnovabili negli edifici nel 2030, pari ad almeno il 49% del consumo di energia finale dell'Unione. Coerentemente con tale target, gli Stati membri dovrebbero:

- fissare un obiettivo nazionale indicativo al 2030 per la quota di energia rinnovabile (in percentuale sul consumo di energia finale nazionale) nel settore edile nazionale;
- stabilire livelli minimi d'uso di energia da fonti rinnovabili negli edifici, anche mediante soluzioni di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti;

- introdurre nella disciplina nazionale in materia edilizia e, dove esistenti, nei regimi di sostegno, misure volte ad aumentare la quota di energia elettrica e di riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili nel parco immobiliare, anche tramite misure volte a incrementare l'autoconsumo, le comunità di energia rinnovabile e lo stoccaggio dell'energia a livello locale in combinazione con l'efficientamento energetico);
- assegnare un ruolo esemplare agli edifici pubblici nazionali, regionali o locali;
- utilizzare tutti gli incentivi, gli strumenti e le misure disponibili nonché garantire un'informazione adeguata in merito alle alternative ad alta efficienza energetica basate sulle rinnovabili, sugli incentivi e sugli strumenti finanziari per favorire la sostituzione dei vecchi impianti.

La proposta della Commissione, inoltre, richiede agli Stati membri di impegnarsi a conseguire un aumento medio annuo di almeno l'1,1% fino al 2030 delle rinnovabili nel settore industriale. Gli Stati membri devono assicurare che:

- entro il 2030 il contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica costituisca il 50% dell'idrogeno usato nell'industria per scopi energetici e non energetici;
- i prodotti industriali ottenuti con energia da fonti energetiche rinnovabili o da combustibili rinnovabili di origine non biologica, o etichettati come tali, riportino la percentuale di energia da fonti rinnovabili o di combustibili rinnovabili di origine non biologica usati nelle fasi di acquisizione, prelaborazione delle materie prime, produzione e distribuzione.

La nuova proposta prevede che ogni Stato membro aumenti la quota di energia rinnovabile nei settori del riscaldamento e del raffrescamento di almeno l'1,1% come media annuale calcolata per i periodi 2021-2025 e 2026-2030, partendo dalla quota nazionale di consumo finale lordo di energia destinata a tali settori nel 2020. Agli Stati membri si richiede però di superare tale incremento minimo, aumentando entro il 2030 la quota di energia rinnovabile di una determinata percentuale indicata nell'allegato 1 bis alla proposta.

Gli Stati membri devono adoperarsi per incrementare la quota di energia rinnovabile e da calore o freddo di scarto nel teleriscaldamento e teleraffreddamento di almeno il 2,1% come media annua calcolata per i periodi 2021-2025 e 2026-2030, prendendo come riferimento la percentuale del 2020.

Nella proposta la Commissione si prefigge di aumentare la percentuale di energia rinnovabile in tutte le modalità di trasporto dell'UE. A tal fine ritiene più efficace introdurre un obiettivo di riduzione dell'intensità dei gas ad effetto serra ottenuta tramite il ricorso alle rinnovabili e non l'obbligo di assicurare una determinata percentuale del loro utilizzo. Pertanto il nuovo articolo 25:

- stabilisce un obiettivo vincolante di riduzione dell'intensità dei gas a effetto serra di almeno il 13% entro il 2030 tramite l'utilizzo nei trasporti di combustibili rinnovabili e di energia da fonti rinnovabili;
- aumenta il sotto-obiettivo relativo all'utilizzo dei biocarburanti avanzati portandolo da una quota di almeno 0,2% nel 2022, allo 0,5% nel 2025 e al 2,2% nel 2030;

- introduce un obiettivo del 2,6% per i combustibili rinnovabili di origine non biologica e promuove la mobilità elettrica tramite meccanismi incentivanti istituiti dagli Stati membri, in forma di crediti per gli operatori che forniscono energia elettrica rinnovabile ai veicoli elettrici attraverso stazioni di ricarica pubbliche e che potrebbero essere ceduti da questi ai fornitori di combustibili.

È inoltre prevista l'istituzione di una banca dati dell'UE dei combustibili rinnovabili liquidi e gassosi e dei carburanti derivanti da carbonio riciclato, che dovrebbe raccogliere informazioni su transazioni, sostenibilità, produzione di emissioni di gas ad effetto serra (nell'intero ciclo di vita, ovvero dalla produzione al consumo).

La proposta prevede l'obbligo per ogni Stato membro di concordare entro il 31 dicembre 2025 un progetto congiunto con uno o più altri paesi dell'Unione per la produzione di energia rinnovabile. Gli Stati membri confinanti con un bacino marittimo devono cooperare per definire congiuntamente la quantità di energia da fonti rinnovabili offshore che intendono produrre in tale spazio entro il 2050, prevedendo traguardi intermedi nel 2030 e nel 2040.

La proposta richiede che gli Stati membri promuovano l'adozione di accordi di compravendita di energia rinnovabile a lungo termine, rimuovendo gli ostacoli normativi e amministrativi e considerando l'adozione di misure per ridurre i rischi finanziari ad essi associati. Gli Stati membri sono inoltre obbligati a rilasciare sempre la garanzie di origine ai produttori, mentre la normativa vigente prevede la possibilità che queste non vengano rilasciate ai produttori che ricevono sostegno finanziario.

La proposta introduce nuove disposizioni sulla produzione di energia da biomassa affinché le misure degli Stati membri riducano al minimo, tra l'altro, le ripercussioni negative sulla biodiversità, a tal fine tenendo conto della gerarchia dei rifiuti (come stabilita dall'articolo 4 della direttiva 2008/98/CE), in base alla quale si applica il seguente ordine di priorità: a) prevenzione; b) preparazione per il riutilizzo; c) riciclaggio; d) recupero di altro tipo, per esempio il recupero di energia; e) smaltimento. Le misure degli Stati membri devono inoltre tenere conto delle modalità di applicazione del principio dell'uso a cascata, per il quale la biomassa legnosa dovrebbe essere utilizzata in base al suo massimo valore aggiunto economico e ambientale nel seguente ordine di priorità: 1) prodotti a base di legno, 2) prolungamento del loro ciclo di vita, 3) riutilizzo, 4) riciclaggio, 5) bioenergia e 6) smaltimento. È altresì introdotto l'obbligo per gli Stati membri di eliminare, a partire dal 31 dicembre 2026, eventuali regimi di sostegno alla produzione di energia elettrica da biomassa forestale, in impianti di sola energia elettrica, fatta eccezione per:

- impianti collocati in una regione compresa in un piano territoriale per la transizione giusta approvato dalla Commissione europea;
- impianti per la produzione di energia che attuano la cattura e lo stoccaggio della CO₂ da biomassa ed in cui non sono utilizzati combustibili fossili quali combustibili principali (cfr. vigente art. 29, par. 11, comma 2).

La soglia per l'applicazione dei criteri di sostenibilità, nel caso di combustibili solidi da biomassa, è ridotta a 5 MW in luogo dei 20 MW. Per gli impianti per la produzione di energia elettrica, di riscaldamento e di raffrescamento con una potenza termica nominale totale compresa tra 5 e 10 MW, gli Stati membri istituiscono sistemi nazionali di verifica semplificati per garantire il rispetto dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

LA PROPOSTA DI RIFUSIONE DELLA DIRETTIVA 2018/2002 IN MATERIA DI EFFICIENZA ENERGETICA, COM/2021/558 FINAL;

Nella proposta è stabilito un obiettivo vincolante dell'Unione più ambizioso in materia di efficienza energetica che passa dal 32,5% al 36% per il consumo di energia finale, e al 39% per il consumo di energia primaria; per il calcolo dei contributi nazionali indicativi viene messa a disposizione degli Stati membri una formula. Gli obiettivi dell'Unione sono fissati in termini di livello di consumo di energia finale e primaria da conseguire entro il 2030 e il livello di ambizione è espresso confrontando tali livelli con le proiezioni dello scenario di riferimento del 2020 per il 2030. Il livello di ambizione così espresso riflette gli sforzi aggiuntivi rispetto a quelli in atto o indicati nei piani nazionali per l'energia e il clima.

Viene introdotta una nuova disposizione sul principio "l'efficienza energetica al primo posto" al fine di fornire la base giuridica per la sua applicazione. Tale disposizione include l'obbligo di considerare soluzioni di efficienza energetica nelle decisioni politiche e di investimento concernenti i sistemi energetici e i settori non energetici, tra i quali l'edilizia sociale.

La proposta introduce l'obbligo per il settore pubblico di ridurre il consumo di energia per i servizi pubblici e gli impianti degli enti pubblici. Tale obiettivo può essere conseguito in qualsiasi sottosettore del settore pubblico, compresi, tra gli altri, i trasporti, gli edifici pubblici, la pianificazione territoriale e la gestione delle acque e dei rifiuti. Viene ampliata la portata dell'obbligo di ristrutturazione, che verrà applicato a tutti gli enti pubblici a tutti i livelli di amministrazione e in tutti i settori delle loro attività, compresi l'assistenza sanitaria, l'istruzione e l'edilizia residenziale pubblica, laddove gli edifici siano di proprietà di enti pubblici. Il tasso di ristrutturazione rimane pari ad almeno il 3 %, Infine, vengono eliminate le alternative che consentivano agli Stati membri di ottenere risparmi energetici analoghi attraverso misure diverse dalle ristrutturazioni.

Le proposte di modifica innalzano l'obbligo di risparmio energetico annuo dal 2024 al 2030, rispetto a quelli rilevati nel triennio 2017-2019, all'1,5 % per tutti gli Stati membri (rispetto all'attuale 0,8%). Il nuovo allegato V esclude dalle misure strategiche ammissibili le misure di risparmio energetico che fanno uso di tecnologie di combustione diretta di combustibili fossili, chiarisce che una riduzione dell'uso di energia attraverso misure ai sensi della direttiva ETS non può essere considerata ai fini dell'adempimento dell'obbligo di risparmio energetico e rafforza il requisito dell'addizionalità per quanto concerne le misure fiscali. La nuova disposizione impone agli Stati membri di conseguire una quota della quantità totale richiesta di risparmio energetico nell'uso finale tra gli utenti finali e i clienti vulnerabili, le persone in condizioni di povertà energetica e, se del caso, le persone che vivono in alloggi dell'edilizia sociale. Il concetto di clienti vulnerabili dovrà essere stabilito dagli Stati membri e le misure di miglioramento dell'efficienza energetica dovranno essere realizzate in via prioritaria tra questi.

LA REVISIONE DEL SISTEMA ETS - COM(2021)551 E COM(2021)552

Il rafforzamento del sistema di scambio di quote di emissioni di gas effetto serra è uno dei pilastri del pacchetto Fit 55; l'obiettivo è quello di una **riduzione** delle emissioni dei settori ricadenti nel sistema ETS **del 61% rispetto al 2005 entro il 2030** (rispetto ad un obiettivo attualmente stabilito pari a -43%), dal quale discende un abbassamento del massimale annuo delle emissioni e una corrispondente diminuzione delle quote assegnate nell'ambito del sistema stesso (gratuitamente o tramite asta). Per questo è prevista una **progressiva riduzione delle assegnazioni gratuite**, fino ad arrivare ad un **azzeramento per le emissioni del trasporto aereo e per quelle dei settori interessati dal nuovo meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere** (con cui si intende prevenire il rischio di rilocalizzazione delle emissioni).

Il rafforzamento del sistema passa attraverso la sua estensione a nuovi settori. Si prevede, infatti, da una parte, la graduale estensione, dal 2023, del sistema ETS alle emissioni prodotte dal trasporto marittimo, e segnatamente dalle navi superiori alle 5.000 tonnellate, e la creazione dal 2025 di un sistema di scambio di quote separato per gli edifici e il trasporto su strada. Nel settore dell'aviazione sarà attuato il regime di compensazione e riduzione delle emissioni di carbonio del trasporto aereo internazionale (Corsia).

La riduzione delle emissioni consentite intende accelerare il processo di decarbonizzazione e l'adozione di tecnologie a basse emissioni. A tal fine, la riforma del sistema ETS prevede che gli Stati membri utilizzino tutti i proventi derivanti dalle aste delle quote di emissioni, nella misura in cui non sono attribuiti al bilancio dell'Unione, per scopi legati alla questione climatica. Nel contempo, si prevede il potenziamento del Fondo per l'innovazione e del Fondo di Modernizzazione, entrambi alimentati con parte dei proventi delle aste delle quote di emissione, e volti rispettivamente a sostenere l'innovazione tecnologica mirata alla neutralità climatica e a promuovere interventi a sostegno della transizione energetica.

LA REVISIONE DEL REGOLAMENTO ESR SULLA CONDIVISIONE DEGLI SFORZI - COM(2021)555

La proposta della Commissione COM(2021)555 intende modificare il regolamento cosiddetto sulla **condivisione degli sforzi** (*Effort sharing regulation* - "ESR", regolamento UE 2018/842), che assegna agli Stati membri - per gli anni 2021-2030 - **obiettivi vincolanti di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nei settori non interessati né dal sistema ETS** né dal regolamento sull'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura (LULUCF). Si tratta dei seguenti settori: **trasporti** (ad eccezione dell'aviazione e dei trasporti marittimi internazionali), **edilizia, agricoltura, impianti industriali** (a minore intensità energetica), **rifiuti**. La proposta della Commissione conferma l'ambito di applicazione del regolamento vigente. I **trasporti** e gli **edifici**, pur interessati dalla realizzazione del nuovo sistema di scambio di quote di emissioni separato restano nell'ambito di applicazione del regolamento, come pure le emissioni del **trasporto marittimo intra-UE** a cui sarà esteso il sistema ETS. Ciò in quanto, ad avviso della Commissione, un prezzo del carbonio non consentirebbe individualmente di conseguire

in maniera efficiente la trasformazione richiesta nei settori interessati e, pertanto, sarebbe prematuro lasciare la diminuzione mirata delle emissioni generate dagli edifici e dal trasporto su strada esclusivamente allo scambio di quote di emissioni. Il regolamento stabilisce inoltre le assegnazioni annuali di emissioni (AEA, *Annual Emissions Allocations*) che gli Stati membri devono rispettare.

Il **regolamento vigente** prevede che gli Stati membri conseguano collettivamente, entro il 2030, una **riduzione del 30%** delle emissioni soggette alla sua applicazione **rispetto ai livelli del 2005**. Gli obiettivi nazionali sono ripartiti tra i singoli Stati membri sulla base del PIL pro capite. La disciplina non fissa obiettivi specifici per i singoli settori, lasciando agli Stati membri la responsabilità di decidere come e dove attuare le necessarie riduzioni, ad esempio misure per promuovere il trasporto pubblico, schemi di sostegno per l'ammodernamento degli edifici, sistemi di riscaldamento e raffrescamento più efficienti. Secondo la Commissione, la revisione degli obiettivi si rende necessaria poiché, a **normativa invariata**, i settori ESR conseguirebbero congiuntamente entro il 2030 una **riduzione** delle emissioni del **32%** (rispetto al 2005), un risultato superiore all'obiettivo di riduzione del 30%, ma insufficiente al raggiungimento dell'obiettivo globale di riduzione del 55% delle emissioni nel 2030 (rispetto al 1990) stabilito dalla normativa europea sul clima. Per tale ragione, la proposta della Commissione aggiorna l'obiettivo di **riduzione** delle emissioni **a livello dell'UE** nei settori ESR **entro il 2030**, dal 30 al **40%** rispetto al 2005. Tale obiettivo è ripartito a livello nazionale sulla base del PIL pro capite aggiornato al 2017-2019, a cui sono applicati degli aggiustamenti sulla base del principio costo-efficacia. Conseguentemente, sono aggiornati gli **obiettivi nazionali** di riduzione al 2030 (rispetto al 2005) assegnati agli Stati membri fissandoli in un intervallo **tra il -10% e il -50%** rispetto ai livelli del 2005. L'**Italia** dovrebbe passare dall'attuale -33% al **-43,7%**, la Germania dal -38% al - 50%, la Francia dal -37% al -47,5%, la Spagna dal -26% al -37,7%.

FONDO SOCIALE PER IL CLIMA – COM(2021)568

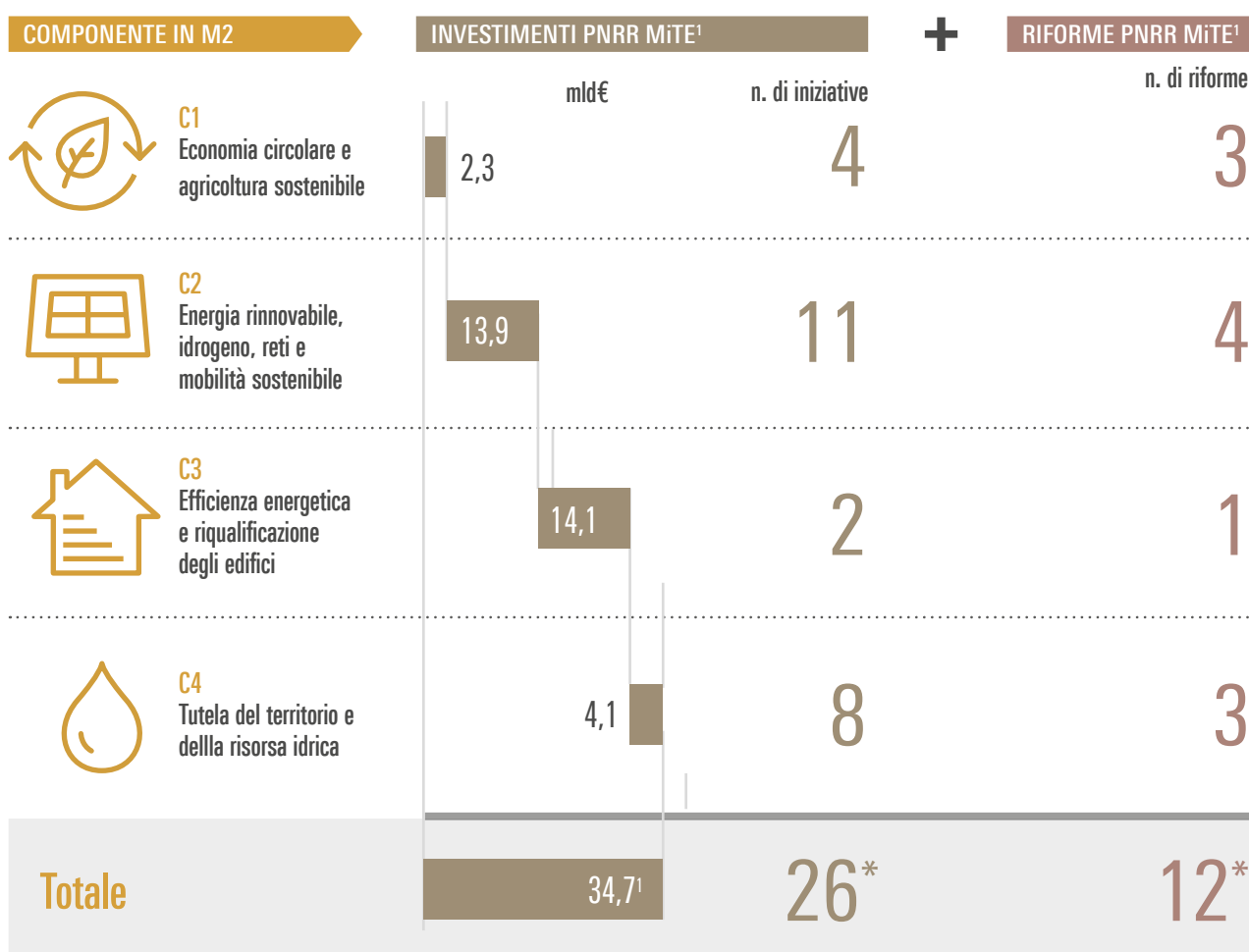
Il nuovo Fondo sociale per il clima è volto ad erogare agli Stati membri finanziamenti finalizzati ad aiutare i cittadini a investire nell'efficienza energetica e a mitigare l'impatto sui prezzi della nuova tariffazione del carbonio nei settori del trasporto su strada e degli edifici. Il Fondo sociale per il clima ha una dotazione complessiva di 72,2 miliardi di euro a prezzi correnti per il periodo 2025-2032 (23,7 miliardi negli anni 2025-2027 e 48,5 miliardi negli anni 2028-2032) corrispondenti al 25 % delle entrate previste dall'inclusione dell'edilizia e del trasporto su strada nel sistema di scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra. Ciascuno Stato membro avrà a disposizione un ammontare massimo di risorse, in relazione a parametri quali la percentuale di popolazione a rischio povertà, la popolazione totale e il volume di emissioni. L'Italia dovrebbe avere diritto a 7,8 miliardi di euro. La proposta prevede che ogni Stato membro presenti alla Commissione un Piano sociale per il clima. Gli Stati membri dovrebbero finanziare almeno il 50 % dei costi totali dei piani sociali per il clima.

1.3

LO SVILUPPO DEI PROGETTI DEL PNRR

La maggior parte dei 45 obiettivi del PNRR stilati nel corso del 2021 e da conseguire già a partire dal 2022 attiene a tematiche correlate ad ambiente, clima ed energia, e fanno dunque riferimento al Ministero della Transizione ecologica, che, tra l'altro, segue numerosi dossier trasversali quali la strategia nazionale per l'economia circolare, lo sviluppo per i progetti di ricerca sull'idrogeno, il decreto ministeriale su rinnovabili e batterie, la gestione dei rifiuti, la semplificazione e l'accelerazione delle procedure per gli interventi di efficientamento energetico.

Figura 6 vista di insieme di investimenti e riforme PNRR MiTE



* Include anche 1 investimento in M3 (Green Ports, 0,3M) e 1 riforma in M1 (CAM)

Nel corso del 2021, ad esempio, sono stati sviluppati, e saranno aggiudicati o emanati nel corso del 2022 i seguenti bandi, per un ammontare di 3 mld €:

- 1,5 mld€ per gli impianti di gestione dei rifiuti ed ammodernamento degli impianti esistenti;
- 600 mln€ per progetti faro di economia circolare;
- 200 mln€ per le Isole Verdi;
- 700 mln€ per interventi di sostenibilità ambientale dei porti;

Inoltre, fra le numerose linee di investimento, è prevista l'emanazione di ulteriori bandi per oltre 11 mld€ che interesseranno i seguenti ambiti:

- 2,6 mld€ per i parchi agricoli (1,5 mld€) e lo sviluppo dell'agrivoltaico (1,1 mld€);
- 2,2 mld€ per la promozione delle rinnovabili e per le comunità energetiche e l'autoconsumo;
- 1,9 mld€ per lo sviluppo del biometano;
- 3,6 mld€ per il consolidamento delle smart grid;
- 500 mln€ per gli interventi su resilienza climatica delle reti;
- 200 mln€ per lo sviluppo dei sistemi di teleriscaldamento;
- 300 mln€ per la tutela e la valorizzazione del verde urbano ed extraurbano.

Di seguito un approfondimento su alcuni dei suddetti temi.

Tabella 1 dettaglio di investimenti e riforme PNRR MiTE

Investimenti titolarità MiTE (mld€)

1	C1	1.1 Realizzazione nuovi impianti di gestione rifiuti e ammodernamento di impianti esistenti	1,50
2		1.2 Progetti "faro" di economia circolare	0,60
3		3.1 Isole verdi	0,20
4		3.3 Cultura e consapevolezza su temi e sfide ambientali	0,03
5	C2	1.1: Sviluppo agro-voltaico	1,10
6		1.2: Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo	2,20
7		1.3: Promozione impianti innovativi(incluso off-shore)	0,68
8		1.4: Sviluppo biometano	1,92
9		2.1: Rafforzamento smart grid	3,61
10		2.2: Interventi su resilienza climatica reti	0,50
11		3.1: Produzione H2 in aree industriali dismesse	0,50
12		3.2: Utilizzo H2 in settori hard-to-abate	2,00
13		3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	0,16
14		4.3: Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica	0,74
15		5.2: Idrogeno	0,45
16	C3	2.1 Ecobonus e Sismabonus fino al 110% per l'efficienza energetica e la sicurezza degli edifici	13,95
17		3.1 Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento	0,20
18	C4	1.1 Realizzazione di un sistema avanzato ed integrato di monitoraggio e previsione	0,50
19		2.1a Misure per la gestione del rischio di alluvione e per la riduzione del rischio idrogeologico	1,29
20		3.1: Tutela e valorizzazione del verde urbano ed extraurbano	0,33
21		3.2: Digitalizzazione dei parchi nazionali	0,10
22		3.3: Rinaturazione dell'area del Po	0,36
23		3.4: Bonifica dei siti orfani	0,50
24		3.5: Ripristino e tutela dei fondali e degli habitat marini	0,40
25		4.4: Investimenti in fognatura e depurazione	0,60
26	M3	1.1 Interventi per la sostenibilità ambientale dei porti (Green Ports)	0,27

RIFORME MiTE

1	M1	3.1: Adozione di criteri ambientali minimi per eventi cultural
2	C1	1.1 Strategia nazionale per l'economia circolare
3		1.2: Programma nazionale per la gestione dei rifiuti
4		1.3: Supporto tecnico alle autorità locali
5	C2	1.1: Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili on shore e offshore, nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno
6		1.2: Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile
7		3.1: Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno
8		3.2: Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno
9	C3	1.1: Semplificazione e accelerazione delle procedure per la realizzazione di interventi per l'efficiamento energetico
10	C4	2.1: Semplificazione e accelerazione delle procedure per l'attuazione degli interventi contro il dissesto idrogeologico
11		3.1: Adozione di programmi nazionali di controllo dell'inquinamento atmosferico
12		4.2: Misure per garantire la piena capacità gestionale per i servizi idrici integrati

IDROGENO

Per i contratti di ricerca e sviluppo sull'idrogeno il MiTE ha posto a disposizione 160 mln€, su 4 linee di investimento: produzione di idrogeno verde, sviluppo di tecnologie per stoccaggio e trasporto idrogeno e per la trasformazione in altri derivati e combustibili verdi, sviluppo di celle a combustibile, sistemi intelligenti di gestione delle infrastrutture.

Il MiTE aggiudicherà gli appalti per la costruzione di capacità industriale per la produzione di elettrolizzatori per 450 mln€. L'iniziativa punta a creare competenze specifiche in Italia nella produzione e utilizzo dell'idrogeno, realizzando una capacità produttiva di almeno 1 GW.

A ciò si aggiungono le misure che verranno varate per promuovere la competitività dell'idrogeno, mediante il ricorso a incentivi a sostegno della produzione e del consumo di idrogeno verde.

PARCHI AGRISOLARI

È stato firmato il 25 marzo 2022 dal Ministro delle Politiche agricole alimentari e forestali, il decreto che fornisce le direttive necessarie all'avvio della misura "Parco Agrisolare", cui sono dedicate risorse pari a 1,5 mld€ a valere sui fondi del PNRR. Il 40% delle risorse è riservato al finanziamento di progetti da realizzare nelle regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia. Obiettivo della misura è sostenere gli investimenti per la realizzazione di impianti fotovoltaici su edifici a uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale; il contributo potrà coprire anche i costi di riqualificazione e ammodernamento delle strutture, con la rimozione dell'eternit e amianto, e il miglioramento della coibentazione e areazione, anche al fine di favorire il benessere degli animali. Il target da raggiungere è l'installazione di pannelli fotovoltaici per una potenza di 374 MW. Le domande del bando saranno gestite dal GSE, indicato dal MIPAAF quale attuatore della linea di intervento PNRR.

AGRIVOLTAICO

L'obiettivo di questo investimento è quello di diffondere gli impianti agrivoltaici, che rispetto ai tradizionali impianti a terra su suolo agricolo consentono una prosecuzione fruttifera delle colture agricole adottate in loco, dando ai terreni una valenza ibrida di destinazione d'uso - agricola ed energetica - e consentire così installazioni di medie e grandi dimensioni, sostenendo un'agricoltura più produttiva, multifunzionale e sostenibile. La misura potrà ridurre i costi di approvvigionamento energetico del settore, che ad oggi superano il 20% dei costi aziendali, e diminuire l'impatto emissivo del settore di almeno 0,8 milioni di tonnellate di CO₂. Il decreto di incentivazione fornirà i dettagli con cui potranno essere investiti i 1,100 mln€ destinati a questo obiettivo. Nel 2021 presso il MiTE è stato istituito un tavolo tecnico-istituzionale, che ha visto impegnati GSE, ENEA, RSE e CREA per giungere a delle linee guida condivise sull'impiego della tecnologia agrivoltaica.

BIOMETANO

Nel PNRR si sottolinea che il biometano, se veicolato nella rete gas, può contribuire al raggiungimento dei target al 2030 sulla riduzione delle emissioni di gas serra. Sono vari gli ambiti nei quali si articola il piano di investimenti: riconversione degli impianti a biogas agricoli esistenti per produrre biometano; realizzazione di nuovi impianti per la produzione di biometano; promozione di pratiche ecologiche per ridurre l'uso di fertilizzanti sintetici e aumentare l'approvvigionamento di materia organica nei suoli; sostegno alla sostituzione di veicoli meccanici obsoleti e a bassa efficienza con veicoli alimentati a biometano. A disposizione ci sono 1,9 mld €.

Il MiTE, anche con la collaborazione del GSE, tra il 2021 e il 2022 ha lavorato al decreto di incentivazione del biometano, interloquendo con la Commissione Europea in materia di corrispondenza alla disciplina sugli Aiuti di Stato.

ISOLE VERDI

Il PNRR destina 200 mln€ per migliorare la situazione energetica ed ambientale dei Comuni delle 19 Isole minori non interconnesse alla rete elettrica nazionale, attraverso la realizzazione di progetti integrati di efficientamento energetico e idrico, mobilità sostenibile, gestione del ciclo rifiuti, economia circolare, produzione di energia rinnovabile ed efficienza energetica. Il bando è stato attivato dal MiTE con decreto direttoriale per gli ambiti regionali di Lazio, Puglia, Sicilia e Toscana e i seguenti Comuni: Isola del Giglio, Capraia, Ponza, Ventotene, Isole Tremiti, Ustica e Pantelleria; Leni, Malfa e Santa Marina Salina, ricadenti nell'Isola di Salina; Favignana, Lampedusa e Lipari.

Tra gli interventi finanziabili sono inclusi ad esempio i seguenti: installazione di impianti a fonti rinnovabili; esecuzione di interventi di efficientamento energetico; acquisto di veicoli elettrici e ibridi, efficientamento idrico; miglioramento del sistema di raccolta differenziata dei rifiuti; attivazione di protocolli "Plastic Free" che vietino l'utilizzo di imballaggi e stoviglie monouso in plastica; acquisto e distribuzione di imballaggi e stoviglie fabbricate con biopolimeri di origine vegetale e compostabili; promozione di campagne di pulizia delle spiagge o azioni mirate per ripulire i fondali marini; acquisto di natanti a impatto zero e di sistemi di raccolta automatici, robotizzati, galleggianti, per la raccolta dei rifiuti in mare; attività di formazione, informazione e coinvolgimento delle utenze e dei turisti.

Il decreto istituisce anche un Tavolo di monitoraggio a cui partecipano ANCI, ANCIM, ISPRA, GSE e RSE.

1.4

LE NOVITÀ NORMATIVE IN AMBITO NAZIONALE

Di seguito, si propone una rassegna di solo alcune delle principali novità normative di ambito nazionale, per il settore energetico-ambientale, registrate nel corso del 2021.

La Legge n.53 del 22 aprile 2021, recante Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020, stabilisce i principi e i criteri specifici ai quali il Governo è chiamato a uniformarsi nel recepimento e nell'attuazione degli interventi comunitari. L'art.5 fissa principi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva (UE) 2018/2001, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili; a tal riguardo, il comma 1, lett.h), del medesimo articolo stabilisce che il Governo adotti meccanismi semplificati secondo cui una parte della valorizzazione connessa all'energia condivisa (ossia la quota connessa alla materia prima) debba essere scorporata dalla bolletta elettrica di ciascun membro delle comunità energetiche, ad opera del proprio fornitore di energia.

Il DL n.77 del 31 maggio 2021 (c.d. decreto Semplificazioni), approvato definitivamente il 28 luglio 2021, reca disposizioni in ordine all'organizzazione della gestione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, definendo i ruoli ricoperti dalle diverse amministrazioni coinvolte nonché le modalità di monitoraggio del Piano e del dialogo con le autorità europee. La governance è incentrata sulla istituzione di una Cabina di regia, presieduta dal Presidente del Consiglio dei Ministri, alla quale partecipano di volta in volta i Ministri e i Sottosegretari competenti in ragione delle tematiche affrontate in ciascuna seduta. Nella seconda parte del decreto sono previste misure di semplificazione che incidono in alcuni dei settori oggetto del PNRR (tra cui, in primis, la transizione ecologica, le opere pubbliche, la digitalizzazione) al fine di favorirne la completa realizzazione.

Il DM MITE del 25 agosto 2021 ha disposto l'erogazione di contributi per l'installazione di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici effettuata da persone fisiche nell'esercizio di attività di impresa, arti e professioni, nonché da soggetti passivi dell'imposta sul reddito delle società (IRES). Sono ammissibili al contributo le spese, al netto dell'IVA, sostenute dai soggetti beneficiari relative all'acquisto e all'installazione di infrastrutture di ricarica. Le spese devono essere sostenute successivamente alla data di entrata in vigore del decreto e possono comprendere: l'acquisto e la messa in opera di infrastrutture di ricarica ivi comprese le spese per l'installazione delle colonnine, gli impianti elettrici, le opere edili strettamente necessarie, gli impianti e i dispositivi per il monitoraggio; i costi per la connessione alla rete elettrica nel limite massimo del 10% del costo totale; le spese di progettazione, direzione lavori, sicurezza e collaudi, nel limite massimo del 10% del costo totale. Nel limite delle risorse finanziarie disponibili il Ministero può concedere ai soggetti beneficiari un contributo in conto capitale pari al 40% delle spese ammissibili.

Il D.Lgs. n.199 dell'8 novembre 2021 – di attuazione della direttiva 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, (RED II) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili - è entrato in vigore il 15/12/2021. La norma rappresenta un passaggio fondamentale nel perseguimento degli obiettivi di diffusione delle energie rinnovabili in tutti i settori, definendo i meccanismi, gli incentivi il quadro istituzionale, finanziario e giuridico per garantire un incremento adeguato delle FER al 2030.

Il Decreto Direttoriale MITE del 25 novembre 2021 ha istituito e avviato il "Programma Isole Verdi". Il Programma ha una dotazione di 200 mln€ a valere sulle risorse del PNRR. Il Programma finanzia i Comuni delle 19 Isole minori non interconnesse, attraverso la realizzazione di progetti integrati di efficientamento energetico e idrico, mobilità sostenibile, gestione del ciclo rifiuti, economia circolare, produzione di energia rinnovabile e diverse applicazioni per gli usi finali.

Di seguito si propone un quadro sinottico delle principali novità legislative e regolatorie emanate dai Ministeri competenti e dall'ARERA nel corso del 2020.

Tabella 2 principali provvedimenti normativi del 2021

Riferimento normativo	descrizione
DPCM N.34 DEL 4 FEBBRAIO 2021	Modalità e criteri di erogazione delle risorse del Fondo per i Comuni nelle isole minori per gli anni 2020, 2021 e 2022 - Progetti sulla gestione dei rifiuti, la decarbonizzazione del settore energetico, l'efficienza energetica in edilizia
DM AMBIENTE 11 FEBBRAIO 2021	Criteri e modalità di concessione, erogazione e rimborso dei finanziamenti per interventi di efficienza energetica e di efficientamento e risparmio idrico su edifici pubblici a valere sul Fondo Kyoto
PROVVEDIMENTO AGENZIA DELLE ENTRATE N.49885 DEL 19 FEBBRAIO 2021	Detrazione Irpef per interventi di recupero del patrimonio edilizio e di riqualificazione energetica degli edifici su parti comuni di edifici condominiali - Modalità di comunicazione dei dati all'Anagrafe tributaria
DL N.22 DEL 1° MARZO 2021	Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri - Compiti e funzioni del Ministero della Transizione Ecologica
LEGGE N.55 DEL 22 APRILE 2021	Conversione in legge del DL n.22 del 1° marzo 2021, recante disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri - Nuovi compiti e funzioni del Ministero della Transizione Ecologica
LEGGE N.53 DEL 22 APRILE 2021	Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020 - Stralcio - Delega al recepimento delle direttive su plastica monouso, energie rinnovabili e mercato
DL N.59 DEL 6 MAGGIO 2021	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza - Approvazione del Piano nazionale per gli investimenti complementari ai progetti finanziati coi fondi europei - Misure urgenti per gli investimenti - Proroga "Superbonus 110%"
DM MITE DEL 21 MAGGIO 2021	Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che possono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024 (Certificati Bianchi)
DL N.73 DEL 25 MAGGIO 2021	Misure urgenti per imprese, lavori e salute connesse all'emergenza Covid-19 ("Decreto Sostegni bis") - Stralcio - Misure in materia di Tari, plastic tax, incentivi per l'acquisto di Dpi, riduzione bollette elettriche

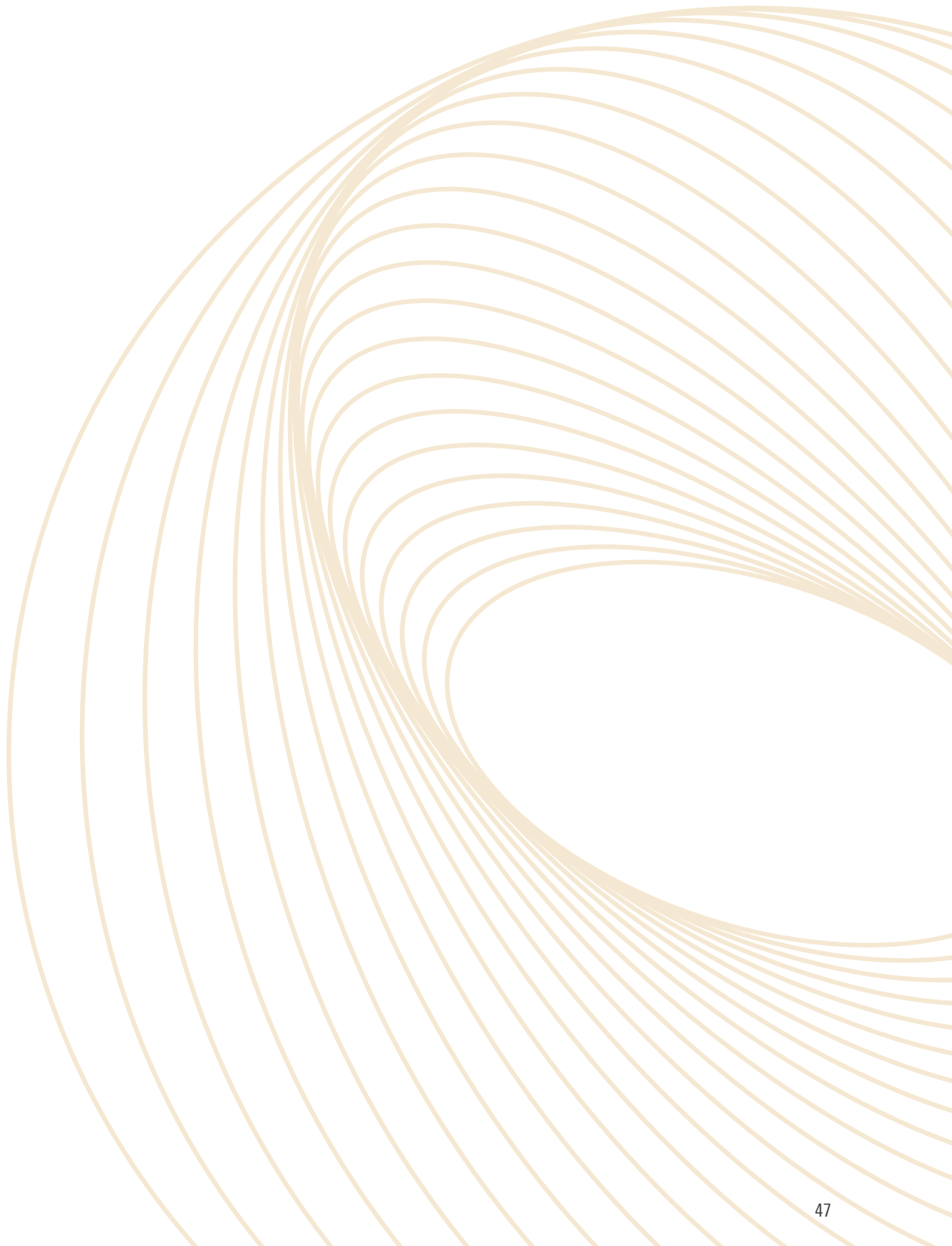
Riferimento normativo	descrizione
DL N.77 DEL 31 MAGGIO 2021	Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e snellimento procedure amministrative (cd. "Decreto Semplificazioni bis" o "Decreto Recovery") - Stralcio - Misure in materia di rifiuti, bonifiche dei siti contaminati, valutazione di impatto ambientale
LEGGE N.96 DEL 1° GIUGNO 2021	Ratifica ed esecuzione della Carta istitutiva del Forum Internazionale dell'Energia
DL N.99 DEL 30 GIUGNO 2021	Misure urgenti in materia fiscale, di tutela del lavoro, dei consumatori e di sostegno alle imprese - Stralcio - Proroga delibere comunali in materia di tassazione rifiuti (TaRi) e misure per il mercato elettrico
LEGGE N.101 DEL 1° LUGLIO 2021	Misure urgenti relative al Fondo complementare al Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e per gli investimenti - Conversione in legge, con modifiche, del DL 59/2021
PROVVEDIMENTO AGENZIA DELLE ENTRATE N.196548 DEL 20 LUGLIO 2021	Detrazioni ristrutturazioni edilizie, Sismabonus, Superbonus 110% - Superbonus 110%, Bonus casa, Ecobonus e Sismabonus - Modifiche istruzioni compilazioni modello comunicazione e approvazione specifiche tecniche per trasmissione modello comunicazione
LEGGE N.106 DEL 23 LUGLIO 2021	Conversione in legge, con modificazioni, del DL 73/2021 ("Sostegni bis") - Stralcio - Disposizioni in materia di Tari, plastic tax, energia
DELIBERA COMITATO CITE N.1 DEL 28 LUGLIO 2021	Piano per la Transizione Ecologica (PTE) - Attuazione articolo 57-bis, D.Lgs. 152/2006
LEGGE N.108 DEL 29 LUGLIO 2021	Governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e snellimento procedure amministrative ("Decreto Semplificazioni 2" o "Decreto Recovery") - Conversione in legge, con modificazioni, del DL 77/2021 - Misure in materia di rifiuti
DM FINANZE 6 AGOSTO 2021	Assegnazione delle risorse finanziarie previste per l'attuazione degli interventi del PNRR e ripartizione di traguardi e obiettivi - Finanziamento di progetti per l'economia circolare, le energie rinnovabili
ACCORDO CONFERENZA UNIFICATA DEL 4 AGOSTO 2021	Adozione nuova modulistica unificata e standardizzata per la presentazione della comunicazione asseverata di inizio attività (Cila-Superbonus) - Articolo 119, comma 13-ter, DL 34/2020
DM TRANSIZIONE ECOLOGICA DEL 25 AGOSTO 2021	Modalità di definizione dei criteri per i contributi per l'installazione di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici effettuata da esercenti attività di impresa, arti e professioni, e da soggetti Ires - Attuazione articolo 74, DL 104/2020
DL N.130 DEL 27 SETTEMBRE 2021	Disposizioni urgenti per il contenimento dei prezzi di elettricità e gas naturale - Modifiche al DL 77/2021 ("Semplificazioni 2"), al DL 18/2020 ("Cura Italia") e alla Legge 160/2019
DL N.152 DEL 6 NOVEMBRE 2021	Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e per la prevenzione delle infiltrazioni mafiose - Stralcio - Misure in materia di acque, territorio, energia, VAS rifiuti e bonifiche
D.LGS. N.210 DELL'8 NOVEMBRE 2021	Attuazione della direttiva 2019/944/UE sul mercato interno dell'energia elettrica e per l'adeguamento al regolamento 943/2019/UE sul mercato interno dell'energia elettrica e al regolamento 941/2019/UE sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia
D.LGS. N.199 DELL'8 NOVEMBRE 2021	Attuazione della direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
DL N.157 DELL'11 NOVEMBRE 2021	Misure urgenti per il contrasto alle frodi nel settore delle agevolazioni fiscali ed economiche - Bonus 110% e altri agevolazioni per interventi di riqualificazione edilizia ex articolo 119, DL 34/2020
PROVVEDIMENTO AGENZIA DELLE ENTRATE N.312528 DEL 12 NOVEMBRE 2021	Detrazioni ristrutturazioni edilizie, Sismabonus, Superbonus 110% - Superbonus 110%, Bonus casa, Ecobonus e Sismabonus - Modifiche istruzioni compilazioni modello comunicazione e approvazione specifiche tecniche per trasmissione modello comunicazione

Riferimento normativo	descrizione
DECRETO DIRETTORIALE MITE DEL 25 NOVEMBRE 2021	Programma "Isole Verdi" - Finanziamento di progetti integrati su efficientamento energetico e idrico, mobilità sostenibile, gestione rifiuti, economia circolare, energie rinnovabili nelle isole minori - Missione 2, Componente 1, Investimento 3.1
LEGGE N.171 DEL 25 NOVEMBRE 2021	Conversione in Legge del DL 130/2021 recante disposizioni urgenti per il contenimento dei prezzi di elettricità e gas naturale - Modifiche al DL 77/2021 (cd. "Semplificazioni 2"), al DL 18/2020 (cd. "Cura Italia") e alla Legge 160/2019 - Proroga regime
DECRETO DIRETTORIALE MITE DEL 15 DICEMBRE 2021	Determinazione della misura del sovraccanone BIM dovuto dai concessionari di derivazione d'acqua per produzione di forza motrice, per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2023
PROVVEDIMENTO AGENZIA DELLE ENTRATE N.3340450 DEL 1° DICEMBRE 2021	Superbonus 110% e altre agevolazioni per interventi di riqualificazione edilizia ex articolo 119, DL 34/2020 - Criteri e modalità di sospensione delle cessioni e opzioni inviate all'Agenzia delle entrate - Articolo 2, DL 157/2021
DM MITE DEL 23 DICEMBRE 2021	Incentivi per attività di ricerca e sviluppo sull'idrogeno - Missione 2, Componente 2, Investimento 3.5 del PNRR
LEGGE N.238 DEL 23 DICEMBRE 2021	Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2019-2020 - Stralcio - Misure in materia di appalti, biocarburanti, emissioni di gas a effetto serra, sostanze pericolose
LEGGE N.233 DEL 29 DICEMBRE 2021	Conversione in legge del DL 152/2021 recante disposizioni urgenti per l'attuazione del PNRR e per la prevenzione delle infiltrazioni mafiose - Misure in materia di acque, territorio, energia, VAS, rifiuti
LEGGE N.234 DEL 30 DICEMBRE 2021	Legge di Bilancio 2022 - Stralcio - Misure in materia di efficienza energetica in edilizia, "Bonus 110%", energie rinnovabili, rifiuti, acque, aria, economia sostenibile, territorio, bonifiche
DL N.228 DEL 30 DICEMBRE 2021	Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi ("Milleproroghe 2022") - Stralcio - Proroga di termini in materia di transizione ecologica - Imprese di interesse strategico nazionale

Tabella 3 principali delibere dell'ARERA adottate nel 2021

Riferimento normativo	descrizione
DELIBERA ARERA 21 DICEMBRE 2021 N.597/2021/R/EEL	Riduzione dei costi per il servizio di dispacciamento - Meccanismo di incentivazione in favore del gestore di rete - Calcolo delle performance dispacciamento 2022-2024
DELIBERA ARERA 30 NOVEMBRE 2021 N.540/2021/R/EEL	Regolazione dello scambio dati tra Terna S.p.a., imprese distributrici e Significant Grid Users (SGU) ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale
PARERE ARERA 2 DICEMBRE 2021 N.554/1/idr	Parere al ministro delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili sullo schema di decreto ministeriale recante "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico dell'investimento 4.1, missione 2, componente c4 del PNRR
DELIBERA ARERA 23 NOVEMBRE 2021 N.523/R/EEL	Riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo
DELIBERA ARERA 3 AGOSTO 2021 N.358/2021/R/EFR	Determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2020 e approvazione delle modifiche alle modalità di attuazione di cui all'articolo 14-bis, commi 6 e 8, del decreto interministeriale 11 gennaio 2017" e DCO 359/2021/R/EFR "Riconoscimento di parte degli extracosti sostenuti dai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2020

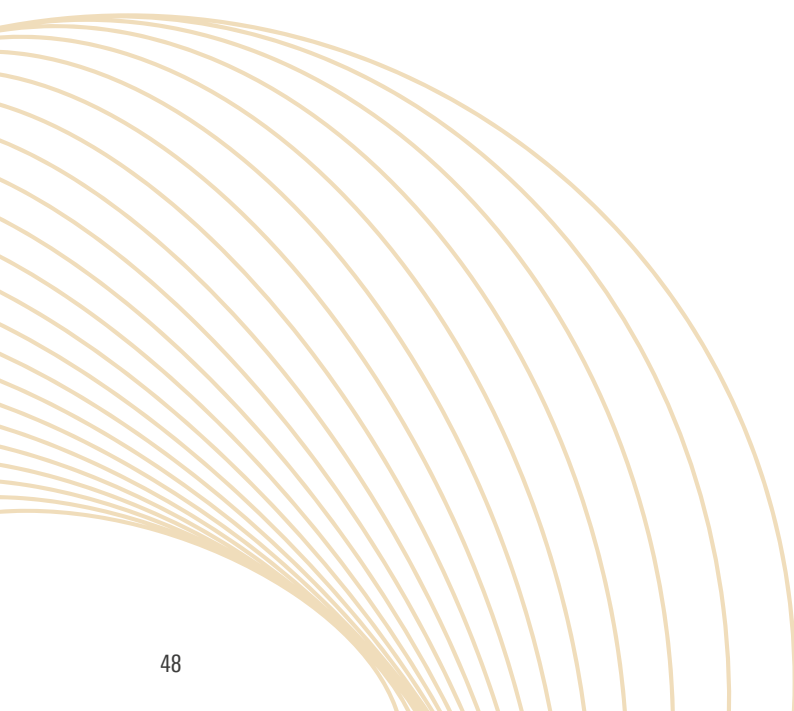
Riferimento normativo	descrizione
DELIBERA ARERA 3 AGOSTO 2021 N.352/2021/R/EEL	Progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali
DELIBERA ARERA 22 GIUGNO N.258/2021/E/COM	Approvazione di un programma di verifiche nei confronti di imprese esercenti le attività di vendita ai clienti finali di energia elettrica o di energia elettrica e gas naturale nel mercato ibero in materia di adempimenti connessi allo svolgimento di tali attività
DELIBERA ARERA 01/06/2021 N.231/2021/R/EEL	Modifiche regolatorie in relazione all'esazione della componente tariffaria elettrica A_{sos}
DELIBERA ARERA 27 MAGGIO 2021 N.223/2021/R/COM:	Modalità di trasmissione dall'Istituto Nazionale per la Previdenza Sociale al Sistema Informativo Integrato gestito da Acquirente Unico, dei dati necessari al processo di riconoscimento automatico dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico
DELIBERA ARERA 25 MAGGIO 2021 N.218/2021/R/EEL	Disposizioni per l'attuazione del coupling unico del mercato elettrico
DELIBERA ARERA 16 MARZO 2021 N.109/2021/R/EEL	Energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione ed energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo - Modalità di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione
DELIBERA ARERA 16 MARZO 2021 N.105/2021/R/EEL	Modalità e condizioni dei piani di messa in servizio di smart metering di seconda generazione (2G) in merito alla tutela del cliente finale e alla comunicazione
DELIBERA ARERA 29 MARZO 2021 N.123/2021/R/COM	Aggiornamento, dal 1 aprile 2021, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali
DELIBERA ARERA 2 FEBBRAIO 2021 N.32/2021/R/EEL	Disposizioni relative al meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici
DELIBERA ARERA 23 FEBBRAIO N.70/2021/R/EEL	Modifiche al progetto pilota per la partecipazione al mercato del dispacciamento delle unità virtuali abilitate miste
DELIBERA ARERA 26 GENNAIO 2021 N.22/2021/R/EFR	Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2020, ai fini della quantificazione, per l'anno 2021, del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi
DETERMINA ARERA 28 GENNAIO 2021 N.1/2021 - DMEA DELIBERAZIONE 558/2018/R/EFR	Aggiornamento del valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito e del gasolio auto nel caso di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili realizzati sulle isole non interconnesse



ELETTRICITÀ

2

INCENTIVAZIONE E RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA





3.053 MW

impianti ammessi
in posizione utile nelle
graduatorie di registri
e aste delle quattro
procedure FER-1
volte nel 2021

14.838

interventi di modifica
su impianti incentivati
nel 2021, di cui 14.370
in Conto Energia e 468
con altri incentivi

55.476

numero di nuove
convenzioni in Scambio
Sul Posto nel 2021,
relative a 541 MW

INCENTIVAZIONE E RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

2.1

INCENTIVAZIONE E RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Il sistema italiano di promozione e incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è caratterizzato da una molteplicità di meccanismi che si sono succeduti nel corso degli anni, in una logica di progressivo orientamento al mercato e di riduzione del livello di incentivazione in linea con la decrescita dei costi di generazione. In questo capitolo, dopo una breve illustrazione dei sistemi gestiti dal GSE, è fornita un'ampia trattazione di ciascun meccanismo, corredata dai dati sugli esiti dell'incentivazione relativi all'anno 2021.

MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE

INCENTIVI D.M. 16 SETTEMBRE 2020

Il D.M. 16 settembre 2020, in attuazione del comma 9 dell'articolo 42 bis del Decreto Legge 162/2019, ha definito la tariffa incentivante per la valorizzazione e incentivazione dell'elettricità condivisa degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni per l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e nelle comunità di energia rinnovabili.

In particolare il meccanismo prevede il riconoscimento, per 20 anni, di due diversi contributi:

- incentivazione dell'energia elettrica condivisa (tariffa premio);
- restituzione di componenti tariffarie (servizi di rete) relative all'energia condivisa.

L'energia elettrica immessa in rete rimane disponibile per la valorizzazione a mercato o alle condizioni del Ritiro Dedicato (RID).

INCENTIVI D.M. 4 LUGLIO 2019

Il D.M. 4 luglio 2019 ha rinnovato i preesistenti meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (D.M. 6 luglio 2012 e D.M. 23 giugno 2016), introducendo per la prima volta in Italia un sistema di competizione intertecnologica. L'incentivazione è prevista per le fonti fotovoltaica, eolica, idroelettrica e gas di depurazione. In particolare, il Decreto individua, in funzione della fonte, della tipologia d'impianto e della categoria d'intervento, quattro differenti gruppi.

¹ Nelle more dell'entrata in vigore dei decreti attuativi per la definizione di nuovi strumenti di incentivazione della produzione di energia elettrica di impianti alimentati da fonti rinnovabili, il Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199, ha disposto all'art. 9 comma 4, che il GSE organizzi ulteriori procedure mettendo a disposizione la potenza residua non assegnata, fino al suo esaurimento.

Per ciascun gruppo sono previsti distinti contingenti di potenza incentivabile, da assegnare con sette successive procedure competitive di registro o asta¹, sulla base di specifici criteri di priorità o del ribasso sul livello di incentivazione offerto dagli operatori in sede di partecipazione alla singola procedura.

Gli impianti ammessi in posizione utile, a valle dell'entrata in esercizio, sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete: quelli fino a 250 kW con delle Tariffe Onnicomprensive (TO); quelli oltre tale soglia di potenza con un Incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia.

Sono inoltre previsti due ulteriori premi: uno da riconoscere all'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici installati in sostituzione di coperture d'amianto; l'altro all'energia prodotta e autoconsumata per gli impianti realizzati su edifici e di potenza fino a 100 kW.

INCENTIVI D.M. 23 GIUGNO 2016

Il D.M. 23 giugno 2016 ha aggiornato i meccanismi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella fotovoltaica, entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013.

Lo stesso Decreto ha incluso tra gli impianti ammissibili ai suddetti meccanismi i solari termodinamici, abrogando il D.M. 11 aprile 2008.

Gli impianti sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete: quelli fino a 500 kW con delle TO; quelli oltre tale soglia di potenza con un incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia.

A seconda della potenza degli impianti, l'accesso agli incentivi è soggetto all'iscrizione degli impianti a registri o alla partecipazione ad aste competitive, mentre nel caso degli impianti più piccoli l'accesso è diretto.

INCENTIVI D.M. 6 LUGLIO 2012

Il D.M. 6 luglio 2012 ha introdotto, in sostituzione dei meccanismi dei CV e delle TO, un nuovo sistema di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica, entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Gli impianti sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete: quelli fino a 1 MW con delle TO; quelli oltre il MW con un incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia. A seconda della potenza degli impianti, l'accesso agli incentivi è soggetto all'iscrizione degli impianti a registri o alla partecipazione ad aste competitive, mentre nel caso degli impianti più piccoli l'accesso è diretto.

CERTIFICATI VERDI (CV) E TARIFFA INCENTIVANTE EX CERTIFICATI VERDI

I CV, fino al 2015, sono stati dei titoli riconosciuti in misura proporzionale all'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili e da alcuni impianti cogenerativi, che venivano scambiati a prezzi di mercato tra i soggetti aventi diritto e i produttori e importatori di energia elettrica da fonti

convenzionali (obbligati a immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una prestabilita quota di elettricità da fonti rinnovabili, quota annullata a partire dal 2016), oppure ritirati dal GSE a prezzi regolati.

A partire dal 2016, agli impianti che hanno maturato il diritto ai CV e per i quali non è ancora terminato il periodo incentivante, è riconosciuto, per il periodo residuo di incentivazione, un incentivo sulla produzione netta incentivata aggiuntivo ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia.

TARIFFE ONNICOMPRESIVE (TO)

È un sistema di tariffe fisse di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, il cui valore include sia la componente incentivante sia la componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Fino all'emanazione degli ultimi provvedimenti di incentivazione del fotovoltaico (D.M. 5 luglio 2012) e delle altre fonti rinnovabili (D.M. 23 giugno 2016 e D.M. 6 luglio 2012), che hanno previsto delle TO per gli impianti di piccole dimensioni, parlando di TO ci si riferiva essenzialmente a quelle introdotte dalla L. 244/2007 e regolate dal D.M. 18 dicembre 2008, riservate agli impianti con potenza fino a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

CONTO ENERGIA (CE)

È il sistema di incentivazione dedicato agli impianti solari fotovoltaici, consistente originariamente in un premio incentivante fisso erogato sulla base dell'energia prodotta. Lo schema è stato rivisto dall'ultimo provvedimento di incentivazione, il V CE (D.M. 5 luglio 2012), in virtù del quale l'incentivo è corrisposto con meccanismi tariffari diversi sulla quota di energia prodotta e autoconsumata e sulla quota di energia prodotta e immessa in rete.

Dal 6 luglio 2013 (30 giorni dopo la data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 mld€) gli impianti fotovoltaici non possono più accedere a questa forma di incentivazione. Essa continua però a essere riconosciuta a quegli impianti che hanno avuto accesso al meccanismo.

CIP6/92

È una forma di remunerazione amministrata dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e da fonti assimilate attraverso una tariffa incentivante, il cui valore è aggiornato nel tempo.

Si tratta di una tipologia di TO poiché la remunerazione riconosciuta include implicitamente sia una componente incentivante sia una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Attualmente non è più possibile accedere a questo meccanismo. Esso continua a essere riconosciuto, tuttavia, a quegli impianti che hanno sottoscritto l'apposita convenzione durante la vigenza del provvedimento.

D.M. ISOLE MINORI

Il D.M. 14 febbraio 2017 ha definito gli obiettivi di evoluzione energetica delle isole minori, mediante lo sviluppo di fonti rinnovabili elettriche e termiche, definendo per ciascuna delle 20 isole minori, di cui 14 in Sicilia, gli specifici obiettivi sia elettrici che termici.

Per le rinnovabili elettriche, fotovoltaiche e non, è prevista una “tariffa base” onnicomprensiva sull’energia immessa in rete, e un premio sull’autoconsumo. In merito alla tariffa base, il produttore può scegliere tra una tariffa fissa, differenziata solo per classe di potenza e gruppo di isole, e una tariffa variabile, indicizzata al costo evitato efficiente per ciascuna isola, determinato annualmente entro certi limiti a partire dal prezzo del gasolio.

Per le rinnovabili termiche, sono ammessi all’incentivazione gli impianti solari termici utilizzati per acqua calda sanitaria o per il solar cooling, e le pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria in sostituzione di scaldacqua elettrici. L’incentivazione delle FER termiche prevede una remunerazione in un’unica soluzione, a parziale rimborso della spesa sostenuta e differenziata per le varie tipologie impiantistiche.

SERVIZI DI RITIRO DELL’ENERGIA ELETTRICA

RITIRO DEDICATO (RID)

Il RID rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell’energia elettrica immessa in rete. Essa consiste nella cessione al GSE dell’energia elettrica e sostituisce anche ogni altro adempimento contrattuale relativo all’accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto.

Sono ammessi al regime di RID gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, geotermica, idraulica limitatamente alle unità ad acqua fluente o da altre fonti rinnovabili se nelle titolarità di un autoproduttore.

L’accesso al RID è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

SCAMBIO SUL POSTO (SSP)

Lo SSP consente la compensazione economica tra il valore associato all’energia elettrica immessa in rete e il valore associato all’energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

A tale regime di commercializzazione dell’energia elettrica possono accedere gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014 se alimentati da fonti rinnovabili o di CAR e di potenza massima non superiore a 200 kW, oppure gli impianti di potenza fino a 500 kW se alimentati da fonti rinnovabili ed entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2015.

L’accesso a tale meccanismo è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

Tabella 1 schema di sintesi dei meccanismi di incentivazione e dei servizi di ritiro dell'energia elettrica

MECCANISMO INCENTIVANTE	PERIODO ACCESSO*	DURATA INCENTIVO*	FONTI/TECNOLOGIE	POTENZA IMPIANTO**	TIPOLOGIA INCENTIVO***	VALORIZZAZIONE INCENTIVO	TIPOLOGIA ENERGIA INCENTIVATA	VALORIZZAZIONE ENERGIA IMMESSA****
DM 16/9/2020	Dal 2020	20 anni	FER-E	<=200kW	FIP*****	Tariffa costante	Condivisa	Mercato o RID
DM 4/7/2019	Dal 2019	20-30 anni	FV, eolico, idroelettrico, gas di depurazione	<=250kW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				>250kW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
DM 14/2/2017 "Isole minori"	Dal 2018-	20 anni	fonti rinnovabili disponibili localmente	>=0,5 kW	FIT + PA	Tariffa costante oppure indicizzata a costo evitato efficiente I	Prodotta	Inclusa nella tariffa
DM 23/6/2016 FER-E	2016-2017	15-30 anni	FER-E non FV e solare CSP	<=500kW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				>500kW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
DM 6/7/2012 FER-E	2013-2016	15-30 anni	FER-E non FV	<=1MW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				>1MW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
V Conto Energia	2012-2013	20 anni	FV	<=1MW	FIT + PA	Tariffa costante	Prodotta	Inclusa nella tariffa
				>1MW	SFIP + PA	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Prodotta	Mercato
Conto Energia Solare Termodinamico	2008-2016	25 anni	Solare CSP	Qualsiasi	FIP	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
Tariffa Onnicomprensiva	2008-2012	15 anni	FER-E non FV	<=1MW*****	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
I-IV Conto Energia FV	2006-2012	20 anni	FV	Qualsiasi	FIP*****	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
Certificati Verdi / Tariffa incentivante ex CV	2002-2012	8-15 anni	FER-E*****	Qualsiasi	Certificati Verdi / SFIP	Mercato CV o ritiro CV a valore indicizzato a prezzo energia / tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Prodotta	Mercato o RID o SSP
CIP6/92	1992-2001	8-15 anni	FER-E e assimilate	Qualsiasi	FIT	Tariffa in parte indicizzata al prezzo dei combustibili	Immessa	Inclusa nella tariffa

* Periodo indicativo di ammissibilità al meccanismo e durata dell'incentivo, salvo disposizioni specifiche o transitorie.

** Non inferiore a 1 kW.

*** FIT: Feed in Tariff ovvero una TO di ritiro dell'energia immessa in rete;

FIP: Feed in Premium ovvero una tariffa premio costante aggiuntiva rispetto al valore di mercato dell'energia;

SFIP: Sliding Feed in Premium ovvero una tariffa premio calcolata per differenza rispetto al prezzo di mercato dell'energia;

PA: Tariffa Premio applicata all'energia autoconsumata.

**** L'accesso ai servizi di RID e SSP è regolamentato in funzione della tipologia e potenza di impianto.

***** Sull'energia condivisa, oltre all'incentivo FIP, è prevista anche la restituzione dei servizi di rete.

***** 200 kW per gli impianti eolici.

***** Il IV CE prevedeva per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 2013 una FIT+PA.

***** Includi specifici impianti di cogenerazione abbinati a reti di teleriscaldamento.

2.2

GLI INCENTIVI DEL D.M. 4 LUGLIO 2019

2.2.1 LE MODALITÀ DI INCENTIVAZIONE

Il D.M. 4 luglio 2019 ha rinnovato i preesistenti meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (D.M. 6 luglio 2012 e D.M. 23 giugno 2016), introducendo per la prima volta in Italia un sistema di competizione tecnologicamente neutrale.

In particolare, il Decreto individua, in funzione della fonte, della tipologia d'impianto e della categoria d'intervento, quattro differenti gruppi:

- gruppo A, al quale appartengono gli impianti:
 - » eolici on shore di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento;
 - » fotovoltaici di nuova costruzione;
- gruppo A-2, al quale appartengono gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto;
- gruppo B, al quale appartengono gli impianti:
 - » idroelettrici di nuova costruzione, integrale ricostruzione (esclusi gli impianti su acquedotto), riattivazione o potenziamento;
 - » a gas residuati dei processi di depurazione di nuova costruzione, riattivazione o potenziamento;
- gruppo C, al quale appartengono gli impianti oggetto di rifacimento:
 - » eolici on shore;
 - » idroelettrici;
 - » a gas residuati dei processi di depurazione.

Per ciascun gruppo sono previsti distinti contingenti di potenza incentivabile, da assegnare con sette successive procedure competitive di registro o asta, sulla base di specifici criteri di priorità o del ribasso sul livello di incentivazione offerto dagli operatori in sede di partecipazione alla singola procedura.

Rispetto al D.M. 23 giugno 2016, oltre all'eliminazione della possibilità di accesso diretto, prevista in precedenza per gli impianti di piccola taglia, è stata ridotta da 5 MW a 1 MW la soglia di potenza per l'iscrizione ai registri o alle aste.

Gli impianti ammessi in posizione utile, a valle dell'entrata in esercizio, sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete con incentivo o Tariffa Onnicomprensiva.

Per gli impianti di potenza fino a 250 kW è possibile scegliere l'uno o l'altro dei due meccanismi, per quelli di potenza superiore a 250 kW è previsto il solo incentivo.

Nel caso di TO, il corrispettivo erogato comprende la remunerazione dell'energia, che viene ritirata dal GSE; nel caso di incentivo l'energia resta invece nella disponibilità del produttore e il corrispettivo riconosciuto è pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia. Diversamente dai precedenti sistemi di incentivazione, nel caso la predetta differenza risulti negativa, il GSE provvederà a richiedere al soggetto responsabile la restituzione di tale differenziale mediante conguaglio o compensazione su altre partite di competenza del medesimo operatore ("tariffa a due vie").

Sono inoltre previsti due ulteriori premi, uno da riconoscere all'energia prodotta dagli impianti del gruppo A-2, l'altro all'energia prodotta e autoconsumata, a condizione che la stessa superi il 40% dell'energia prodotta netta, per gli impianti realizzati su edifici e di potenza inferiore o uguale a 100 kW.

Come per i precedenti decreti, le richieste di accesso ai meccanismi di incentivazione previsti devono essere presentate attraverso l'apposito portale informatico reso disponibile dal GSE.

2.2.2 I BANDI PER I REGISTRI E PER LE ASTE

Nell'autunno del 2020 è stato aperto il bando relativo alla quarta delle sette procedure competitive di registro e asta previste dal D.M. 4 luglio 2019 e nel corso del 2021 si sono svolte la quinta, la sesta e la settima².

A differenza dei precedenti, il Decreto prevede che, in fase di formazione della graduatoria, il GSE accerti, sulla base della documentazione trasmessa dagli operatori all'atto dell'iscrizione, il possesso dei requisiti necessari alla partecipazione e, nel caso di saturazione dei contingenti, dei criteri di priorità dichiarati.

In ottemperanza a quanto previsto, per ciascuna delle procedure il GSE ha effettuato le istruttorie degli impianti risultati in posizione utile, e pubblicato le graduatorie relative ai sette contingenti previsti (aste per i gruppi A, B e C e registri per i gruppi A, A-2, B e C). Le richieste totali pervenute e relative alle procedure di cui sopra sono state 3.255, per complessivi 3.623 MW. Di queste, 2.581 sono risultate ammesse in posizione utile nelle relative graduatorie, per una potenza totale di 3.053 MW³. Il dettaglio delle richieste e il riepilogo dei risultati per ciascuna delle 4 procedure svolte nel 2021 sono riportati nelle tabelle che seguono.

² Il bando 7 si è aperto il 30 settembre 2021 e chiuso il 30 ottobre 2021 con data pubblicazione graduatoria il 28/01/2022.

³ Le potenze delle richieste inviate si riferiscono ai valori dichiarati dai Soggetti Responsabili all'atto dell'iscrizione, le potenze delle richieste in posizione utile si riferiscono ai valori riscontrati dal GSE nell'ambito dell'istruttoria effettuata sulla documentazione allegata alla richiesta di iscrizione.

Tabella 2 esiti della quarta procedura di partecipazione alle aste

Tipologia impianto	CONTINGENTE		ISTANZE INVIAE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Gruppo A	1.161	19	330	28%	14	279	24%
Gruppo B	33	0	-	0%	0	-	0%
Gruppo C	181	2	27	15%	2	27	15%
Totale	1.374	21	357		16	307	

Tabella 3 esiti della quarta procedura di partecipazione ai registri

Tipologia impianto	CONTINGENTE		ISTANZE INVIAE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Gruppo A	112	373	112	100%	284	84	75%
Gruppo A-2	351	220	80	23%	177	64	18%
Gruppo B	10	127	27	271%	68	10	100%
Gruppo C	34	1	1	2%	1	1	2%
Totale	508	721	220		530	159	

Tabella 4 esiti della quinta procedura di partecipazione alle aste

Tipologia impianto	CONTINGENTE		ISTANZE INVIAE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Gruppo A	1.582	12	99	6%	11	74	5%
Gruppo B	48	1	3	6%	1	3	6%
Gruppo C	233	5	21	9%	5	21	9%
Totale	1.862	18	123		17	98	

Tabella 5 esiti della quinta procedura di partecipazione ai registri

Tipologia impianto	CONTINGENTE		ISTANZE INVIAE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Gruppo A	148	376	126	85%	317	112	76%
Gruppo A-2	387	215	83	22%	180	71	18%
Gruppo B	10	97	23	233%	62	14	143%
Gruppo C	54	5	3	5%	5	3	5%
Totale	598	693	236		564	200	

Tabella 6 esiti della sesta procedura di partecipazione alle aste

Tipologia impianto	CONTINGENTE		ISTANZE INVIAE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Gruppo A	2.308	36	597	26%	35	595	26%
Gruppo B	65	0	-	0%	0	-	0%
Gruppo C	313	2	33	10%	2	33	10%
Totale	2.685	38	630		37	628	

Tabella 7 esiti della sesta procedura di partecipazione ai registri

Tipologia impianto	CONTINGENTE		ISTANZE INVIAE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Gruppo A	134	324	123	92%	260	103	77%
Gruppo A-2	416	220	91	22%	187	78	19%
Gruppo B	10	63	15	150%	45	11	108%
Gruppo C	71	1	0	1%	1	0	1%
Totale	631	608	229		493	193	

Tabella 8 esiti della settima procedura di partecipazione alle aste

Tipologia impianto	CONTINGENTE		ISTANZE INVIATE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Gruppo A	3.313	100	1.232	37%	77	975	29%
Gruppo B	105	2	3	3%	1	1	1%
Gruppo C	480	6	117	24%	6	117	24%
Totale	3.897	108	1.352		84	1.093	

Tabella 9 esiti della settima procedura di partecipazione ai registri

Tipologia impianto	CONTINGENTE		ISTANZE INVIATE		ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Gruppo A	260	626	306	118%	514	252	97%
Gruppo A-2	537	344	153	28%	260	110	21%
Gruppo B	20	75	16	79%	63	13	66%
Gruppo C	110	3	1	1%	3	1	1%
Totale	928	1.048	477		840	376	

Contrariamente all'anno precedente, sul fronte delle aste, per nessuna delle procedure è stato saturato il contingente disponibile.

In generale, per le Aste nelle ultime due procedure si è registrato un forte incremento rispetto alle precedenti sessioni nella quota di iniziative ammesse rispetto al contingente disponibile, pur considerando il fatto che quest'ultimo è progressivamente cresciuto nel tempo, per effetto della quota parte di contingente non assegnato nelle procedure e via via riallocato in quelle successive, che ha portato ad esempio a 3.313 MW il contingente disponibile nel gruppo A nella settima procedura.

Per quanto riguarda i registri, nel Gruppo A si è riscontrato una crescita della partecipazione ed un netto incremento in particolare nella settima procedura, con 251 MW in posizione utile, che hanno quasi saturato il contingente disponibile.

Pur senza mai raggiungere la saturazione, va segnalata una crescita significativa della partecipazione ai registri per impianti fotovoltaici abbinati alla rimozione dell'amianto dalle coperture di edifici o fabbricati rurali (Gruppo A-2), per i quali la potenza totale delle iscrizioni è passata dai 15 MW della prima procedura ai quasi 80 MW della quarta fino ai 153 MW della settima procedura, con 110 MW in posizione utile. La percentuale delle iniziative ammesse a seguito del riscontro dei requisiti necessari è rimasta costante e comunque maggiore rispetto alle prime procedure.

Il Gruppo B ha visto il contingente saturato per tutte le procedure svolte tranne che per la settima procedura, unica in cui il contingente non si è saturato, con richieste di iscrizione tutte pervenute per impianti idroelettrici.

2.2.3 ESITI DELL'INCENTIVAZIONE

Per gli impianti soggetti ai registri, ai registri per interventi di rifacimento e alle procedure d'asta, il D.M. 4 luglio 2019 ha previsto 7 sessioni, delle quali, come visto nel paragrafo precedente, nel corso del 2020 e del 2021 si sono tenute le ultime 4 tornate (di cui 3 concluse al 31/12/2021). Gli impianti in posizione utile possono accedere agli incentivi a condizione che entrino in esercizio nei termini previsti dal Decreto per ciascuna tipologia di fonte e di modalità di accesso (registro o asta).

La tabella seguente offre un quadro riassuntivo dei risultati del D.M. 4 luglio 2019 al 31 dicembre 2021 (e dunque relativi alle prime sei procedure). Per ciascuna tipologia d'impianto, la potenza disponibile corrisponde alla potenza indicata dal Decreto per il rispettivo contingente. La potenza ammessa corrisponde alla potenza degli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei registri e delle procedure d'asta pubblicate al termine di ogni procedura, anche a seguito dei meccanismi di riallocazione della potenza previsti dall'art. 20 del Decreto. Una quota di detti impianti, al 31 dicembre 2021, risulta essere stata successivamente esclusa a seguito di rinuncia o annullamento/respingimento derivato dai controlli effettuati dal GSE⁴.

La potenza avente diritto all'incentivazione al 31 dicembre 2021 è costituita dagli impianti per i quali è stata presentata richiesta di accesso agli incentivi a seguito dell'entrata in esercizio e di quelli che invece, pur mantenendo il diritto all'incentivazione, non risultano in esercizio.

⁴ La potenza esclusa comprende anche la potenza non installata nei casi di impianti realizzati con potenza inferiore a quella ammessa in posizione utile nella relativa graduatoria. I valori della potenza avente diritto e della potenza in esercizio includono le potenze degli impianti in esercizio che, a seguito della richiesta di accesso, sono stati ammessi agli incentivi, nonché degli impianti le cui istanze siano in corso di valutazione.

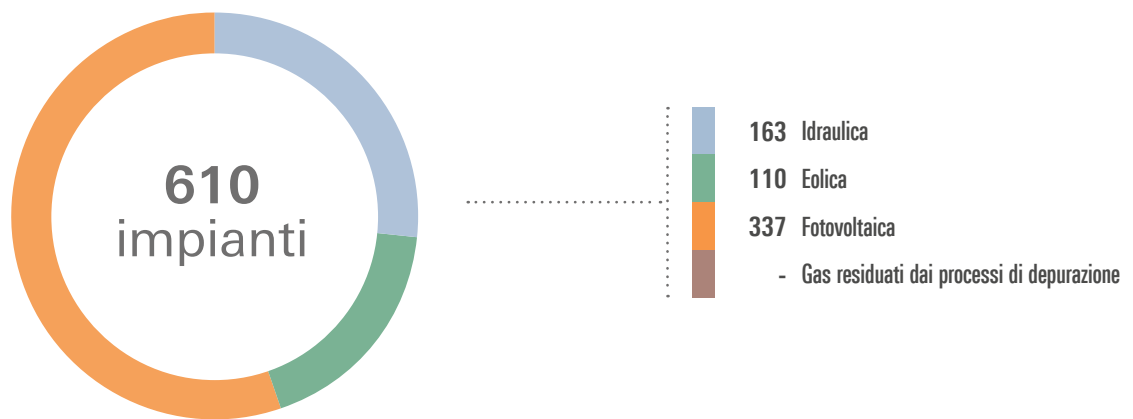
Tabella 10 D.M. 4 luglio 2019 – Quadro riassuntivo degli esiti dell’incentivazione al 31 dicembre 2021 (MW)

Tipo di iscrizione e Gruppo	Tipologia FER	Potenza disponibile [MW]	Potenza ammessa [MW]	Potenza avente diritto al 31/12/2021 [MW]	Dettaglio aventi diritto al 31/12/2021		Potenza esclusa al 31/12/2021
					IN ESERCIZIO [MW]	NON IN ESERCIZIO [MW]	
Asta		4.390	2.333	2.219	229	1.990	114
A	Eolico on shore	3.900	1716	1602	219	1383	114
	Fotovoltaico		471	471	10	461	0
B	Idroelettrico	70	5	5	0	5	0
	Gas da depurazione		0	0	0	0	0
C	Eolico on shore	420	15	15	0	15	0
	Idroelettrico		125	125	0	125	0
	Gas da depurazione		0	0	0	0	0
Registro		1.270	794	743	82	661	51
A	Eolico on shore	530	189	170	19	151	19
	Fotovoltaico		261	248	17	231	14
A - 2	Fotovoltaico	600	263	250	23	228	12
B	Idroelettrico	60	71	65	19	46	6
	Gas da depurazione		0	0	0	0	0
C	Eolico on shore	80	0	0	0	0	0
	Idroelettrico		10	10	5	4	0
	Gas da depurazione		0	0	0	0	0
Totale complessivo		5.660	3.127	2.962	312	2.650	165

2.2.4 IMPIANTI IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2021

Gli impianti che risultano in esercizio al 31 dicembre 2021 sono 610, per una potenza totale di 312 MW. Gli impianti fotovoltaici primeggiano per numerosità (337), seguiti dagli idroelettrici (163). Agli impianti eolici spetta il primato in termini di potenza installata (238 MW).

■ **Figura 1** D.M. 4 luglio 2019 - Numero degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021



■ **Figura 2** ripartizione per fonte della potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021 [MW]

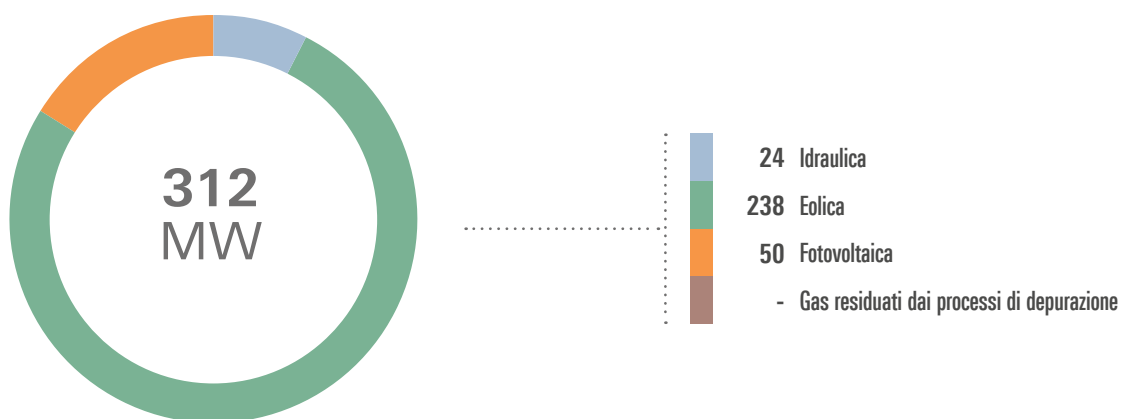


Tabella 11 D.M. 4 luglio 2019 – Numero e potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021, suddivisi per tipologia di impianto

Fonte	2020		2021	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
Idraulica	50	5	163	24
Eolica	33	48	110	238
Fotovoltaica	57	4	337	50
Gas residuati dai processi di depurazione	-	-	-	-
Totale complessivo	140	58	610	312

Tabella 12 D.M. 4 luglio 2019 – Numero e potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021, suddivisi per tipologia di intervento

Categoria	2020		2021	
	Numero impianti	Potenza (MW)	Numero impianti	Potenza (MW)
Nuova Costruzione	138	57	597	306
Integrale Ricostruzione	1	0	3	0
Riattivazione	0	0	1	0,03
Rifacimento Totale o Parziale	1	1	9	5
Totale complessivo	140	58	610	312

2.2.5 IMPIANTI A PROGETTO AL 31 DICEMBRE 2021

La tabella seguente dà evidenza degli impianti risultati aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri che, pur non essendo entrati in esercizio al 31 dicembre 2021, mantengono a tale data la possibilità di accedere all'incentivazione.

La quota più consistente di questi, in termini di numerosità, è rappresentata da impianti fotovoltaici mentre in termini di potenza sono gli impianti eolici a prevalere (1.550 MW).

Tabella 13 D.M. 4 luglio 2019 – Impianti aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri non in esercizio al 31 dicembre 2021, suddivisione per tipologia di impianto

Fonte	Numero	Potenza (MW)
Idroelettrico	238	181
Eolico on shore	633	1.550
Fotovoltaico	1.319	920
Gas da depurazione	-	-
Totale complessivo	2.190	2.650

2.2.6 RISULTATI ECONOMICI D.M. 4 LUGLIO 2019

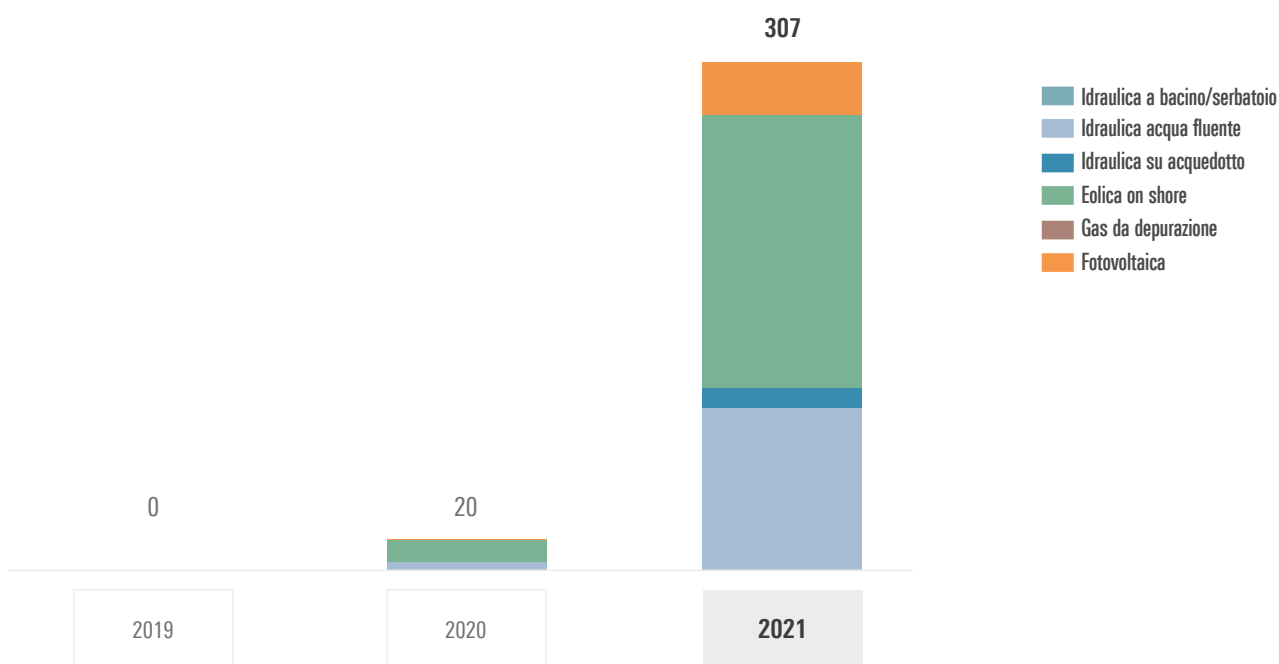
Nel 2021 l'energia incentivata ai sensi del D.M. 4 luglio 2019 è stata di circa 307 GWh, cui risulta associato un corrispettivo economico di 6 mln€. In termini di energia, l'eolico è la prima fonte, con 164 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (98 GWh). In termini di corrispettivi, all'idroelettrico ad acqua fluente sono associati 11 mln€, seguiti da 2 mln€ dell'idroelettrico su acquedotto.

Nelle seguenti tabelle si rappresenta l'energia incentivata e i corrispondenti corrispettivi economici nel 2021.

■ **Tabella 14** evoluzione dell'energia incentivata e ritirata ai sensi del D.M. 4 luglio 2019 [GWh]

Tipologia	2019	2020	2021
Idraulica a bacino/serbatoio	0	0	0
Idraulica acqua fluente	0	5	98
Idraulica su acquedotto	0	0	12
Eolica on shore	0	13	164
Gas da depurazione	0	0	0
Fotovoltaica	0	1	32
Totale complessivo	0	20	307

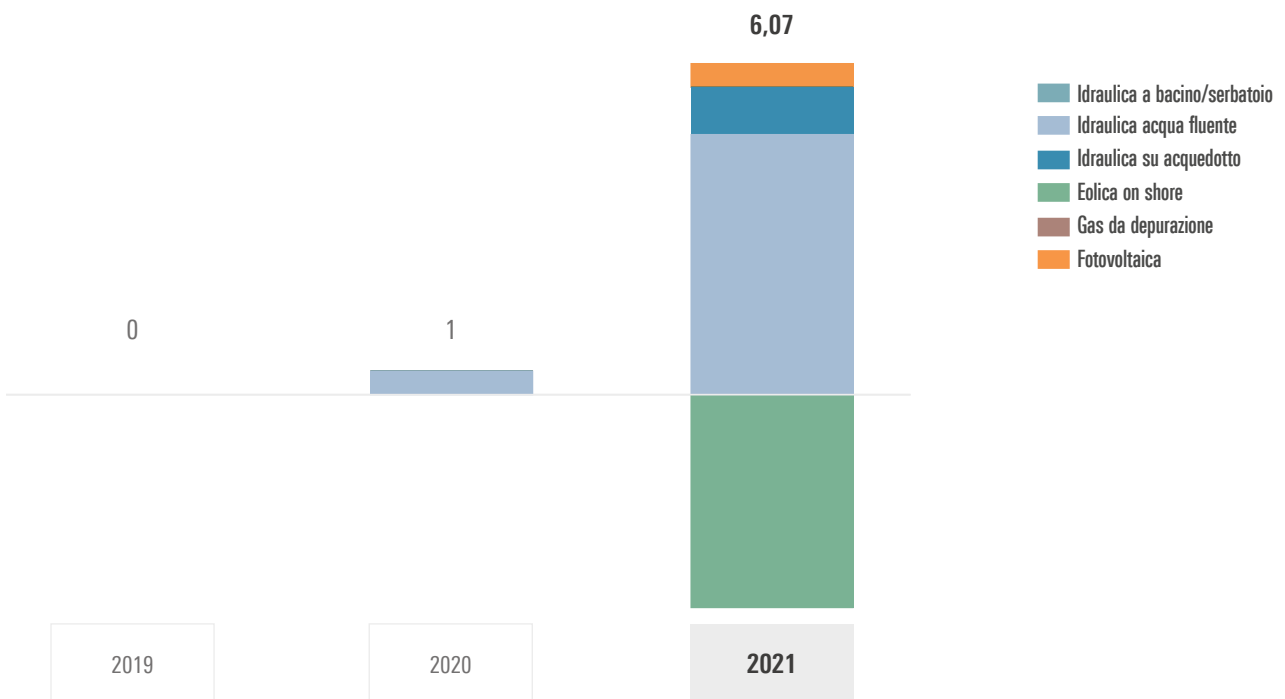
■ **Figura 3** energia incentivata ai sensi del D.M. 4 luglio 2019 [GWh]



■ **Tabella 15** evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 4 luglio 2019 [mln€]

Tipologia	2019	2020	2021
Idraulica a bacino/serbatoio	0	0	0
Idraulica acqua fluente	0	1	11
Idraulica su acquedotto	0	0	2
Eolica on shore	0	0	-9
Gas da depurazione	0	0	0
Fotovoltaica	0	0	1
Totale complessivo	0	1	6,0

■ **Figura 4** corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 4 luglio 2019 [mln€]



2.3

GLI INCENTIVI DEL D.M. ISOLE MINORI

Con la Deliberazione del 6 novembre 2018 n. 558/2018/R/EFR dell'ARERA, si è completato il quadro regolatorio relativo al D.M. 14 febbraio 2017, che ha definito gli obiettivi di evoluzione energetica delle isole minori, mediante lo sviluppo di fonti rinnovabili elettriche e termiche. Il 7 agosto 2019 il GSE ha pubblicato sul proprio sito le "Modalità operative per il riconoscimento della remunerazione prevista dal D.M. 14 febbraio 2017 e dalla Deliberazione 558/2018/R/EFR" e le "Condizioni generali del servizio di remunerazione dell'energia elettrica e termica prodotta da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse di cui al D.M. 14 febbraio 2017".

Per ciascuna delle 20 isole minori, di cui 14 in Sicilia, sono stati individuati specifici obiettivi sia elettrici che termici. Per le rinnovabili elettriche, fotovoltaiche e non, è prevista una "tariffa base" onnicomprensiva sull'energia immessa in rete, e un premio sull'autoconsumo. In merito alla tariffa base, il produttore può scegliere tra una tariffa fissa, differenziata solo per classe di potenza e gruppo di isole, e una tariffa variabile, indicizzata al costo evitato efficiente per ciascuna isola, determinato annualmente entro certi limiti a partire dal prezzo del gasolio.

Per le rinnovabili termiche, sono ammessi all'incentivazione gli impianti solari termici utilizzati per acqua calda sanitaria o per il solar cooling, e le pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria in sostituzione di scaldacqua elettrici. L'incentivazione delle FER termiche prevede una remunerazione in un'unica soluzione, a parziale rimborso della spesa sostenuta e differenziata per le varie tipologie impiantistiche. Il ruolo attribuito al GSE prevede la qualifica (anche preliminare in determinati casi, per impianti con potenza superiore a 50 kW non ancora entrati in esercizio), la contrattualistica e l'erogazione degli incentivi, nonché le relative verifiche.

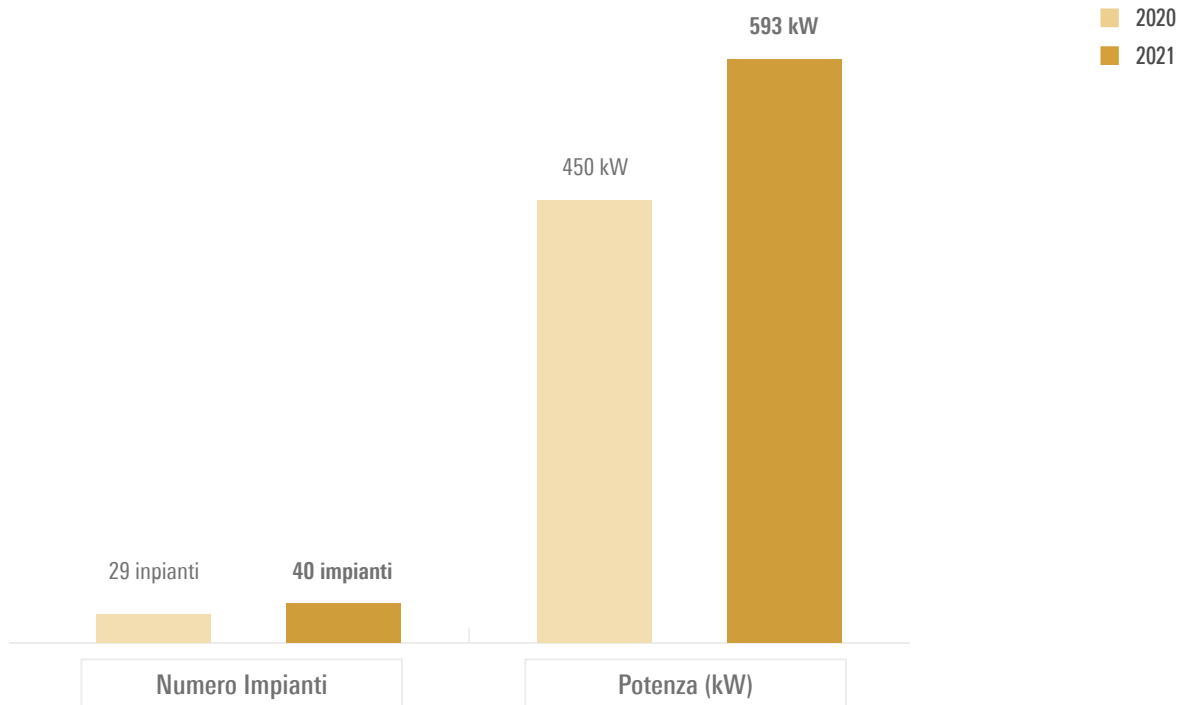
Con riferimento alle sole rinnovabili elettriche, al 31 dicembre 2021 gli impianti che hanno fatto richiesta di incentivazione sono stati 61, esclusivamente per impianti da fonte solare fotovoltaica, installati in 9 isole non interconnesse (Lampedusa, Pantelleria, Favignana, Ustica, Salina, Vulcano e Ponza).

Al 31/12/2021 risultano ammessi agli incentivi 40 impianti, per una potenza di 593 kW.

■ **Tabella 16** evoluzione degli impianti in esercizio ai sensi del D.M. Isole Minori nel 2020 - 2021

Isola	2020		2021	
	Numero Impianti	Potenza (kW)	Numero Impianti	Potenza (kW)
FAVIGNANA	2	26	3	42
LAMPEDUSA	7	215	7	215
PANTELLERIA	2	15	3	32
PONZA	1	86	2	88
SALINA	1	10	3	23
USTICA	15	87	21	181
VULCANO	1	11	1	11
Totale	29	450	40	593

■ **Figura 5** numero e potenza degli impianti in esercizio ai sensi del D.M. Isole Minori nel 2020 - 2021

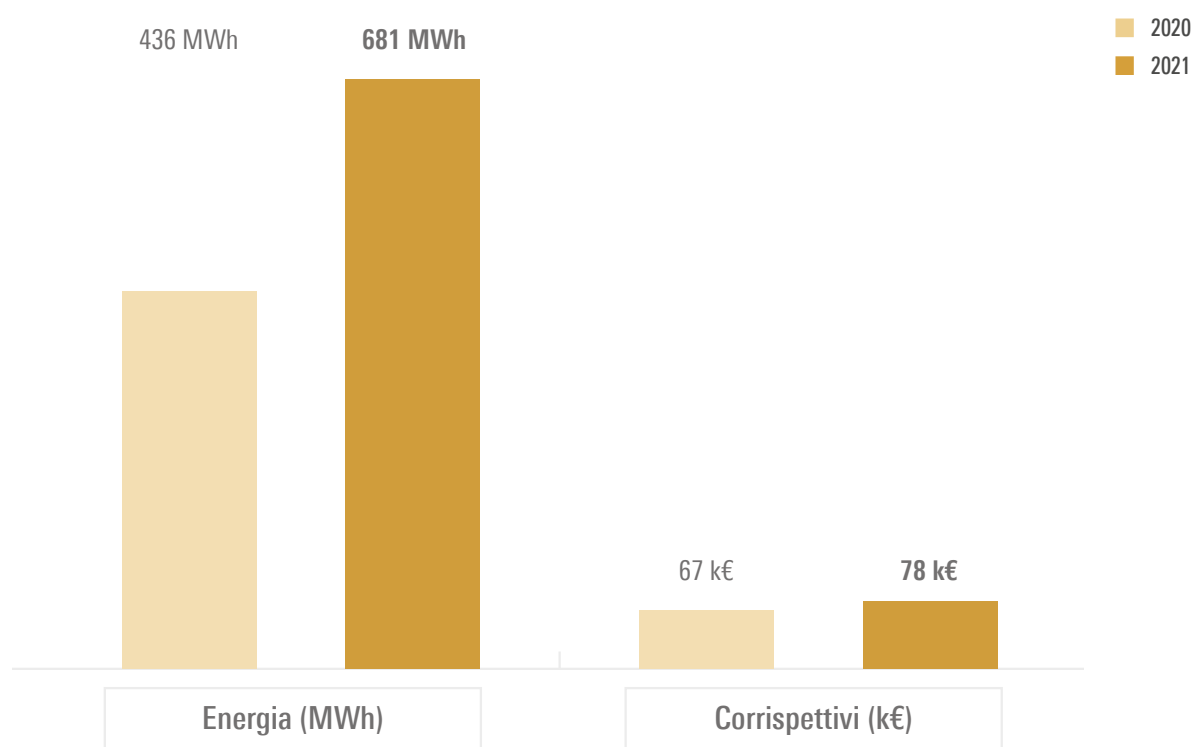


In merito ai dati economici dell'incentivazione, nel 2021 ai quali sono stati corrisposti circa 78.000 euro per una produzione di 681 MWh.

■ **Tabella 17** evoluzione dell'energia incentivata e dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. Isole Minori (14/2/2017)

Tipologia	2020	2021
Energia (MWh)	436	681
Corrispettivi (k€)	67	78

■ **Figura 6** evoluzione dell'energia incentivata e dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. Isole Minori (14/2/2017)



2.4

GLI INCENTIVI DEL D.M. 23 GIUGNO 2016

2.4.1 LE MODALITÀ DI INCENTIVAZIONE

Il D.M. 23 giugno 2016 ha aggiornato i meccanismi già introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica. Il Decreto si applica a tutti gli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013.

È abrogato il D.M. 11 aprile 2008 e sono inclusi tra gli impianti ammissibili ai suddetti meccanismi i solari termodinamici. Come per il precedente D.M. 6 luglio 2012, l'incentivazione è riconosciuta all'energia prodotta netta e immessa in rete, che è pari al minor valore fra la produzione netta (produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari e delle perdite) e l'energia effettivamente immessa in rete.

In particolare, sono previste due tipologie di incentivazione:

- una TO, calcolata secondo la seguente formula:

$$TO = T_b + P_r$$
 (T_b: tariffa incentivante base; P_r: ammontare totale degli eventuali premi).

Nel caso di TO, il corrispettivo erogato comprende la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE;

- un incentivo (I), calcolato come la differenza tra un valore fissato (ricavo complessivo) e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto):

$$I = T_b + P_r - P_z$$
 (P_z: prezzo zonale orario)
 Nel caso di incentivo, l'energia resta invece nella disponibilità del produttore.

La potenza massima per l'accesso alla TO è passata dal valore di 1 MW previsto dal D.M. 6 luglio 2012 al valore di 500 kW.

Gli impianti di potenza superiore a 500 kW possono pertanto optare per il solo incentivo. Gli impianti di potenza non superiore a 500 kW possono invece optare per l'una o per l'altra tipologia, con la facoltà di passare da un sistema all'altro non più di due volte durante l'intero periodo di incentivazione. I valori delle tariffe base di riferimento per le diverse classi di potenza e fonti di alimentazione sono, in generale, minori o uguali a quelli introdotti nel 2012.

È tuttavia prevista la possibilità di accedere, pur con le modalità aggiornate, alle tariffe e ai premi del D.M. 6 luglio 2012 per gli impianti, diversi dai solari termodinamici, entrati in esercizio entro un anno dall'entrata in vigore del nuovo Decreto.

Restano invariate le quattro modalità di accesso agli incentivi:

- accesso diretto, nel caso di impianti di “piccola taglia” nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di rifacimento o potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- iscrizione a registri, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti di “media taglia” nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati o oggetto di potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- aggiudicazione degli incentivi a seguito di partecipazione a procedure competitive di aste al ribasso, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati o oggetto di potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- iscrizione a registri, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto.

Tra le modifiche apportate dal D.M. 23 giugno 2016 sono da segnalare la possibilità di accesso diretto limitata alle richieste presentate entro il 31 dicembre 2017, relative a impianti entrati in esercizio entro tale data e, nel caso degli impianti idroelettrici, al possesso di specifici requisiti ambientali e l'introduzione, per tutte le fonti, di un unico valore della potenza di soglia, pari a 5 MW, oltre il quale è possibile accedere agli incentivi solo a seguito della partecipazione a procedure d'asta (il precedente D.M. 6 luglio 2012 prevedeva soglie differenziate: 20 MW per gli impianti geotermoelettrici, 10 MW per gli impianti idroelettrici, 5 MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

La Legge n.145 del 30 dicembre 2018 ha riaperto la possibilità agli incentivi del D.M. 23 giugno 2016 per gli impianti a biogas fino a 300 kW realizzati da imprenditori agricoli e con specifici requisiti in termini di biomassa in alimentazione e di autoconsumo dell'energia termica prodotta, prevedendo un registro, per l'anno 2019, nel limite del costo indicativo annuo di 25 mln€ o, in alternativa, l'accesso diretto per gli impianti fino a 100 kW. La Legge n. 21 del 26 febbraio 2021 ha introdotto un terzo registro, per l'anno 2021, nel limite del costo indicativo annuo di ulteriori 25 mln€.

2.4.2 LE MODALITÀ DI INCENTIVAZIONE

Per gli impianti soggetti ai registri, ai registri per interventi di rifacimento e alle procedure d'asta, il D.M. 23 giugno 2016 ha previsto un'unica sessione, tenutasi nell'autunno 2016, con la quale è stata assegnata tutta la potenza dei diversi contingenti. Le relative graduatorie sono state pubblicate il 25 novembre 2016 e il 22 dicembre 2016 e aggiornate in via definitiva il 31 maggio 2017, in ragione dello scorrimento previsto dallo stesso Decreto per riassegnare la potenza degli impianti per i quali è stata presentata rinuncia alla posizione utile nei sei mesi successivi alla pubblicazione della prima graduatoria. Gli impianti in posizione utile possono accedere agli incentivi a condizione che entrino in esercizio nei termini previsti dal Decreto per ciascuna tipologia di fonte e di modalità di accesso (registro, registro rifacimenti o asta).

Le richieste di accesso diretto potevano invece essere presentate entro il 31 dicembre 2017. La tabella seguente offre un quadro riassuntivo dei risultati del D.M. 23 giugno 2016 al 31 dicembre 2021. Per ciascuna tipologia d'impianto, la potenza disponibile corrisponde alla potenza indicata dal Decreto per il rispettivo contingente; per i soli registri, la potenza indicata dal Decreto è stata diminuita di una quota pari alla potenza degli impianti in accesso diretto entrati in esercizio alla data di pubblicazione del bando. La potenza ammessa corrisponde alla potenza degli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei registri e delle procedure d'asta pubblicate rispettivamente il 25 novembre 2016 e il 22 dicembre 2016 e aggiornate il 31 maggio 2017⁵.

Una quota di detti impianti, al 31 dicembre 2021, risulta essere stata successivamente esclusa a seguito di rinuncia o annullamento/respingimento derivato dai controlli effettuati dal GSE, nonché decadenza per decorrenza dei termini per l'entrata in esercizio.

La potenza avente diritto all'incentivazione al 31 dicembre 2021 corrisponde alla potenza ammessa, diminuita di quella esclusa alla stessa data⁶.

La tabella fornisce, inoltre, il dettaglio della quota di potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2021, per i quali è stata presentata richiesta di accesso agli incentivi e di quelli che invece, pur mantenendo il diritto all'incentivazione, non hanno presentato alcuna richiesta.

Per l'accesso diretto è, infine, indicata la potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2021 e la potenza esclusa, alla stessa data, a seguito dell'istruttoria del GSE.

La tabella include i valori di potenza degli impianti a biogas che possono accedere agli incentivi del D.M. 23 giugno 2016, in attuazione della Legge n.145 del 30 dicembre 2018, della Legge n. 8 del 28 febbraio 2020 e della Legge n. 21 del 26 febbraio 2021. In particolare, per le "bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)" a registro concorrono ai valori di potenza disponibile e di potenza ammessa i 22 MW del contingente indicato dal bando pubblicato dal GSE il 21 settembre 2021 e assegnato con la pubblicazione, in data 22 dicembre 2021, della graduatoria relativa al terzo registro aperto ai sensi delle leggi succitate. A tali valori si aggiungono la potenza disponibile e ammessa dei bandi 2020 e 2019. Sono invece 16 i MW di impianti a biogas ricadenti nell'ambito di applicazione delle stesse leggi che, al 31 dicembre 2021, risultano in esercizio, di cui 4,3 MW relativi a impianti con accesso diretto ("bioenergie - esclusi rifiuti").

⁵ Per il dettaglio delle richieste e il riepilogo dei risultati di ciascun bando (registro, registro rifacimenti o asta) in termini di numerosità e potenza, si rimanda al par. 2.1 del Rapporto Attività

⁶ La potenza esclusa comprende anche la potenza non installata nei casi di impianti realizzati con potenza inferiore a quella ammessa in posizione utile nella relativa graduatoria. I valori della potenza avente diritto e della potenza in esercizio includono le potenze degli impianti in esercizio che, a seguito della richiesta di accesso, sono stati ammessi agli incentivi, nonché degli impianti le cui istanze siano in corso di valutazione.

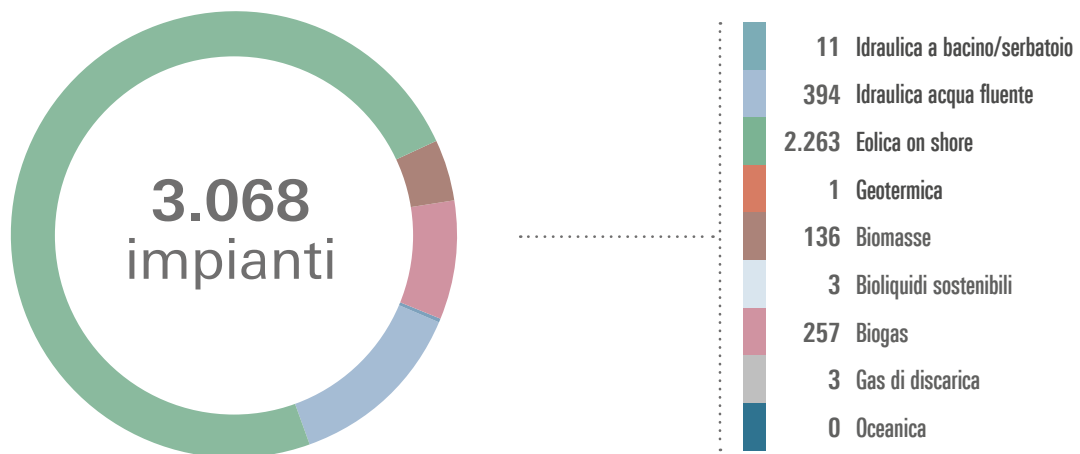
Tabella 18 D.M. 23 giugno 2016 - Quadro riassuntivo degli esiti di incentivazione al 31 dicembre 2021 [MW]

Modalità d'accesso e tipologia di impianto	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31/12/2021	DETTAGLIO AVENTI DIRITTO AL 31/12/2021		POTENZA ESCLUSA AL 31/12/2021
				In esercizio	Non in esercizio	
Aste	1.000	870	849	799	50	21
Eolico on shore	800	800	799	799	0	1
Eolico off shore	30	30	30	0	30	0
Geotermoelettrico	20	20	20	0	20	0
Rifiuti (Biomasse C e D)	50	20	0	0	0	20
Solare termodinamico	100	0	0	0	0	0
Registri	350	341	272	167	105	69
Idroelettrico	79	79	75	69	6	4
Eolico on shore	57	57	48	43	5	9
Geotermoelettrico	30	30	21	0	21	9
Oceanica	6	0	0	0	0	0
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)	158	155	109	55	54	46
Solare termodinamico	20	20	19	0	19	1
Registri rifacimenti	90	55	52	51	0	4
Idroelettrico	30	30	30	30	0	0
Eolico on shore	40	9	6	6	0	3
Geotermoelettrico	20	16	16	16	0	0
Totale aste/registri/ Registri rifacimenti	1.440	1.265	1.173	1.018	155	93
Accesso diretto			175	175	0	52
Idroelettrico			27	27	0	33
Eolico on shore			119	119	0	13
Oceanica			0	0	0	0
Bioenergie (esclusi rifiuti)			29	29	0	6
Totale complessivo	1.440	1.265	1.348	1.193	155	145

2.4.3 IMPIANTI IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2021

Gli impianti che risultano in esercizio al 31 dicembre 2021 sono 3.068, per una potenza totale di 1.193 MW. Gli impianti eolici primeggiano per numerosità (2.263), seguiti dagli idroelettrici ad acqua fluente (394). Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (968 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (120 MW).

■ **Figura 7** D.M. 23 giugno 2016 - Numero degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021



■ **Figura 8** D.M. 23 giugno 2016 - Ripartizione per fonte della potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021 [MW]

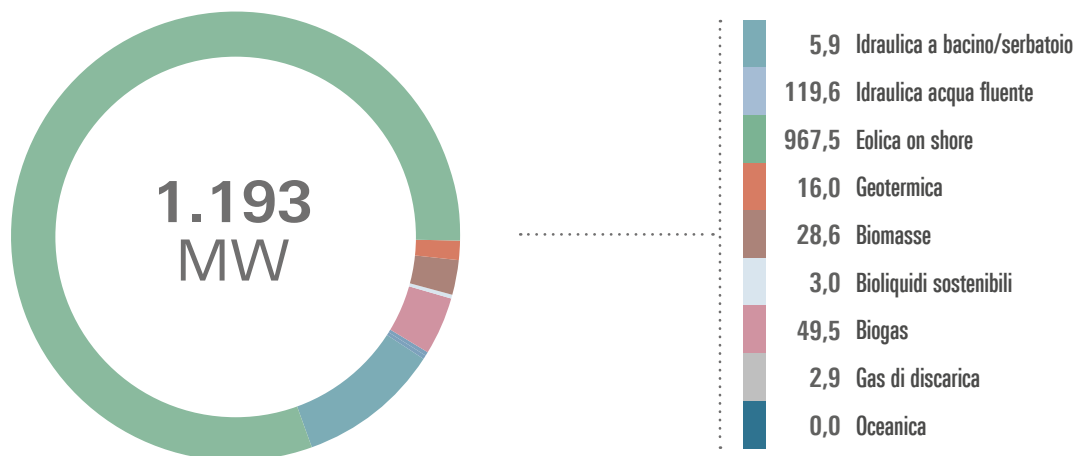


Tabella 19 D.M. 23 giugno 2016 - Numero e potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021, suddivisi per tipologia di impianto

Fonte	2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)
Idraulica a bacino/serbatoio	1	0	5	0.3	14	1.8	12	4.6	13	6.0	11	5.9
Idraulica acqua fluente	67	17.6	340	57.4	348	72.2	365	86.4	392	113.6	394	119.6
Eolica on shore	348	21.7	2.364	152.1	2.283	418.4	2.274	962.1	2.270	961.9	2.263	967.5
Geotermica	0	0	0	0.0	0	0.0	1	16.0	1	16.0	1	16.0
Biomasse	28	10.1	153	32.2	148	31.2	148	32.3	142	29.5	136	28.6
Bioliquidi sostenibili	1	1	1	1.0	1	1.0	1	1.0	3	3.0	3	3.0
Biogas	19	4.8	125	20.4	136	23.0	170	31.2	193	37.2	257	49.5
Gas di discarica	2	1.9	2	1.9	3	3.9	3	2.9	3	2.9	3	2.9
Oceanica	1	0.1	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Totale	467	57	2.990	265	2.933	551	2.974	1.137	3.017	1.170	3.068	1.193

Tabella 20 D.M. 23 giugno 2016 - Numero e potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021, suddivisi per tipologia di intervento

Categoria	2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)
Nuova costruzione	457	55.9	2.920	244.9	2.855	504.7	2.894	1.027.7	2.933	1.051.2	2.983	1.073.9
Riattivazione	1	0.1	23	2.1	21	1.8	20	1.7	20	1.9	20	1.9
Integrale ricostruzione	5	0.7	21	3.3	26	24.2	28	63.2	28	63.2	28	63.2
Rifacimento totale o parziale	2	0.1	18	12.8	25	19.5	26	42.6	30	52.4	30	52.4
Potenziamento	2	0.4	8	2.2	6	1.3	6	1.3	6	1.3	7	1.5
Totale	467	57	2.990	265	2.933	551	2.974	1.137	3.017	1.170	3.068	1.193

Numerosità e potenza degli impianti in esercizio e ammessi agli incentivi hanno registrato un aumento contenuto nel corso del 2021, in quanto la maggior parte degli impianti aventi diritto ha avviato la produzione negli anni precedenti.

2.4.4 IMPIANTI A PROGETTO AL 31 DICEMBRE 2021

La tabella seguente dà evidenza degli impianti risultati aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri che, pur non essendo entrati in esercizio al 31 dicembre 2021, mantengono a tale data la possibilità di accedere all'incentivazione.

La quota più consistente di questi, in termini di numerosità, è rappresentata dagli impianti a biogas ammessi in posizione utile nei tre registri aperti in attuazione della Legge n.145 del 30 dicembre 2018, della Legge n. 8 del 28 febbraio 2020 e della Legge n. 21 del 26 febbraio 2021.

Tabella 21 D.M. 23 giugno 2016 - Impianti aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri non in esercizio al 31 dicembre 2021, suddivisione per tipologia di impianto

Fonti primarie utilizzate	Numero	Potenza (MW)
Idraulica acqua fluente	13	6
Eolica on shore	1	5
Eolica off shore	1	30
Geotermica	6	41
Biomasse	0	-
Biogas	224	54
Solare Termodinamico	7	19
Totale complessivo	252	155

2.4.5 RISULTATI ECONOMICI D.M. 23 GIUGNO 2016

Nel corso del 2021, l'energia incentivata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 è aumentata fino a circa 3.441 GWh, cui risulta associato un corrispettivo economico di circa 188 mln€. In termini di energia, l'eolico è la prima fonte, con 2.214 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (710 GWh) e dal biogas (264 GWh). In termini di corrispettivi, all'eolico sono associati 64 mln€, seguiti da 55 mln€ del biogas e da 52 mln€ dell'idroelettrico ad acqua fluente.

Nelle seguenti tabelle si rappresenta l'evoluzione storica dell'energia incentivata e dei corrispondenti corrispettivi economici, a partire dal 2016. È possibile osservare la rilevante crescita dell'energia e dei corrispettivi del 2019 e del 2020, rispetto al 2018, dovuta prevalentemente all'entrata in esercizio di nuova potenza eolica. Si è assistito invece a una riduzione dei corrispettivi erogati nel 2021 rispetto all'anno precedente dovuta all'aumento del prezzo dell'energia elettrica sul mercato.

Tabella 21 evoluzione dell'energia incentivata e ritirata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [GWh]

Tipologia	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idraulica a bacino/serbatoio	0	3	17	17	19	20
Idraulica acqua fluente	20	91	313	429	583	710
Idraulica su acquedotto				0	0	0
Eolica on shore	23	106	355	1.564	2.119	2.214
Geotermica				60	94	96
Biomasse	1	12	65	68	64	120
Bioliquidi sostenibili				0	0	0
Biogas	3	35	102	150	190	264
Gas di discarica		1	4	7	5	17
Totale complessivo	48	248	857	2.294	3.072	3.441

Figura 9 evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [GWh]

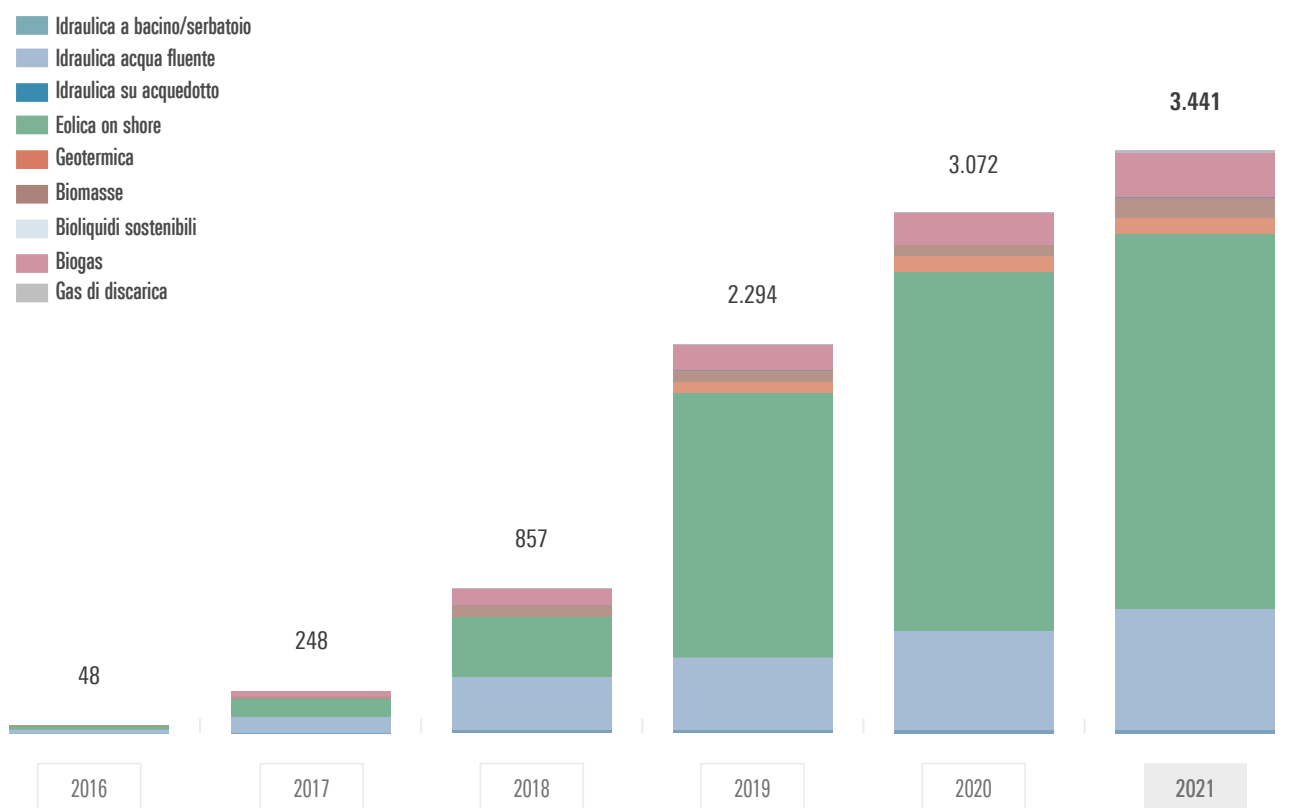
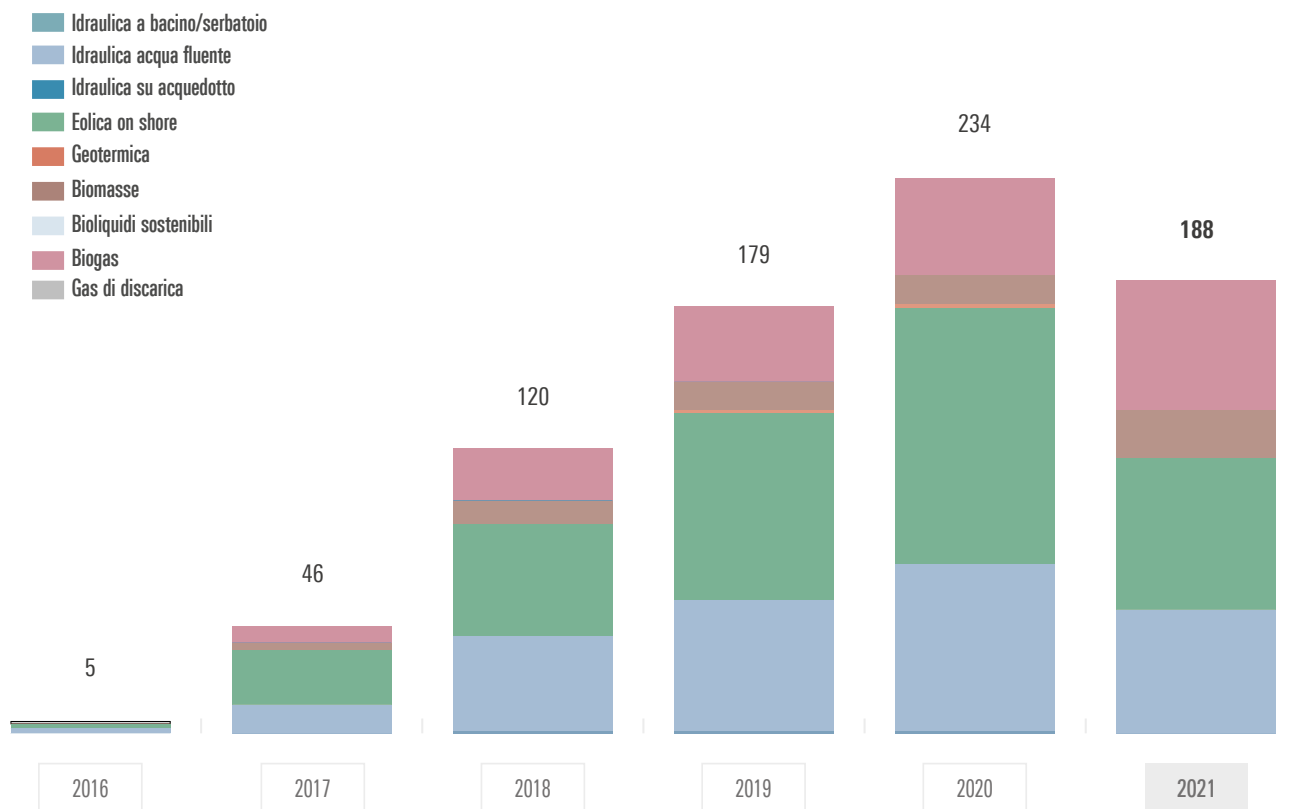


Tabella 22 evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [mln€]

Tipologia	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idraulica a bacino/serbatoio	0	0	1	1	1	0
Idraulica acqua fluente	2	12	40	55	70	52
Idraulica su acquedotto				0	0	0
Eolica on shore	2	23	47	79	108	64
Geotermica				1	2	-2
Biomasse	0	3	10	12	12	20
Bioliquidi sostenibili				0	0	0
Biogas	1	7	22	32	41	55
Gas di discarica		0	0	0	0	-1
Totale complessivo	5	46	120	179	234	188

Figura 10 evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 [mln€]



2.5

GLI INCENTIVI DEL D.M. 6 LUGLIO 2012

2.5.1 LE MODALITÀ DI INCENTIVAZIONE

Il D.M. 6 luglio 2012, entrato in vigore l'11 luglio 2012, ha introdotto, in sostituzione dei CV e delle TO del D.M. 18 dicembre 2008, i meccanismi di incentivazione poi ripresi dal D.M. 23 giugno 2016.

Lo stesso Decreto, all'art. 30, ha previsto le modalità di transizione dai precedenti incentivi al nuovo sistema. Ai meccanismi allora introdotti potevano accedere tutti gli impianti a fonti rinnovabili, diverse da quella fotovoltaica, entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013. Successivamente all'entrata in vigore del D.M. 23 giugno 2016, hanno mantenuto la possibilità di accesso ai precedenti incentivi esclusivamente gli impianti ammessi in posizione utile nelle procedure d'asta e nei registri svolti ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 e per i quali non siano decorsi i termini previsti dal medesimo Decreto per l'entrata in esercizio.

Come poi confermato nell'aggiornamento normativo del 2016, l'incentivazione ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 è riconosciuta all'energia prodotta netta e immessa in rete mediante, in alternativa, una TO, pari al valore della relativa tariffa base maggiorata degli eventuali premi, oppure un incentivo (I), calcolato come differenza tra un valore fissato (ricavo complessivo) e il prezzo zonale orario dell'energia, riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto.

Nel caso della TO, riservata su richiesta esclusivamente agli impianti di potenza non superiore a 1 MW, il corrispettivo erogato comprende la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE; nel caso di incentivo, l'energia resta invece nella disponibilità del produttore.

Le modalità di accesso ai meccanismi di incentivazione sono le stesse poi riprese dal D.M. 23 giugno 2016:

- accesso diretto, nel caso di impianti di "piccola taglia" nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di rifacimento o potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- iscrizione a registri, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti di "media taglia" nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati o oggetto di potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);

- aggiudicazione degli incentivi a seguito di partecipazione a procedure competitive di aste al ribasso, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati o oggetto di potenziamento (per quest'ultima categoria d'intervento rileva l'incremento di potenza);
- iscrizione a registri, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto.

2.5.2 ESITI DELL'INCENTIVAZIONE

La tabella seguente offre un quadro riassuntivo dei risultati del D.M. 6 luglio 2012 dall'entrata in vigore al 31 dicembre 2021.

In particolare, per ciascuna tipologia di impianto, la potenza disponibile per le aste, per i registri e per i registri per interventi di rifacimento, corrisponde alla somma della potenza messa a disposizione nei bandi aperti, ai sensi del Decreto, negli anni 2012, 2013 e 2014.

La potenza ammessa corrisponde alla somma delle potenze degli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei suddetti bandi.

Di detti impianti, al 31 dicembre 2021, una quota significativa risulta essere stata successivamente esclusa a seguito di rinuncia, decadenza per decorrenza dei termini per l'entrata in esercizio, annullamento/respingimento derivato dai controlli effettuati dal GSE o esclusione a seguito dell'accesso, nel periodo transitorio, al precedente meccanismo di incentivazione (IAFR).

La potenza avente diritto all'incentivazione al 31 dicembre 2021 corrisponde alla potenza ammessa diminuita di quella esclusa alla stessa data⁷.

La tabella fornisce inoltre il dettaglio della quota della potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2021, per i quali è stata presentata richiesta di accesso agli incentivi. Alla stessa data non risultano presenti impianti per i quali, pur mantenendo il diritto all'incentivazione, non è stata presentata alcuna richiesta.

Per l'accesso diretto, è infine indicata la potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2021 e la potenza esclusa alla stessa data a seguito di rinuncia o in virtù dell'operato del GSE.

⁷ La potenza esclusa comprende anche la potenza non installata nei casi di impianti realizzati con potenza inferiore a quella ammessa in posizione utile nella relativa graduatoria

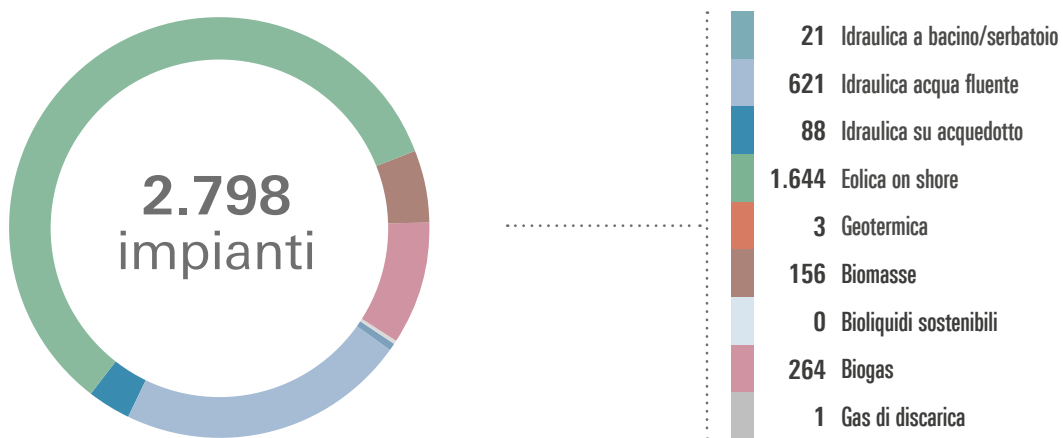
Tabella 23 quadro riassuntivo degli esiti di incentivazione al 31 dicembre 2021 [MW]

MODALITÀ D'ACCESSO E TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31/12/2021	DETTAGLIO AVENTI DIRITTO AL 31/12/2021		POTENZA ESCLUSA AL 31/12/2021
				In esercizio	Non in esercizio	
Aste	2.531	1.442	1.297	1.297	0	145
Idroelettrico	50	0	0	0	0	0
Eolico on shore	1.321	1.275	1.187	1.187	0	88
Eolico off shore	650	30	0	0	0	30
Geotermoelettrico	40	40	40	40	0	0
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse tipo C)	120	47	38	38	0	9
Rifiuti (Biomasse C)	350	51	33	33	0	18
Registri	1.000	880	283	283	0	598
Idroelettrico	205	204	115	115	0	89
Eolico on shore	178	178	81	81	0	97
Geotermoelettrico	105	17	17	17	0	0
Oceanica	3	0	0	0	0	0
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse tipo C)	479	478	71	71	0	407
Rifiuti (Biomasse C)	30	4	0	0	0	4
Rifacimenti	1.875	202	141	141	0	60
Idroelettrico	900	144	108	108	0	36
Eolico on shore	450	2	0	0	0	2
Geotermoelettrico	120	40	20	20	0	20
Bioenergie (esclusi rifiuti)	195	0	0	0	0	0
Rifiuti (Biomasse C)	210	17	14	14	0	3
Totale aste/registri/ Registri rifacimenti	5.406	2.524	1.721	1.721	0	803
Accesso Diretto	-	-	113	113	-	16
Idroelettrico	-	-	22	22	-	5
Eolico on shore	-	-	64	64	-	5
Oceanica	-	-	0	0	-	0
Bioenergie (esclusi rifiuti)	-	-	27	27	-	6
Totale complessivo	5.406	2.524	1.834	1.834	0	818

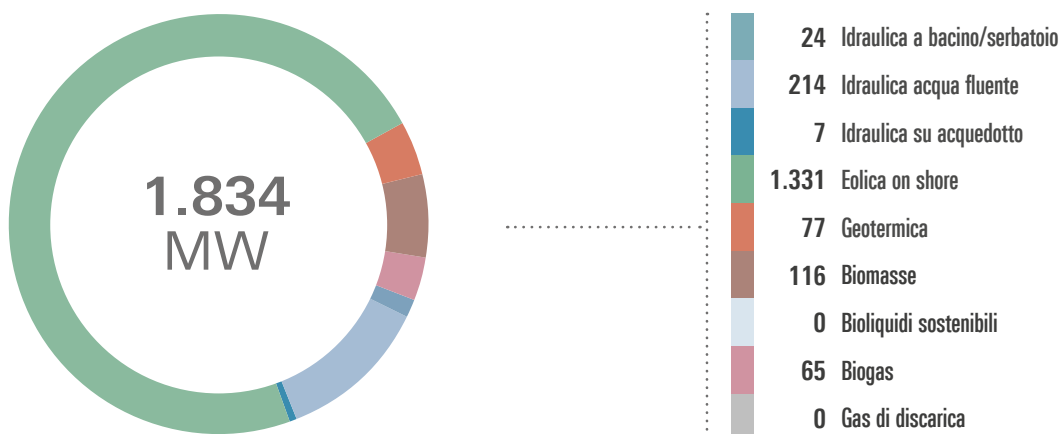
2.5.3 IMPIANTI IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2021

Gli impianti che risultano in esercizio al 31 dicembre 2021 sono 2.798, per una potenza totale di 1.834 MW. Gli impianti eolici primeggiano per numerosità (1.644), seguiti dagli idroelettrici ad acqua fluente (621). Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (1.331 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (214 MW).

■ **Figura 11** ripartizione per fonte del numero degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021 [n]



■ **Figura 12** ripartizione per fonte della potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021 [MW]



Le tabelle seguenti riportano l'evoluzione storica degli impianti in esercizio, con indicazione della fonte e della categoria di intervento.

Tabella 24 evoluzione storica, in numero e potenza, degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021, suddivisi per tipologia di impianto

TIPOLOGIA IMPIANTI	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)
Idraulica a bacino/serbatoio	2	1	6	1	8	2	14	11	17	11	18	12	21	24	21	24	21	24
Idraulica acqua fluente	143	25	250	50	445	133	586	212	617	227	622	225	620	214	622	214	621	214
Idraulica su acquedotto	22	1	35	2	66	4	88	6	88	7	88	7	88	7	88	7	88	7
Eolica on shore	188	145	538	294	1.194	632	1.658	974	1.661	1.205	1.655	1.289	1.651	1.316	1.650	1.332	1.644	1.331
Geotermica	0	0	1	20	3	77	3	77	3	77	3	77	3	77	3	77	3	77
Biomasse	29	21	73	46	139	58	176	118	174	119	171	118	170	118	161	117	156	116
Bioliquidi sostenibili	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	1	-	-	-	-	0	0
Biogas	60	14	106	25	192	44	257	62	265	66	266	66	265	66	265	66	264	65
Gas di discarica	0	0	1	0	2	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
Totale	445	208	1.011	439	2.050	951	2.785	1.463	2.827	1.713	2.825	1.795	2.819	1.821	2.811	1.837	2.798	1.834

Tabella 25 evoluzione storica, in numero e potenza, degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2021, suddivisi per tipologia di intervento

CATEGORIA	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)	Numero di impianti	Potenza (MW)
Nuova costruzione	409	200	951	406	1.956	865	2.649	1.300	2.688	1.544	2.681	1.626	2.675	1.653	2.666	1.668	2.653	1.665
Riattivazione	13	1	21	2	22	2	37	5	38	5	43	6	43	6	44	6	44	6
Integrale ricostruzione	8	0	16	1	22	2	22	2	24	3	24	3	24	3	24	3	24	3
Rifacimento totale o parziale	15	7	23	30	47	63	74	137	74	143	74	142	74	142	74	142	74	142
Potenziamento	0	0	0	0	3	18	3	18	3	18	3	18	3	18	3	18	3	18
Totale	445	208	1.011	439	2.050	951	2.785	1.463	2.827	1.713	2.825	1.795	2.819	1.821	2.811	1.837	2.798	1.834

Per il D.M. 6 luglio 2012, la numerosità degli impianti in esercizio e ammessi agli incentivi è rimasta pressoché stabile nel corso del 2021.

In particolare, al 31 dicembre 2021, tutti gli impianti aventi diritto risultano aver presentato richiesta di accesso agli incentivi.

2.5.4 RISULTATI ECONOMICI D.M. 6 LUGLIO 2012

Nel corso del 2021, l'energia incentivata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 è risultata pari a 5.644 GWh, cui è associato un corrispettivo economico di circa 392 mln€. In termini di energia, l'eolico è di gran lunga la fonte più rappresentativa, con 2.642 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (1.262 GWh) e dal geotermico (582 GWh). In termini di corrispettivi, all'idroelettrico ad acqua fluente sono associati 125 mln€, seguiti dall'eolico con 114mln€ e da 89 mln€ del biogas.

Nelle seguenti tabelle si rappresenta l'evoluzione storica dell'energia incentivata e dei corrispondenti corrispettivi economici, a partire dal 2013. Come già osservato per il D.M. 23 giugno 2016, nel 2021 si è osservata una netta riduzione dei corrispettivi erogati, soprattutto ai grandi impianti eolici beneficiari di tariffe per differenza, per via del rilevante aumento del prezzo dell'energia.

Tabella 26 evoluzione dell'energia incentivata e ritirata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [GWh]

TIPOLOGIA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idraulica a bacino/serbatoio		1	15	61	83	110	115	100	124
Idraulica acqua fluente	21	163	407	735	848	1.165	1.224	1.224	1.262
Idraulica su acquedotto	1	7	16	27	26	31	35	35	36
Eolica on shore	6	368	701	1.522	2.216	2.473	2.762	2.532	2.642
Geotermica		153	370	527	522	528	511	487	582
Biomasse	1	34	73	183	433	437	435	416	573
Bioliquidi sostenibili	-	-	-				-	-	8
Biogas	2	86	211	331	404	409	409	411	417
Gas di discarica		1	2	2	1	1	1	0	0
Totale complessivo	31	812	1.796	3.387	4.532	5.153	5.492	5.205	5.644

Figura 13 evoluzione dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [GWh]

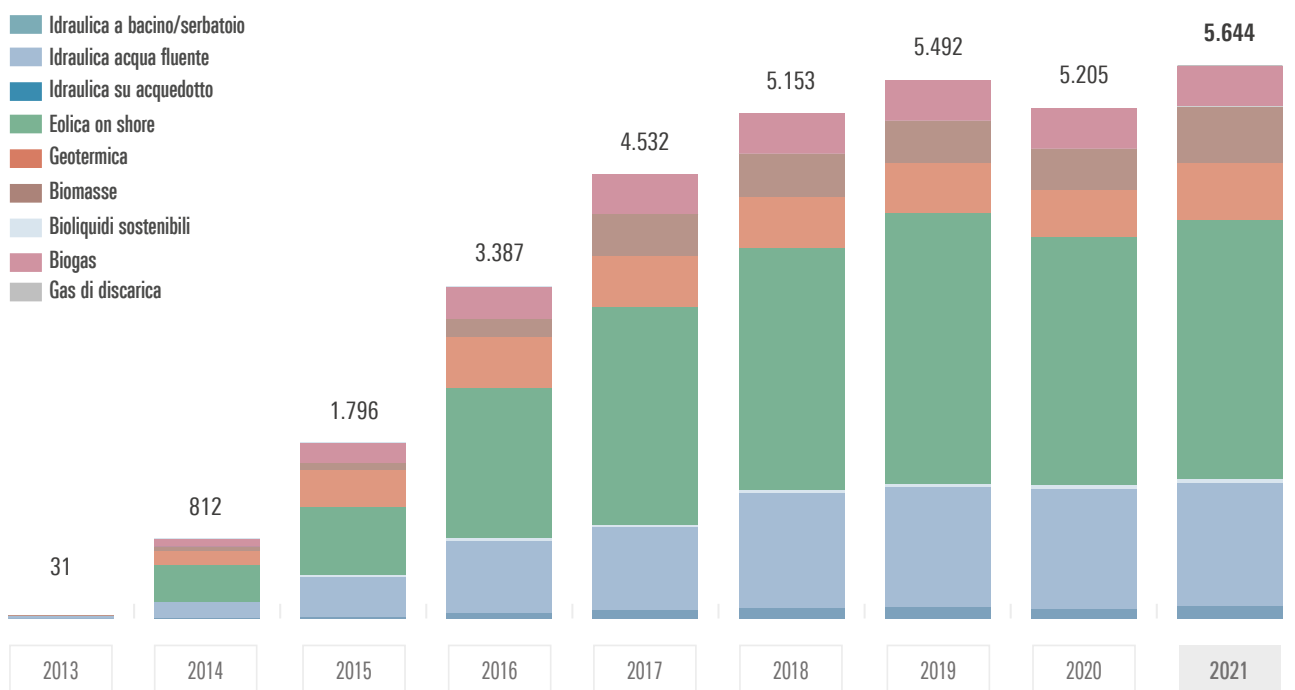
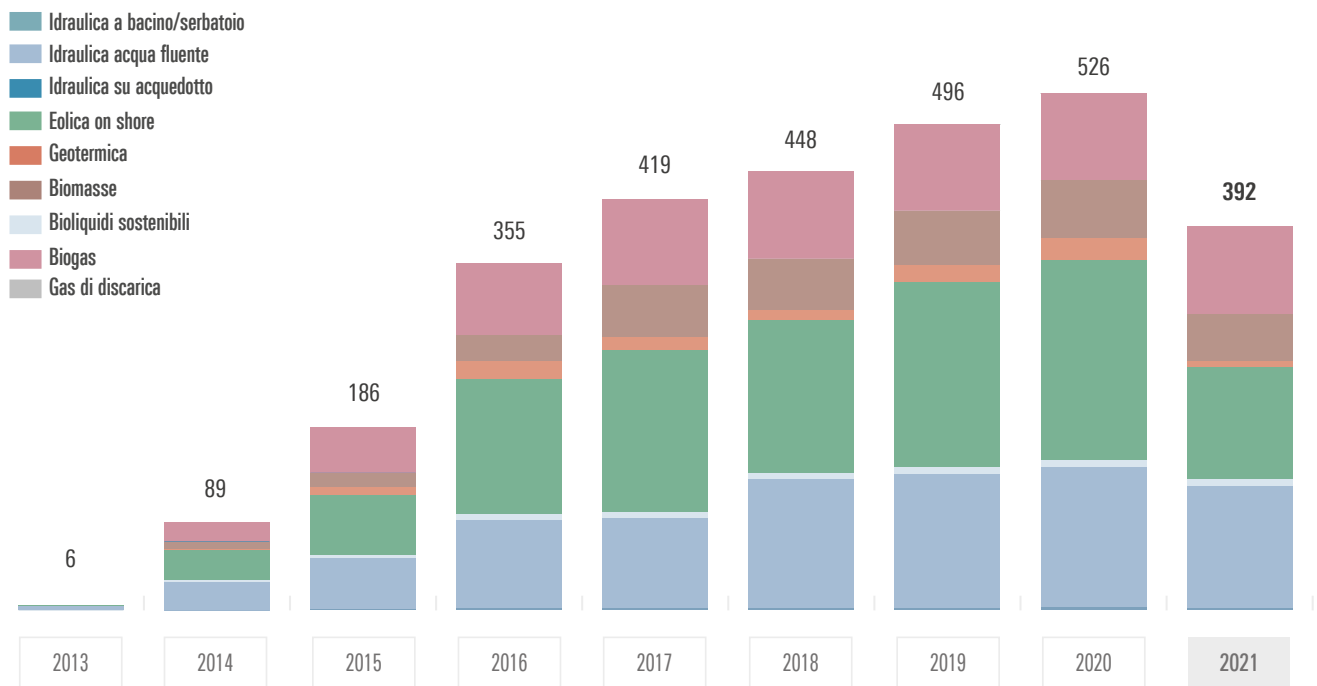


Tabella 27 evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [mln€]

TIPOLOGIA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idraulica a bacino/serbatoio	-	-	1	2	2	2	2	3	2
Idraulica acqua fluente	4	29	52	90	92	132	137	143	125
Idraulica su acquedotto	-	2	4	6	6	6	7	7	7
Eolica on shore	1	30	61	138	166	156	189	205	114
Geotermica	-	2	8	18	13	11	18	22	7
Biomasse	-	7	14	27	53	52	55	59	47
Bioliquidi sostenibili	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Biogas	-	20	47	74	88	89	88	89	89
Gas di discarica	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Totale complessivo	6	89	186	355	419	448	496	526	392

Figura 14 evoluzione dei corrispettivi erogati ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 [mln€]



2.6

CERTIFICATI VERDI, TARIFFE EX-CV E TARIFFE ONNICOMPRESIVE

2.6.1 LA QUALIFICA DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI

Per poter accedere, previa qualifica, ai meccanismi di incentivazione di cui al D.M. 18 dicembre 2008, gli impianti dovevano entrare in esercizio entro il 31 dicembre 2012 o entro i termini e alle condizioni di cui all'art. 30 del D.M. 6 luglio 2012, o entro i termini e alle condizioni previste dalle disposizioni normative urgenti emanate in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici che hanno interessato i territori delle province di Bologna, Ferrara, Mantova, Modena, Reggio Emilia e Rovigo il 20 e il 29 maggio 2012.

L'art. 30 del D.M. 6 luglio 2012 ha inoltre previsto un regime di favore per gli impianti di riconversione del settore bieticolo-saccarifero, che comporta l'applicazione del D.M. 18 dicembre 2008 senza decurtazioni sugli incentivi e a prescindere dalla data di entrata in esercizio. Tali impianti, infatti, alla data di pubblicazione del D.M. 6 luglio 2012, erano in una fase iniziale, sia del processo di definizione sia dell'iter autorizzativo, incompatibile con la condizione dell'entrata in esercizio entro i termini di cui al comma 1 del citato art. 30. Inoltre, i piani di investimento degli impianti, approvati dal comitato interministeriale bieticolo-saccarifero, prevedono prezzi di ritiro per gli agricoltori fissati sulla base degli incentivi vigenti prima del 31 dicembre 2012. Il comitato interministeriale, dunque, nella riunione del 5 febbraio 2015, ha deliberato di garantire il regime di favore agli impianti già autorizzati, la cui costruzione risulti ultimata entro il 31 dicembre 2018. Tale possibilità è stata confermata dal D.M. 23 giugno 2016, all'art.19, alle condizioni previste dalla predetta delibera del comitato, e in particolare nel limite complessivo di 83 MW di potenza elettrica.

Gli interventi ammessi alla qualifica (qualifica IAFR ovvero qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili), secondo l'allegato A del D.M. 18 dicembre 2008, erano i seguenti:

- nuova costruzione;
- riattivazione;
- potenziamento;
- rifacimento totale;
- rifacimento parziale.

A ogni categoria di intervento corrisponde un diverso algoritmo che determina l'energia incentivabile (Ei) sulla base dell'energia netta prodotta (per esempio, nel caso di interventi di nuova costruzione tutta l'energia netta prodotta è incentivabile, mentre nel caso dei potenziamenti non idroelettrici è incentivabile solo l'incremento di produzione rispetto alla produzione storica dell'impianto negli anni precedenti al potenziamento).

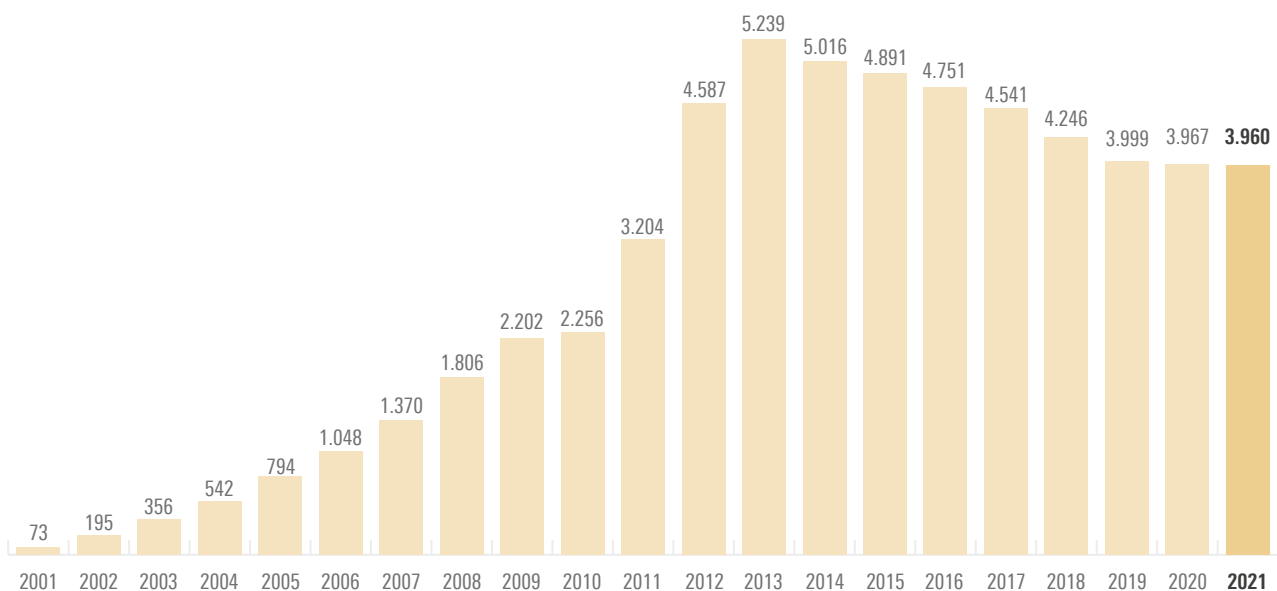
Potevano inoltre essere qualificati anche impianti ibridi, cioè impianti alimentati sia da fonti rinnovabili sia da fonti fossili oppure da combustibili parzialmente rinnovabili quali i rifiuti. Nel caso degli impianti ibridi era incentivabile la sola energia imputabile alla fonte rinnovabile (nel caso dei rifiuti, la sola energia imputabile alla frazione biogenica in essi contenuta).

La normativa prevedeva che la richiesta di qualifica potesse riguardare sia impianti già entrati in esercizio sia impianti/interventi ancora in progetto, purché già autorizzati.

IMPIANTI QUALIFICATI E IN ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2021

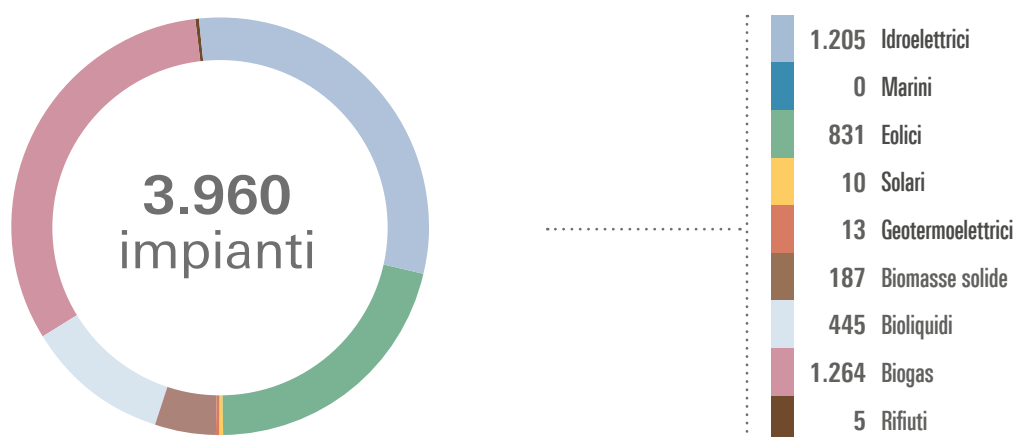
Complessivamente gli impianti qualificati IAFR e in esercizio al 31 dicembre 2021 risultano 3.960 (in diminuzione quindi rispetto al numero cumulato a fine 2020 per effetto del termine del periodo di incentivazione di alcuni impianti), per una potenza totale di 13.613 MW.

Figura 15 numero cumulato di impianti qualificati IAFR in esercizio al 31 dicembre 2021

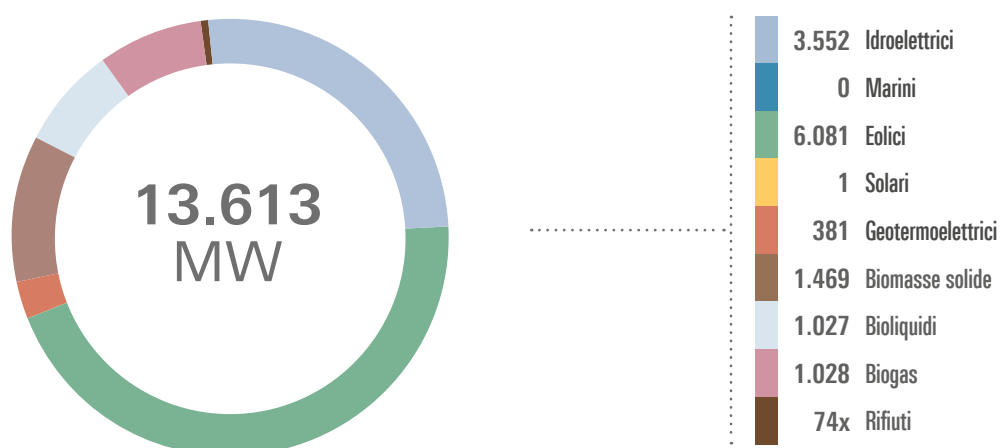


In termini di numerosità, il primato spetta al termoelettrico a biogas con 1.264 impianti, seguito dall'idroelettrico con 1.205 e dall'eolico con 831 installazioni. Quanto a potenza installata, primeggiano gli impianti eolici seguiti dagli idroelettrici, rispettivamente pari a 6.081 MW e 3.552 MW. Nel settore delle bioenergie si rilevano 1.264 impianti a biogas, seguiti da 445 a bioliquidi e 187 a biomasse solide. Rispetto alla potenza si registrano in esercizio 1.028 MW a biogas, 1.027 MW a bioliquidi e 1.469 MW a biomasse solide.

■ **Figura 16** ripartizione percentuale per fonte del numero degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2021



■ **Figura 17** ripartizione percentuale per fonte della potenza degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2021



■ **Tabella 28** numero e potenza degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2021: suddivisione per tipologia di fonte

TIPOLOGIA	Numero	Potenza (MW)
Idroelettrici	1.205	3.552
Marini	0	0
Eolici	831	6.081
Solari	10	1
Geotermoelettrici	13	381
Biomasse solide	187	1.469
Bioliquidi	445	1.027
Biogas	1.264	1.028
Rifiuti	5	74
Totale	3.960	13.613

Circa l'82% degli impianti sono relativi a interventi di nuova costruzione seguiti, nell'ordine, da rifacimenti parziali (12%), rifacimenti totali (3%), riattivazioni (3%) e potenziamenti (1%). Per quanto attiene la localizzazione geografica degli impianti qualificati in esercizio, l'Italia settentrionale risulta la zona con una netta prevalenza di impianti idroelettrici, cui seguono quelli a biogas e a bioliquidi. Nell'Italia meridionale e insulare, invece, è maggiore la diffusione degli impianti eolici. In Toscana si è concentrata l'intera capacità produttiva nazionale da geotermia, con 381 MW.

Tabella 29 numero e potenza degli impianti qualificati e in esercizio al 31 dicembre 2021: suddivisione per tipologia di intervento

CATEGORIA	Numero	Potenza (MW)
A - Potenziamento	43	465
B - Rifacimento	115	684
BP - Rifacimento parziale	452	2.929
C - Riattivazione	114	166
D - Nuova costruzione	3.233	8.701
E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999	3	667
Totale	3.960	13.613

2.6.2 LE TARIFFE INCENTIVANTI EX CV

A partire dal 2016, i CV sono stati convertiti in una nuova forma di incentivo, come previsto dall'art.19 del D.M. 6 luglio 2012. Gli impianti qualificati IAFR che hanno già maturato il diritto al riconoscimento dei CV ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008 e dei decreti precedenti, hanno diritto alla corresponsione di una tariffa incentivante, da parte del GSE, sulla produzione netta incentivata, per tutto il rimanente periodo di agevolazione. L'incentivo è aggiuntivo ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia mediante RID o vendita sul mercato libero.

La tariffa incentivante I è così calcolata:

$$I = k \times (180 - Re) \times 0,78;$$

dove k assume differenti valori a seconda del tipo di fonte rinnovabile utilizzata e Re è il prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente definito dall'ARERA. Per gli impianti cogenerativi abbinati al teleriscaldamento, anche connessi ad ambienti agricoli, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012, la tariffa incentivante è pari a:

$$I = (D - Re);$$

dove D rappresenta la somma tra il prezzo medio di mercato dei CV per impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento registrato nel 2010 e il prezzo di cessione dell'energia elettrica del 2010.

Per il passaggio al nuovo meccanismo incentivante, i titolari degli impianti che ne hanno maturato il diritto, hanno dovuto sottoscrivere una convenzione con il GSE per beneficiare della tariffa incentivante per il restante periodo, attraverso un applicativo informatico chiamato GRIN (Gestione Riconoscimento Incentivo).

NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI INCENTIVATI

Nel 2021, 1.005 impianti risultano aver beneficiato dell'incentivo ex CV, per una potenza complessiva di 12.271 MW.

Si osserva come gli impianti eolici e idroelettrici siano i più rappresentativi, sia in termini di numerosità sia di potenza. Si riporta di seguito l'evoluzione temporale del numero e della potenza degli impianti che beneficiano dell'incentivo ex CV a partire dal 2016.

Tabella 30 evoluzione del numero degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idroelettrici a bacino/serbatoio	67	61	52	44	40	40
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	712	645	548	441	319	303
Eolici	556	542	524	501	467	453
Solari	16	15	15	10	6	5
Geotermoelettrici	19	17	14	13	13	13
Biomasse solide	66	66	66	62	55	52
Bioliquidi	58	59	60	59	58	58
Biogas	83	86	83	79	62	57
Gas di discarica	73	64	54	41	25	23
Teleriscaldamento*	54	26	12	8	6	1
Totale complessivo	1.704	1.581	1.428	1.258	1.051	1.005

Per il 2019-2020 sono state considerate le convenzioni aventi diritto, per il 2021 sono state considerate anche le stime, in linea con i dati di Bilancio 2021.

*comprensivo degli impianti a RIFIUTI

Figura 18 evoluzione del numero degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV. Suddivisione per tipologia di impianto

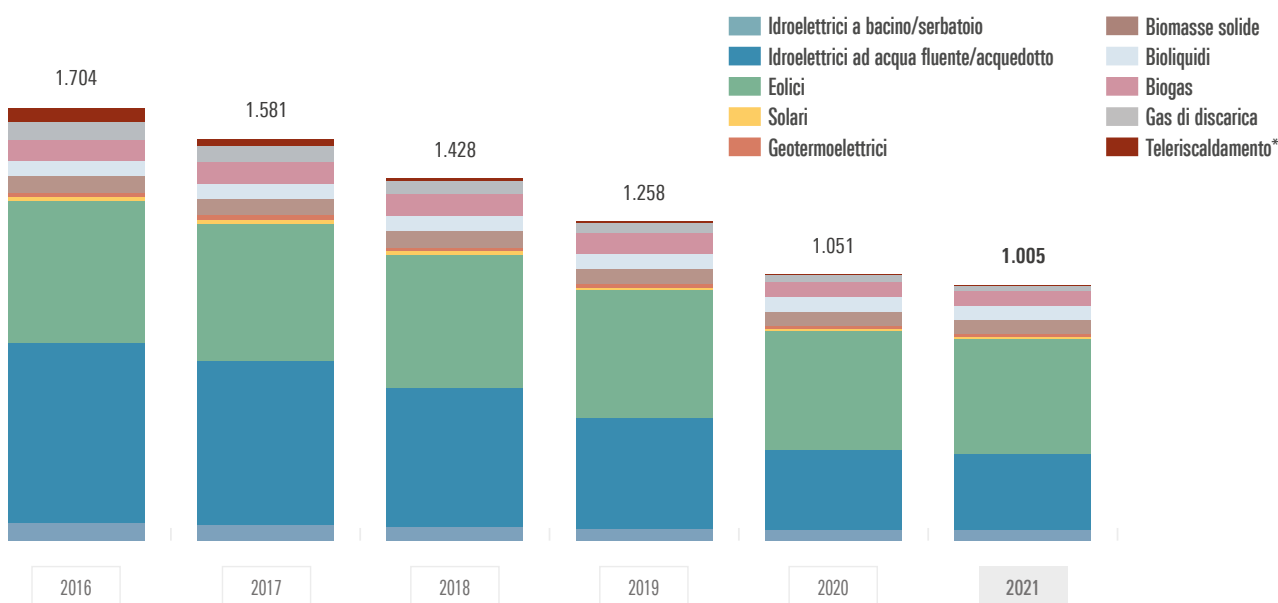
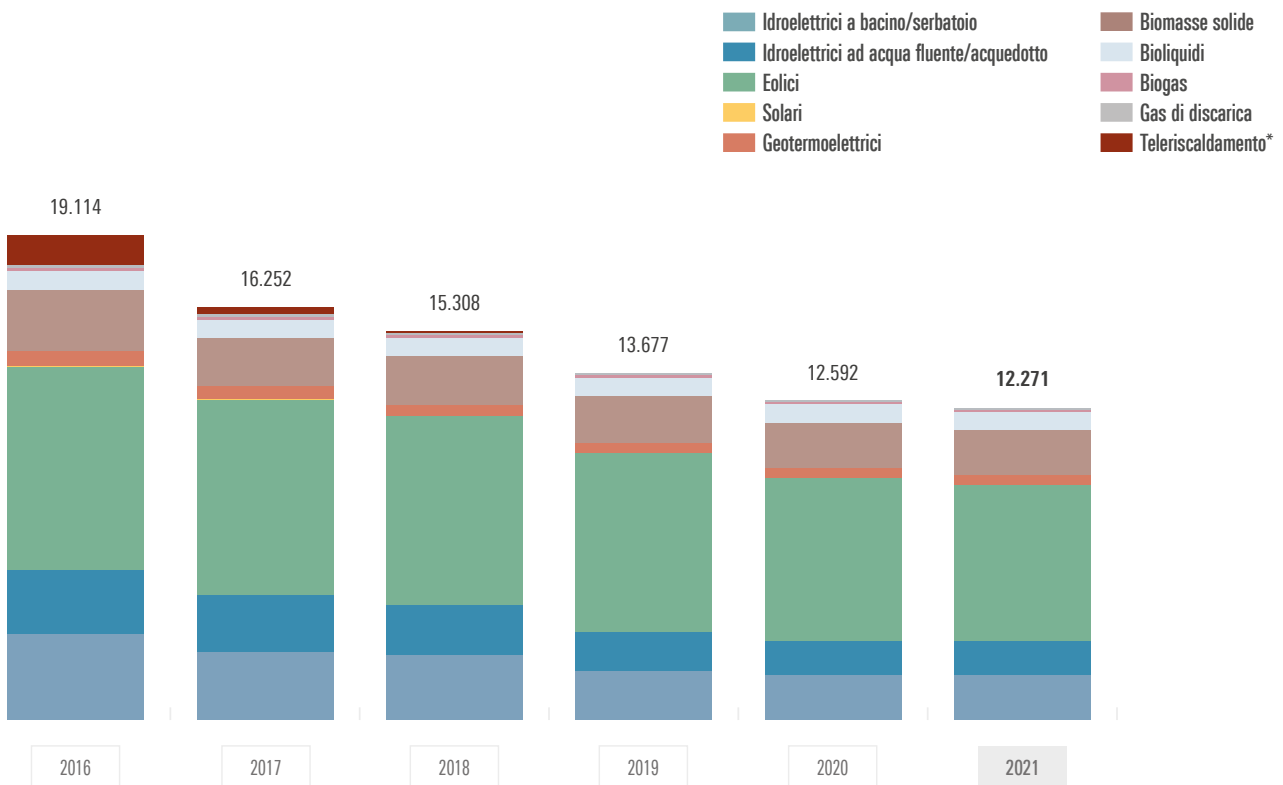


Tabella 31 evoluzione della potenza degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV [MW]. Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idroelettrici a bacino/serbatoio	3.354	2.676	2.537	1.903	1.743	1.743
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	2.588	2.225	1.984	1.565	1.368	1.347
Eolici	7.997	7.716	7.443	7.044	6.420	6.163
Solari	1	1	1	1	1	0
Geotermoelettrici	597	536	441	381	381	381
Biomasse solide	2.438	1.874	1.910	1.852	1.797	1.777
Bioliquidi	745	740	741	735	735	735
Biogas	81	93	94	92	84	77
Gas di discarica	151	127	107	92	53	48
Teleriscaldamento	1.162	263	51	13	10	1
Totale complessivo	19.114	16.252	15.308	13.677	12.592	12.271

Figura 19 evoluzione della potenza degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV. Suddivisione per tipologia di impianto



ENERGIA INCENTIVATA E CORRISPETTIVI EROGATI

Nel 2021 l'energia incentivata è stata pari a 24.190 GWh, in aumento rispetto al 2020 per la maggiore produzione eolica e da biomasse solide. Il corrispettivo economico erogato dal GSE è pari a 3.072 mln€, di cui il maggior contributo riguarda l'eolico, con 1.216 mln€. Il netto incremento dei corrispettivi osservato nel 2021 è dovuto al fatto che, come descritto in precedenza, essi dipendono in modo inverso dal prezzo dell'energia registrato nel 2020, che ha visto una netta riduzione rispetto al 2019.

Tabella 32 evoluzione dell'energia incentivata degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV [GWh].
Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idroelettrici a bacino/serbatoio	2.609	2.562	2.579	1.604	1.649	1.776
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	4.191	3.854	3.834	3.028	2.983	2.734
Eolici	14.931	12.798	12.797	12.563	10.597	11.246
Solari	1	1	1	1	0	0
Geotermoelettrici	1.413	1.007	1.007	968	942	821
Biomasse solide	3.204	3.062	3.098	2.464	3.142	3.314
Bioliquidi	3.374	3.373	3.373	3.511	3.666	3.915
Biogas	326	325	326	297	237	238
Gas di discarica	456	320	320	233	163	144
Teleriscaldamento	1.470	103	103	8	98	0
Totale complessivo	31.975	27.406	27.439	24.676	23.477	24.190

Figura 20 evoluzione dell'energia incentivata degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV [GWh].
Suddivisione per tipologia di impianto

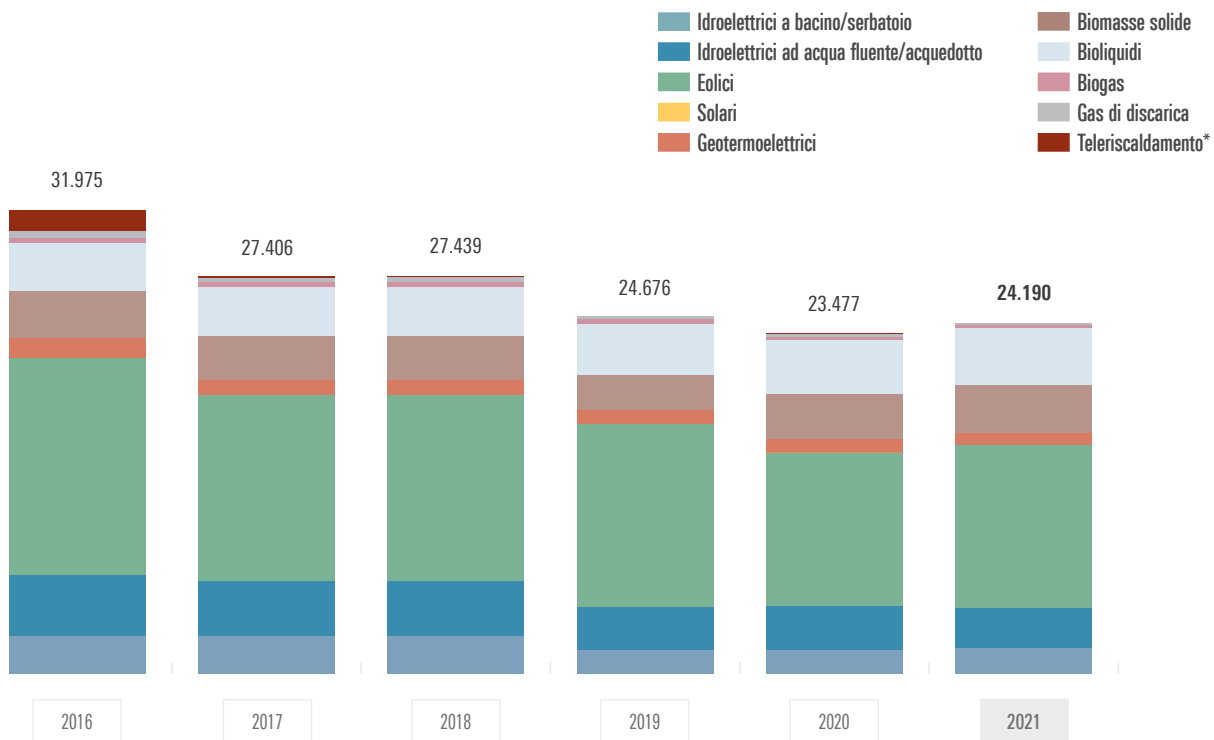
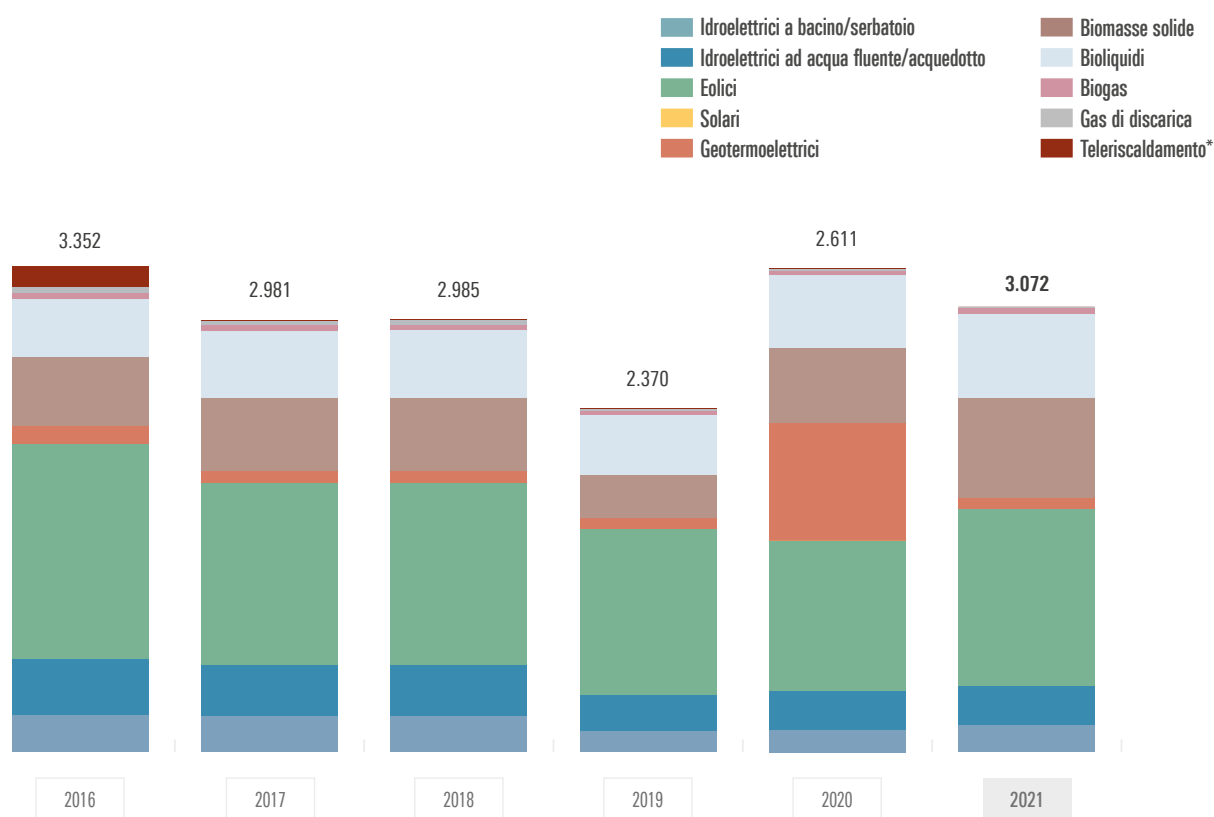


Tabella 33 evoluzione dei corrispettivi erogati relativi agli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV [mln€].
Suddivisione per tipologia di impianto

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idroelettrici a bacino/serbatoio	253	246	248	141	153	186
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	391	354	352	252	266	271
Eolici	1.478	1.252	1.252	1.142	1.038	1.216
Solari	0	0	0	0	0	0
Geotermoelettrici	128	86	86	78	81	78
Biomasse solide	474	498	503	294	514	688
Bioliquidi	399	467	467	419	505	582
Biogas	41	39	39	24	28	38
Gas di discarica	42	28	28	18	13	13
Teleriscaldamento	146	10	10	1	12	0
Totale complessivo	3.352	2.981	2.985	2.370	2.611	3.072

Figura 21 evoluzione dell'energia incentivata degli impianti che beneficiano dell'incentivazione ex CV [GWh].
Suddivisione per tipologia di impianto



2.6.3 I CERTIFICATI VERDI

Nonostante il meccanismo dei CV sia stato sostituito, a partire dal 2016, da una nuova tariffa incentivante, nel 2021 è proseguita per il GSE l'attività di emissione di una piccola quota di CV relativi al 2015, e il ritiro dei CV relativi a competenze antecedenti il 2016.

Per quanto riguarda il ritiro dei CV, si ricorda che nel 2008 è stato introdotto il ritiro da parte del GSE, su richiesta dei produttori, dei CV eccedenti rispetto alla quota d'obbligo.

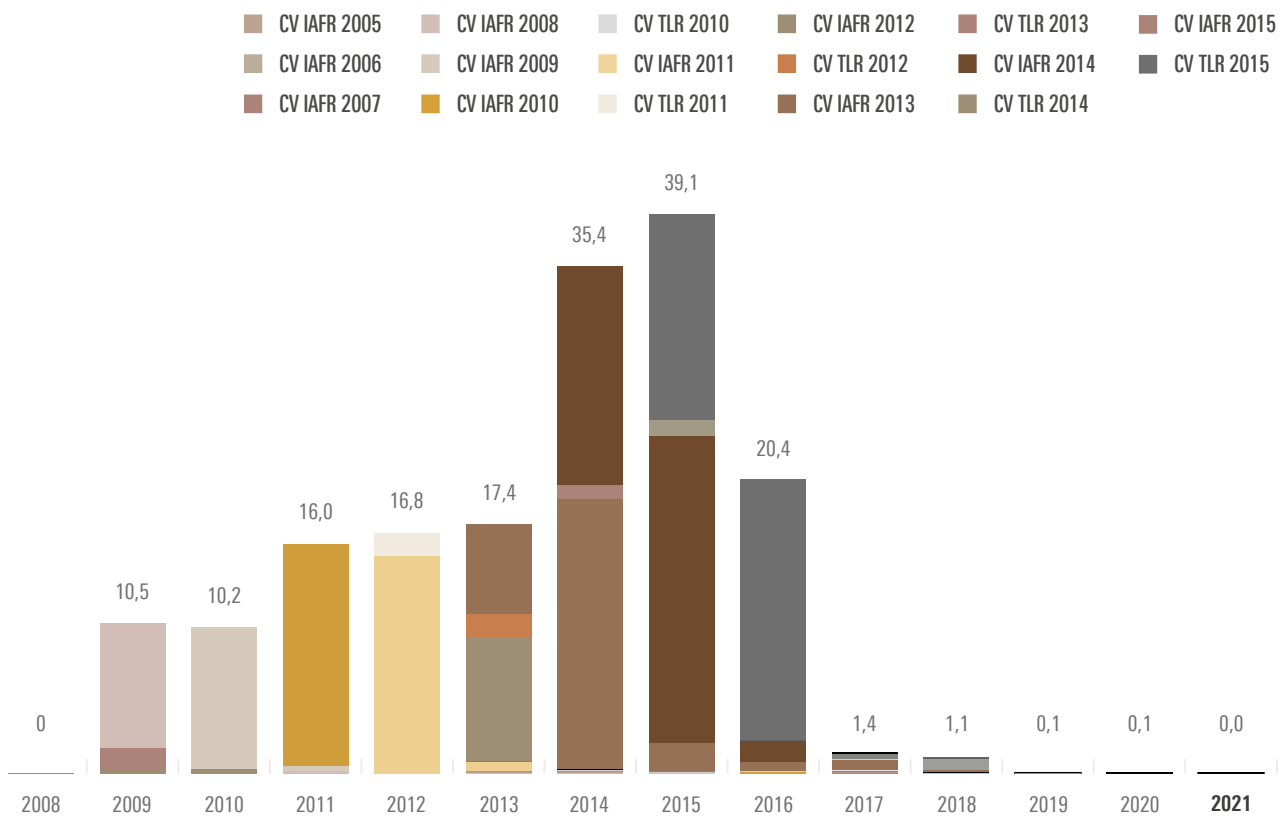
Il D.Lgs. 28/2011 ha abrogato il comma 149 della L. 244/2007, prevedendo che il GSE ritiri annualmente i CV rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili degli anni dal 2011 al 2015, eventualmente eccedenti quelli necessari per il rispetto della quota d'obbligo, a un prezzo fissato pari al 78% del prezzo di offerta dei propri CV, calcolato secondo il comma 148 della stessa Legge. Per quanto riguarda il mercato dei CV relativo alle produzioni 2015, il prezzo di ritiro dei CV è pari a 100,08 €/MWh (pari al 78% del suddetto prezzo di riferimento). Il D.Lgs. 28/2011 ha anche previsto che il GSE ritiri i CV rilasciati per le produzioni dal 2011 al 2015, relativi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Il prezzo di ritiro è in questo caso pari al prezzo medio di mercato dei CV-TLR registrato nel 2011, pari a 84,34 €/MWh.

Nel corso del 2021 il GSE ha ritirato 43.998 CV sostenendo un costo di ritiro pari a circa 4,4 mln€.

Tabella 34 Certificati Verdi ritirati dal GSE (l'anno indicato nelle colonne è quello relativo al ritiro dei Certificati)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CV IAFR 2005	11.059								-	-				
CV IAFR 2006		242.892	260.850						-	-				
CV IAFR 2007		1.475.346	3.659						-	6.518		727		
CV IAFR 2008		8.757.916	28.643	175.328		17.159	14.288	402	-	16.743	575	451		
CV IAFR 2009			9.865.985	325.155		52.886	40.272	1.543	6.692	21.820	1.519	266		
CV IAFR 2010				15.530.501		109.490	91.358	38.925	69.517	50.735	2.140	9.713		
CV TLR 2010										119				
CV IAFR 2011					15.189.397	612.143	68.143	48.335	52.756	51.992	3.385	54		
CV TLR 2011					1.604.561	69.029	21.535		-	205				
CV IAFR 2012						8.587.834	55.002	52.893	40.263	50.456	27.399	7.334		
CV TLR 2012						1.666.294	5.933	28.827	-	-				
CV IAFR 2013						6.315.413	18.844.334	1.888.208	588.912	69.689	38.157	1.392	4.339	21.273
CV TLR 2013							972.625	0	43.086					
CV IAFR 2014							15.332.289	21.474.322	1.404.424	661.288	120.283	4.203	4.944	19.203
CV TLR 2014								1.159.985	94.974	34.313			8.821	
CV IAFR 2015								14.365.120	16.841.972	397.925	809.488	40.159	35.056	3.522
CV TLR 2015									1.275.809	74.845	82.500		8.386	
Totale	11.059	10.476.154	10.159.137	16.030.984	16.793.958	17.430.248	35.445.779	39.058.560	20.418.405	1.436.648	1.085.446	64.299	61.546	43.998

Figura 22 Certificati Verdi ritirati dal GSE [mln CV] (l'anno indicato in ascissa è quello relativo al ritiro dei Certificati)



2.6.4 LE TARIFFE ONNICOMPRESIVE

Le TO, introdotte dalla Legge 244/2007, costituiscono il meccanismo di incentivazione, alternativo ai CV, riservato agli impianti qualificati IAFR di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW o 0,2 MW per gli impianti eolici, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012. Le tariffe sono dette «onnicomprensive» in quanto il loro valore include sia una componente incentivante sia una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Le tariffe sono differenziate per tipologia di fonte secondo i valori indicati dalla tabella 22 allegata alla Legge finanziaria 2008, con le modifiche e specificazioni di cui alla L. n.99/2009, L. 96/2010 e al D.Lgs. 28/2011.

■ **Tabella 35** tariffe incentivanti in regime di TO

Numerazione L. 244/2007	FONTE	tariffa (€cent/kWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Biogas, biomasse, oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal Regolamento (CE) n. 73/2009, alcol etilico di origine agricola proveniente dalla distillazione dei sottoprodotti della vinificazione	28
8	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione, biocombustibili liquidi diversi da quelli del punto precedente*	18

* residui di macellazione, nonché i sottoprodotti delle attività agricole, agroalimentari e forestali, non sono considerati liquidi anche qualora subiscano, nel sito di produzione dei medesimi residui e sottoprodotti o dell'impianto di conversione in energia elettrica, un trattamento di liquefazione o estrazione meccanica.

La tariffa viene riconosciuta per un periodo di 15 anni, durante il quale resta fissa, in funzione della quota di energia netta immessa in rete, applicandosi a una quota parte o a tutta l'energia netta immessa in rete a seconda della tipologia di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, rifacimento e potenziamento).

NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI INCENTIVATI

Nel 2021, 2.816 impianti risultano aver beneficiato delle TO, per una potenza complessiva di 1.650 MW. Si osserva come gli impianti a biogas siano i più rappresentativi sia in termini di numerosità (1.081) sia di potenza (811 MW).

Si riporta di seguito l'evoluzione temporale del numero e della potenza degli impianti in regime di TO.

Tabella 36 evoluzione del numero degli impianti in regime di TO

TIPOLOGIA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idroelettrici a bacino/serbatoio	6	11	12	12	12	12	12	12	15	15	15
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	508	726	824	834	835	835	834	834	829	828	828
Eolici	206	318	365	364	366	368	353	351	352	349	347
Biomasse solide	55	105	129	129	127	128	124	121	137	136	136
Bioliquidi	160	275	319	343	350	352	343	336	327	328	334
Biogas	428	863	1.082	1.091	1.095	1.092	1.097	1.095	1.086	1.084	1.081
Gas di discarica	49	68	79	82	82	81	78	77	76	76	75
Totale complessivo	1.412	2.366	2.810	2.855	2.867	2.868	2.841	2.826	2.822	2.816	2.816

Figura 23 evoluzione del numero degli impianti in regime di TO

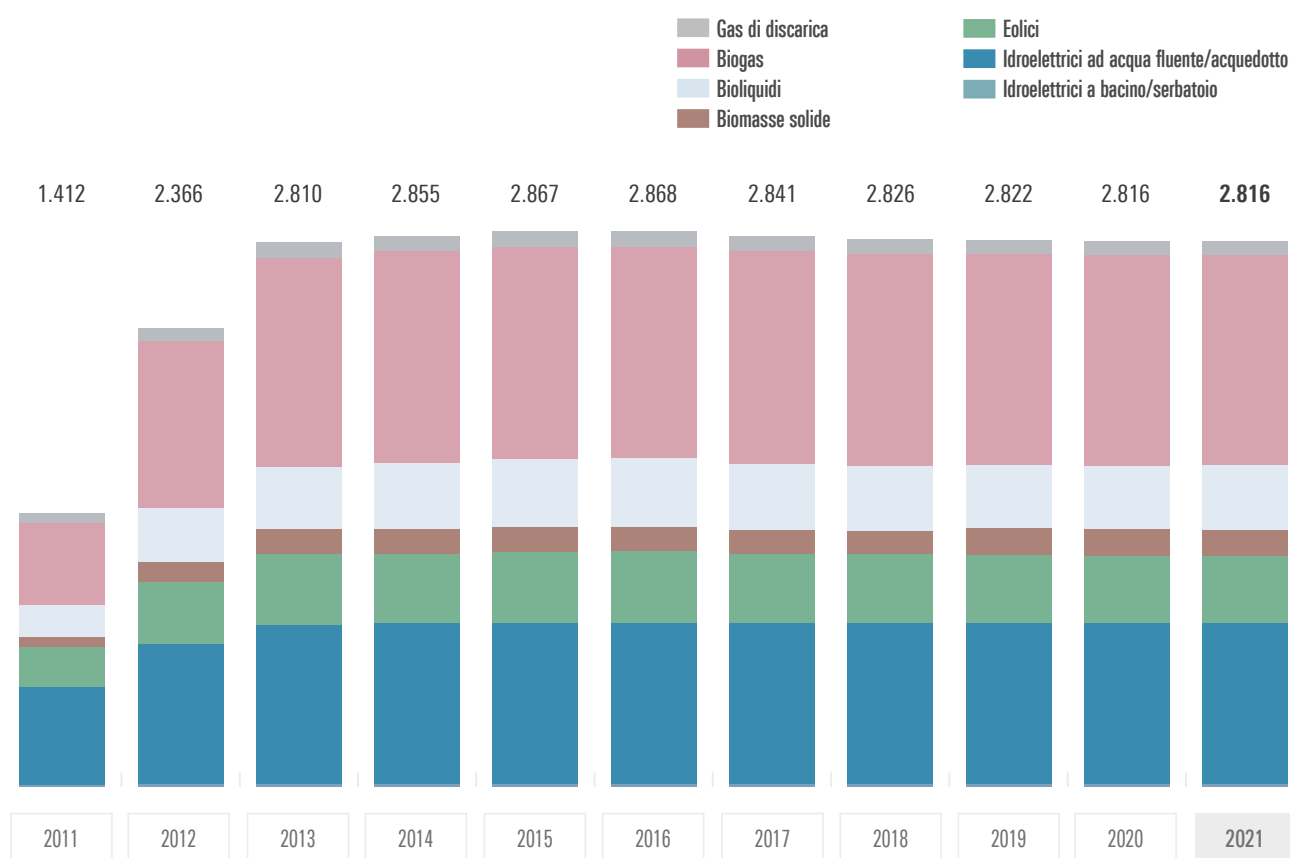


Tabella 37 evoluzione della potenza degli impianti in TO, per tipologia di impianto [MW]

TIPOLOGIA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idroelettrici a bacino/serbatoio	4	7	7	7	7	7	7	7	8	8	10
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	249	378	459	463	466	466	466	467	466	466	466
Eolici	9	18	21	21	22	22	22	22	22	22	21
Biomasse solide	30	59	80	80	78	78	77	76	88	88	88
Bioliquidi	88	164	188	203	208	208	204	201	193	195	198
Biogas	304	634	801	808	813	811	817	818	813	812	811
Gas di discarica	36	51	59	61	61	60	59	58	56	56	56
Totale complessivo	722	1.311	1.615	1.644	1.655	1.653	1.651	1.649	1.646	1.647	1.650

Figura 24 evoluzione della potenza degli impianti in regime di TO [MW]



ENERGIA RITIRATA E CORRISPETTIVI EROGATI

Nel 2021 è stato ritirato un quantitativo di energia convenzionata in regime di TO pari a 8.485 GWh, per un corrispettivo economico erogato dal GSE pari a 2.254 mln€.

Gli impianti a biogas sono di gran lunga i più rilevanti sia in termini di energia ritirata (5.941 GWh) sia di corrispettivi erogati (1.659 mln€).

Tabella 38 evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO [GWh]

TIPOLOGIA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idroelettrici a bacino/serbatoio	8	11	22	26	21	17	14	19	19	19	20
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	702	928	1.567	1.899	1.419	1.375	1.149	1.469	1.422	1.470	1.373
Eolici	5	13	20	22	20	22	22	19	20	18	23
Biomasse solide	89	157	300	340	343	322	318	319	381	383	419
Bioliquidi	126	199	300	588	735	797	792	877	882	925	571
Biogas	1.514	2.712	5.181	5.797	5.874	5.870	5.887	5.869	5.823	5.869	5.941
Gas di discarica	172	204	276	294	267	245	217	196	184	160	138
Totale complessivo	2.615	4.223	7.666	8.965	8.679	8.649	8.398	8.767	8.730	8.844	8.485

Figura 25 evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO [GWh]

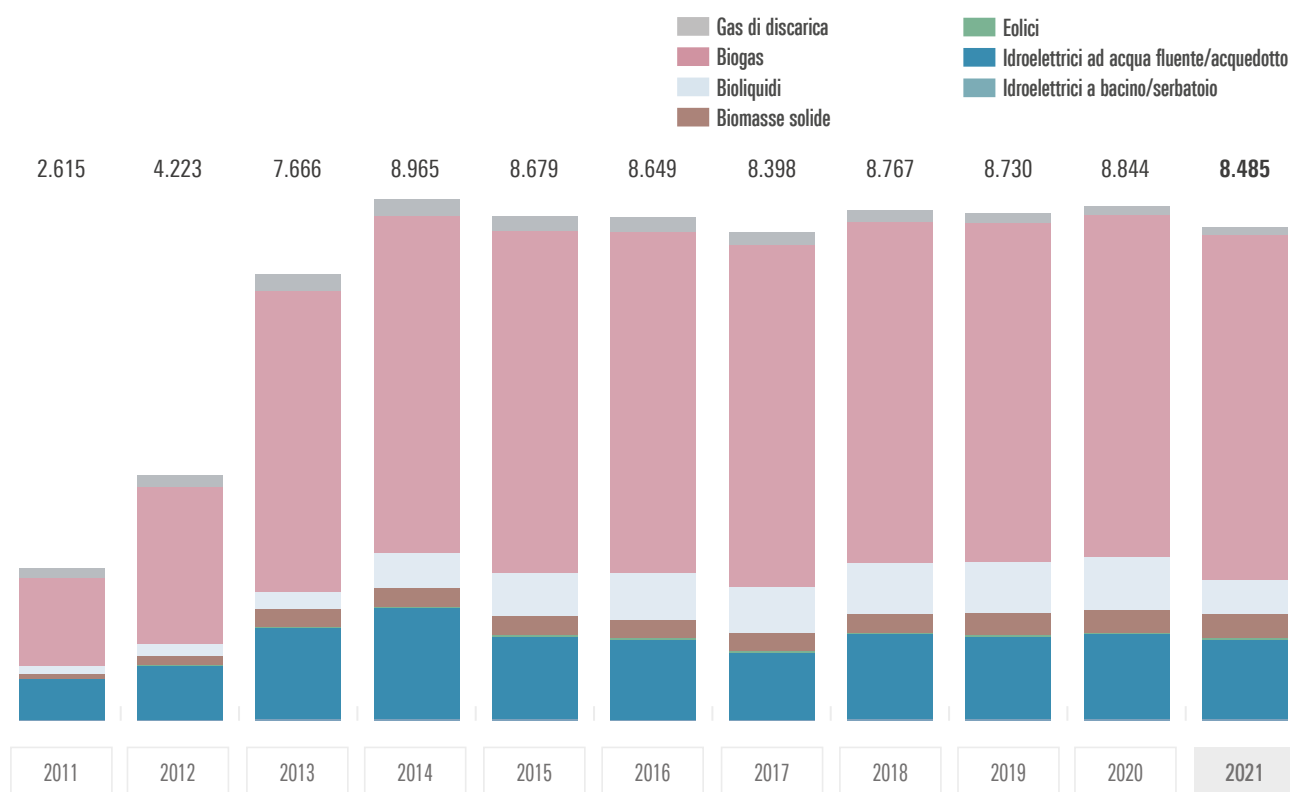
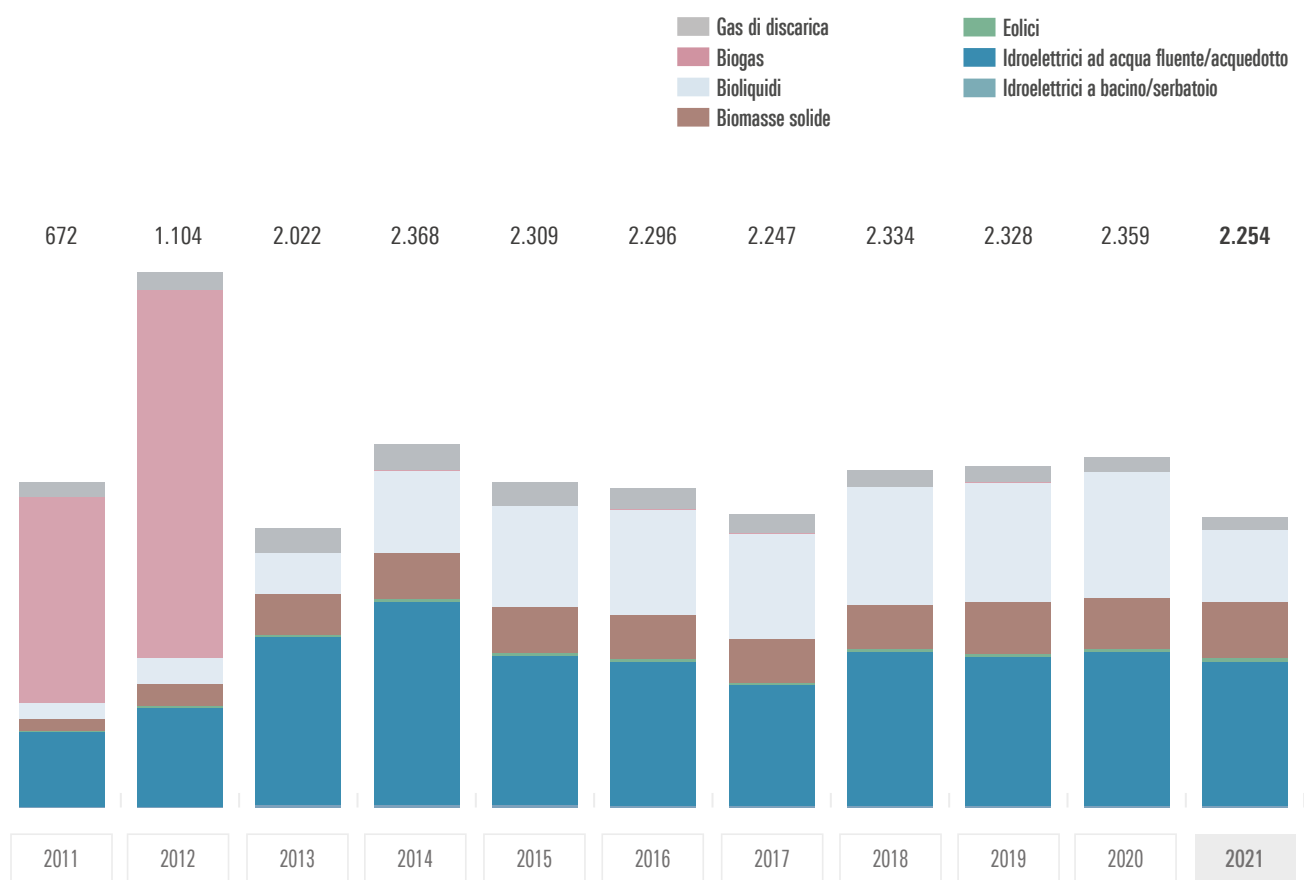


Tabella 39 evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO, per tipologia di impianto [mln€]

TIPOLOGIA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Idroelettrici a bacino/serbatoio	2	2	5	6	5	4	3	4	4	4	4
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	154	204	345	417	307	297	248	317	307	317	296
Eolici	1	4	6	6	6	6	6	6	6	5	7
Biomasse solide	25	44	84	95	96	90	89	89	106	107	117
Bioliquidi	34	54	84	170	207	216	218	244	247	258	147
Biogas	424	759	1.449	1.620	1.640	1.639	1.644	1.639	1.626	1.638	1.659
Gas di discarica	31	37	50	53	48	44	39	35	33	29	25
Totale complessivo	672	1.104	2.022	2.368	2.309	2.296	2.247	2.334	2.328	2.359	2.254

Figura 26 evoluzione dell'energia ritirata in regime di TO, per tipologia di impianto [mln€]



2.6.5 LA RIMODULAZIONE VOLONTARIA DEGLI INCENTIVI PER GLI IMPIANTI IAFR

Il D.M. 6 novembre 2014 ha definito le modalità per la rimodulazione volontaria degli incentivi per i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficiano di CV, TO e tariffe premio.

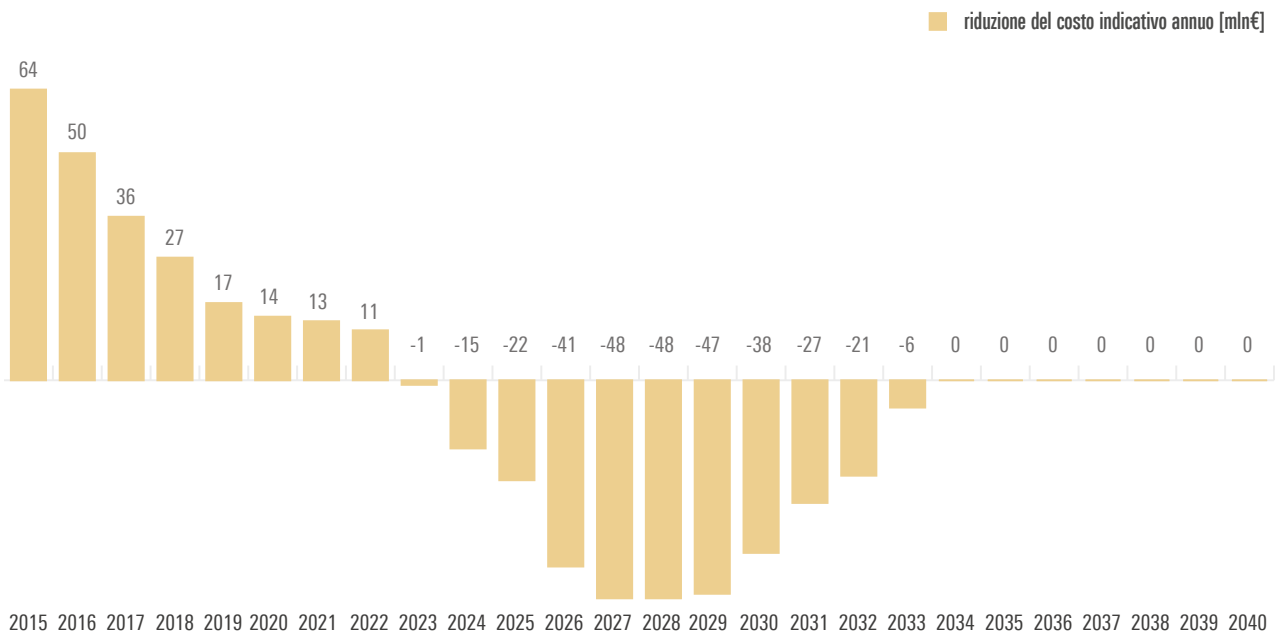
Agli operatori è stata data la possibilità di optare per l'estensione del periodo di incentivazione di 7 anni, a fronte di una riduzione dell'incentivo, determinata al fine di redistribuire l'incentivo spettante nel periodo residuo in un nuovo periodo esteso di ulteriori 7 anni, con un tasso d'interesse tra il 2% e il 3,2%, specifico per tecnologia; alternativamente, gli operatori hanno potuto optare per il mantenimento dell'incentivo spettante per il periodo residuo nel qual caso però, per un periodo di dieci anni decorrenti dal termine dell'incentivazione, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non potranno accedere ad altri incentivi né al RID o allo SSP.

Si fornisce di seguito un quadro sintetico degli impianti che hanno aderito all'opzione di rimodulazione volontaria, con indicazione della fonte, del periodo residuo, del fattore di riduzione medio dell'incentivo.

Tabella 40 adesione degli impianti non fotovoltaici alla rimodulazione volontaria

FORTE	Numero	Potenza (MW)	Periodo residuo medio (anni)	Fattore di riduzione medio incentivo
Idroelettrico	196	755,4	5,5	59%
Eolico	22	83,5	4,6	64%
Geotermoelettrico	2	80,0	1,3	83%
Biomasse solide	2	1,5	10,3	34%
Bioliquidi	1	0,4	8,6	39%
Biogas	12	13,8	5,2	59%
Totale	235	934,7	5,4	59%

■ **Figura 27** scenario di riduzione del costo indicativo annuo associato alla rimodulazione volontaria degli impianti non fotovoltaici [mln€]



Gli impianti che risultano aver aderito alla rimodulazione sono 235 (di cui 173 a CV e 62 a TO), per una potenza complessiva di 935 MW (di cui 908 a CV e 27 a TO); si osserva una netta prevalenza della fonte idraulica.

Può essere tracciato uno scenario evolutivo della variazione dell'onere associato alla rimodulazione, nell'ipotesi di producibilità invariante nel tempo e medesimo prezzo dell'energia per tutti gli anni dello scenario. La riduzione del costo indicativo annuo degli incentivi risulta pari, per il 2021, a circa 13 mln€.

Si osserva una riduzione del costo indicativo annuo decrescente fino al 2022, seguita da un aumento dell'onere fino a circa 50 mln€ nel 2027-2029; tale incremento quindi, gradualmente esaurisce i suoi effetti, fino ad annullarsi nel 2034.

2.7

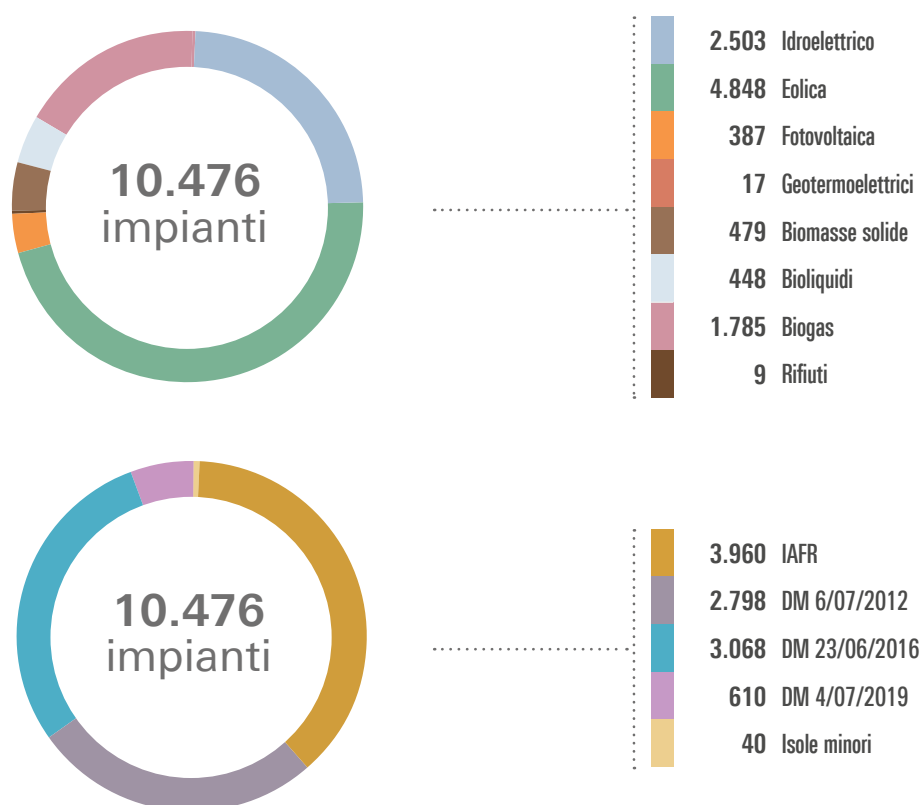
INTERVENTI SUGLI IMPIANTI CON INCENTIVI DIVERSI DAL CONTO ENERGIA

2.7.1 QUADRO DI RIFERIMENTO

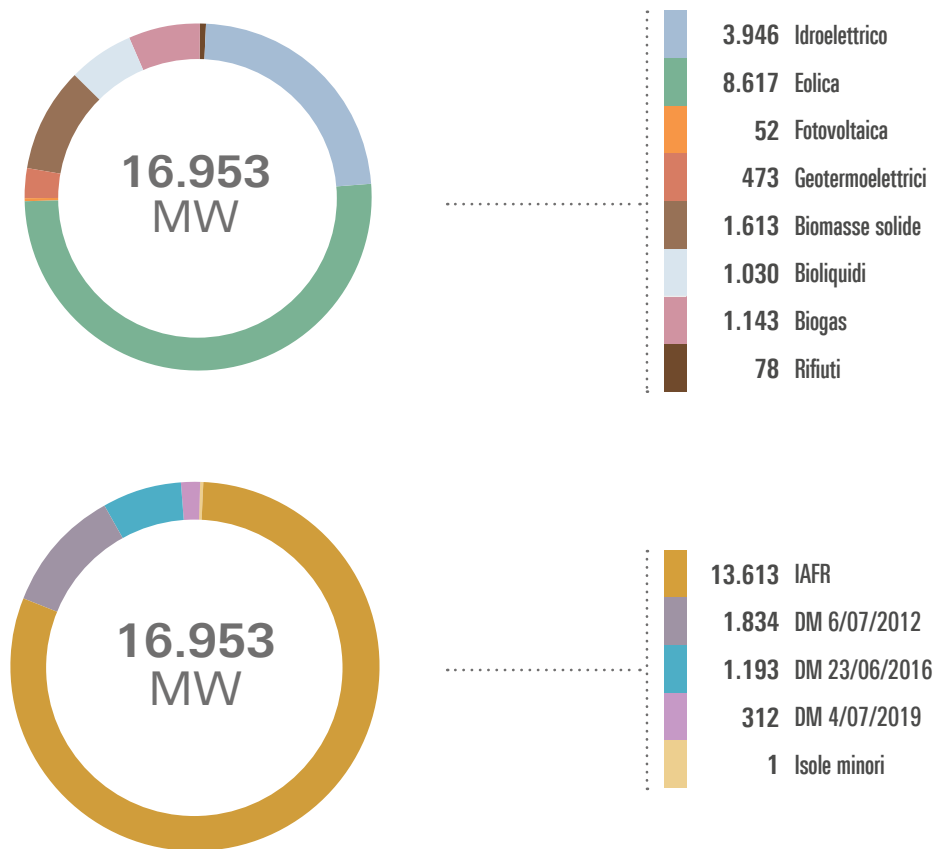
Allo scopo di fornire agli operatori indicazioni in merito alla gestione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili che beneficiano di incentivi nazionali diversi dal Conto Energia (FER, GRIN e TO), anche in attuazione e conformemente ai criteri previsti dall'art.30 del D.M. 23 giugno 2016, il 20 dicembre 2017 il GSE ha pubblicato sul proprio sito internet le "Procedure operative - Gestione esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici ammessi agli incentivi" (nel seguito, Procedure operative).

Al 31 dicembre 2021 sono 10.476 gli impianti (potenza totale pari a 16.953 MW) per i quali è possibile realizzare gli interventi previsti, e auspicati, dalle procedure operative.

■ **Figura 28** numero di impianti che beneficiano di incentivi nazionali diversi dal Conto Energia al 31 dicembre 2021, suddivisi per tecnologia e meccanismo di incentivazione



■ **Figura 29** potenza degli impianti che beneficiano di incentivi nazionali diversi dal Conto Energia al 31 dicembre 2021 (MW), suddivisi per tecnologia e meccanismo di incentivazione



Nel far propri i principi richiamati nel suddetto articolo, volti a salvaguardare l'efficienza del parco di generazione ed evitare comportamenti che possano causare indebiti incrementi della spesa di incentivazione, le procedure operative sono state redatte con lo spirito di:

- promuovere la massimizzazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;
- favorire il prolungamento della vita utile degli impianti oltre il periodo di incentivazione, senza comprometterne la sicurezza;
- contribuire al conseguimento degli obiettivi generali di sostenibilità ambientale di più lungo periodo stabiliti nell'ambito del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, in cui il tema di preservare e ottimizzare la produzione esistente è strategico;
- garantire il mantenimento dei requisiti soggettivi e oggettivi che hanno consentito l'accesso agli incentivi;
- ridurre e semplificare gli adempimenti a carico degli operatori;
- promuovere la diffusione di "buone pratiche" finalizzate all'implementazione di tecnologie avanzate e addizionali che rendano il parco di generazione più affidabile, performante e moderno.

Durante il periodo di incentivazione, infatti, un impianto può essere oggetto di diversi interventi finalizzati a mantenerlo in efficienza o a massimizzarne la produzione.

Tra i compiti del GSE vi è quello di accertare che, per tutto il periodo previsto di incentivazione, anche a seguito della realizzazione di un intervento, sia garantita la permanenza dei requisiti oggettivi e soggettivi, previsti dai DD.MM. di riferimento, che hanno consentito l'accesso ai meccanismi di incentivazione e il riconoscimento di eventuali premi, nonché l'ottemperanza alle disposizioni stabilite dalla normativa e alle prescrizioni previste dalla regolazione di settore. Inoltre, è necessario che sia garantito l'allineamento tra i dati in possesso del GSE, comunicati dall'operatore, e quanto riscontrabile nel sistema GAUDÌ di Terna. Nell'ottica di consentire la realizzazione di iniziative sempre più sostenibili nel tempo, è pertanto possibile realizzare interventi che comportino la modifica della configurazione impiantistica originariamente ammessa agli incentivi. In particolare, nel recepire le disposizioni dell'art. 30 del D.M. 23 giugno 2016, integrandole con l'insieme più ampio di interventi di cui si promuove la realizzazione, nelle procedure operative sono definite le seguenti categorie di intervento:

- interventi non significativi;
- sostituzione dei componenti principali di generazione;
- modifica della configurazione di impianto;
- ammodernamento;
- potenziamento non incentivato;
- rivalutazione dei parametri di calcolo dell'incentivo.

Per ciascuna categoria di intervento, le procedure operative definiscono le condizioni, i criteri di ammissibilità, gli eventuali impatti sul contratto di incentivazione, gli adempimenti in capo agli operatori, le modalità e le tempistiche di comunicazione al GSE.

Al fine di salvaguardare il mantenimento degli incentivi anche in relazione a interventi realizzati in data antecedente alla pubblicazione delle procedure operative, i principi riportati nelle stesse si applicano agli interventi a prescindere dalla loro data di completamento.

Qualora previsto dalle procedure operative, entro 60 giorni dalla data di completamento dell'intervento, l'operatore deve presentare al GSE la corrispondente istanza di "Gestione esercizio". Per gli interventi di "Potenziamento non incentivato", "Ammodernamento" e "Modifica della configurazione di impianto", al fine di predeterminare i possibili effetti sul contratto di incentivazione, è altresì facoltà dell'operatore presentare un'istanza a preventivo.

A valle della presentazione dell'istanza, il GSE comunica l'avvio del procedimento amministrativo, ai sensi degli artt. 7 e 8 della Legge n. 241 del 7 agosto 1990, e svolge una valutazione tecnico-amministrativa a conclusione della quale trasmette all'operatore il provvedimento di esito e, in conformità a quanto stabilito dal paragrafo 13.1 dell'Allegato 1 al D.M. 24 dicembre 2014 (c.d. "D.M. Tariffe"), la fattura con gli importi dovuti per l'espletamento delle attività d'istruttoria.

Con riferimento, invece, agli impianti con Qualifica IGO, per gli interventi che incidono sulla modalità di valutazione dell'energia elettrica avente diritto al riconoscimento della Garanzia di Origine (quali, ad esempio, la modifica della potenza dell'impianto, la modifica, a seguito di variazione del titolo autorizzativo, dei combustibili/matrici di alimentazione degli impianti termoelettrici, la modifica della modalità di alimentazione dei servizi ausiliari, la variazione della tipologia impiantistica), gli operatori sono tenuti a trasmettere un'istanza di "Gestione esercizio" ai sensi del Capitolo 3 della "Procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ed emissione e gestione delle garanzie di origine", pubblicata sul sito internet (nel seguito, Procedura IGO).

Nell'ambito della corrispondente istruttoria tecnico-amministrativa il GSE, ai sensi della normativa vigente e sulla base della procedura IGO, valuta gli effetti di tali interventi sulla qualifica IGO adottando i provvedimenti conseguenti.

Al 31 dicembre 2021 sono 4.782 gli impianti (potenza totale pari a 38.600 MW) per i quali è possibile realizzare gli interventi in argomento.

2.7.2 ISTANZE PERVENUTE

Al 31 dicembre 2021 risultano pervenute al GSE 4.483 istanze di "Gestione esercizio", di cui 468 istanze nel solo 2021. A seguire si riportano alcuni grafici riepilogativi delle richieste pervenute nel corso di tale anno.

Si osserva che gran parte degli interventi si riferiscono a impianti più datati, incentivati mediante D.M. 18/12/2008 e precedenti. Inoltre, le categorie di interventi più ricorrenti riguardano la sostituzione dei principali componenti di generazione e la modifica della configurazione di impianto, e sono relativi soprattutto a impianti a biogas ed eolici. Infine, le taglie di impianto per le quali gli interventi sono risultati più frequenti sono comprese tra 200 kW e 1 MW.

■ **Figura 30** istanze pervenute nel 2021: ripartizione percentuale per meccanismo di riferimento e per tipologia di istanza

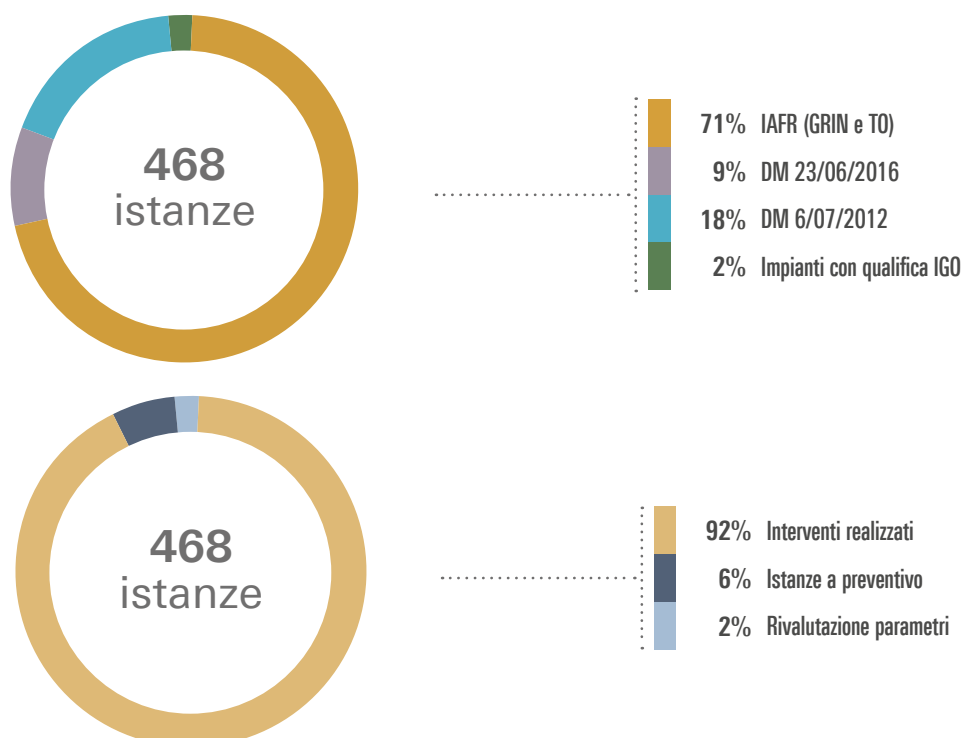
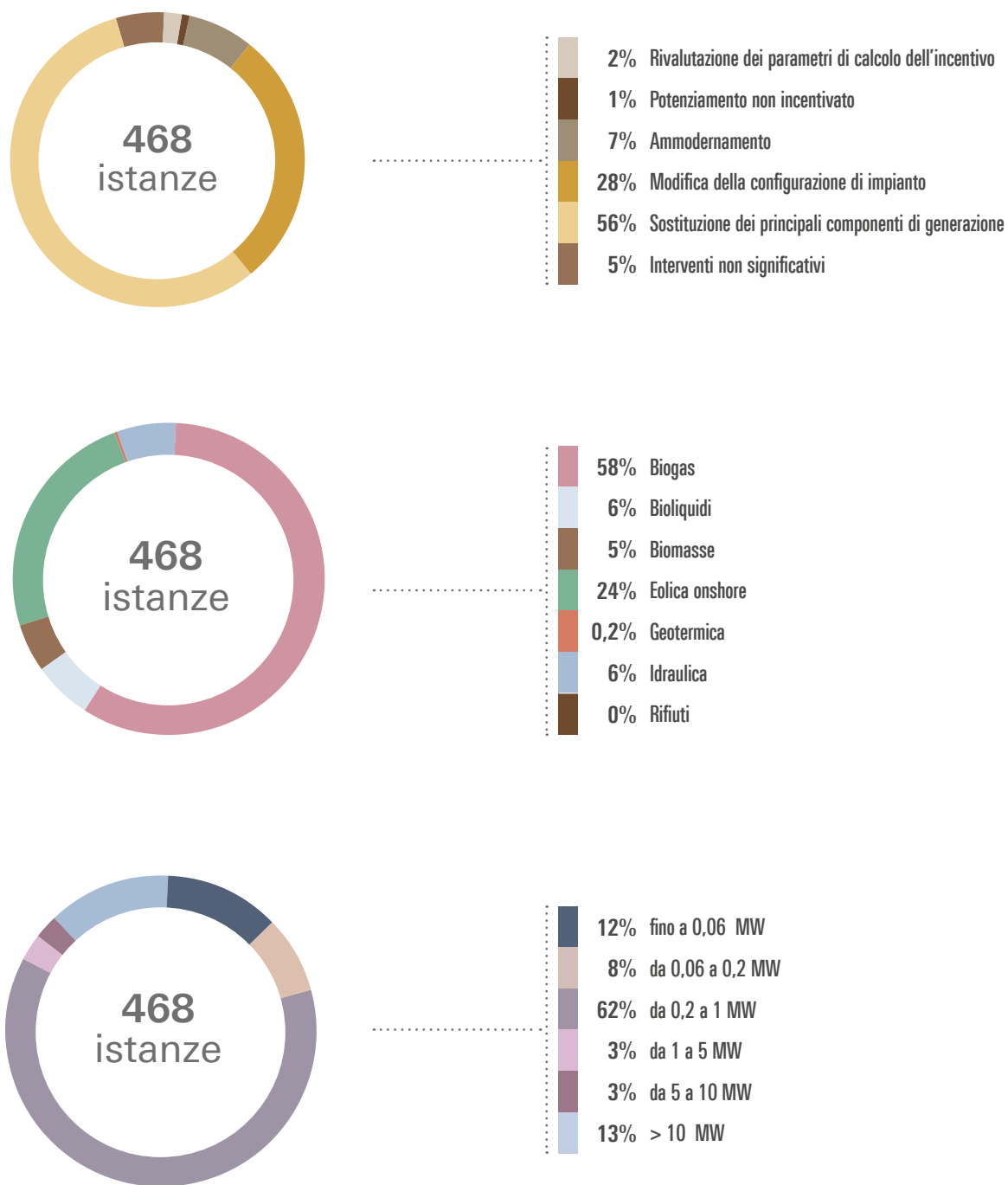


Figura 31 istanze pervenute nel 2021: ripartizione percentuale per categoria di intervento, per fonte rinnovabile e per classe di potenza



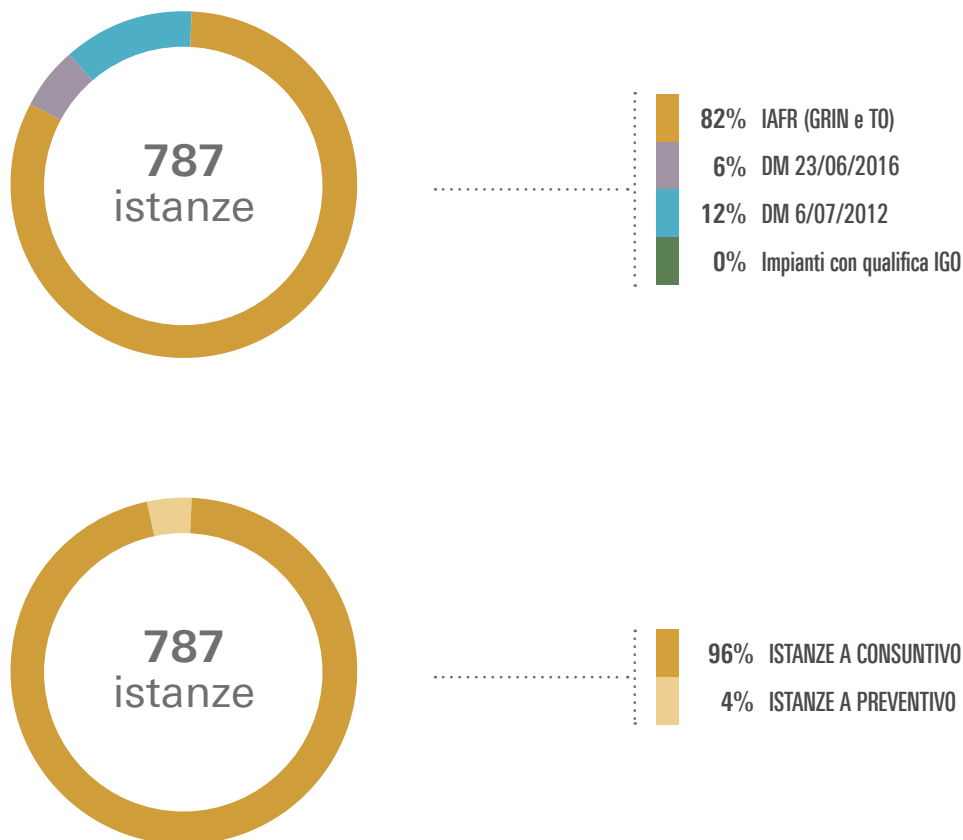
2.7.3 PROCEDIMENTI CONCLUSI

Nel corso del 2021 il GSE ha trasmesso agli operatori 787 provvedimenti di esito definitivo tra cui:

- 159 provvedimenti di addendum al contratto;
- 72 provvedimenti con controvalore economico pari a circa 114 mln€ (valore assoluto) di cui:
 - » 94 mln€, ulteriori incentivi riconosciuti;
 - » 21 mln€, incentivi recuperati.

Con riferimento ai procedimenti conclusi nel corso dell'ultimo anno solare, 736 sono relativi a interventi per i quali è previsto il pagamento delle spese di istruttoria (160 per istanze pervenute nel 2021 e 576 per istanze pervenute negli anni precedenti).

■ **Figura 32** istanze concluse nel 2021: ripartizione percentuale per Decreto Ministeriale di riferimento e per tipologia di istanza



2.8

IL CIP6/92

Ai sensi dell'art.3, comma 12 del D.Lgs. 79/1999, dal 2001 il GSE ritira l'energia immessa in rete da diverse tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate (nella categoria delle fonti definite assimilate dalla L. 9/1991 ricadono la cogenerazione, il calore recuperabile dai fumi di scarico e da impianti termici, elettrici o da processi industriali, da impianti che usano gli scarti di lavorazione o di processi e che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati). In relazione al tipo di convenzione che regola la cessione dell'energia al GSE e la corrispondente tariffa riconosciuta, si individuano le seguenti tipologie di impianti incentivati:

- impianti titolari di convenzione di cessione destinata ai quali è riconosciuta la tariffa CIP6/92 ovvero la tariffa prevista dalla Delibera ARERA 81/99 per gli impianti da fonti rinnovabili o assimilate delle imprese produttrici-distributrici soggetti al titolo IV lettera B del provvedimento CIP6/92;
- impianti titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali è riconosciuta la tariffa prevista dalla Delibera ARERA 108/97 (convenzioni attive fino all'anno 2008).

2.8.1 RISULTATI NEL PERIODO 2011-2021

Nel periodo compreso tra il 2011 e il 2021 il GSE ha ritirato un volume complessivo di energia pari a circa 116 TWh (94 TWh da fonti assimilate e 22 TWh da fonti rinnovabili) per un controvalore cumulato di circa 14 mld€ (10 mld€ per le assimilate e 4 mld€ per le rinnovabili), con una remunerazione media pari a circa 111 €/MWh (98,2 €/MWh per le assimilate e 154,3 €/MWh per le rinnovabili).

Nel corso di questo periodo si riscontra una graduale diminuzione del volume dell'energia ritirata dal GSE (dai circa 26,7 TWh del 2011 a 0,7 TWh del 2021), per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni di cessione destinata al CIP6/92. A tale riduzione ha contribuito anche l'adesione da parte dei titolari di impianti alimentati da fonti assimilate ai meccanismi di risoluzione anticipata previsti dal Decreto ministeriale del 2 dicembre 2009. Nel 2021 l'energia ritirata dal GSE ammonta a 772 GWh, generata dall'ultimo impianto da fonti assimilate la cui convenzione è cessata a inizio 2021. Il costo sostenuto è stato pari a 82 mln€ (remunerazione media di 106,3 €/MWh).

Tabella 41 energia elettrica ritirata, ex art. 3 c.12, D.Lgs. 79/99, suddivisione per normativa di riferimento [GWh]

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Cip /92 e Del. 81/99	46.464	41.678	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185	6.788	5.201	4.280	4.084	772
Delibera 108/97	117	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	46.580	41.733	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185	6.788	5.201	4.280	4.084	772

Tabella 42 energia elettrica ritirata, ex art.3 c.12 D.Lgs. 79/99: suddivisione per tipologia di impianto [GWh]

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	17.163	16.236	13.845	16.197	15.071	12.564	9.204	6.422	4.430	4.572	4.080	4.361	4.075	4.066	772
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	21.173	18.049	15.532	15.363	6.736	5.776	3.413	2.607	2.478	2.652	1.051	0	0	0	0
Totale Fonti Assimilate	38.336	34.284	29.377	31.560	21.807	18.340	12.617	9.028	6.909	7.224	5.131	4.361	4.075	4.066	772
	<i>82,3%</i>	<i>82,2%</i>	<i>81,1%</i>	<i>83,7%</i>	<i>81,7%</i>	<i>81,7%</i>	<i>79,6%</i>	<i>78,3%</i>	<i>75,9%</i>	<i>78,6%</i>	<i>75,6%</i>	<i>83,8%</i>	<i>95,2%</i>	<i>99,6%</i>	<i>100,0%</i>
Impianti idroelettrici	703	715	455	175	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti geotermici	1.237	813	764	283	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	1.281	1.153	878	816	465	328	199	203	168	142	46	10	0	0	0
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	5.025	4.766	4.744	4.868	4.404	3.772	3.033	2.304	2.029	1.819	1.611	830	206	18	0
Totale Fonti Rinnovabili	8.245	7.448	6.840	6.142	4.876	4.100	3.232	2.507	2.196	1.961	1.657	840	206	18	0,0
	<i>17,7%</i>	<i>17,8%</i>	<i>18,9%</i>	<i>16,3%</i>	<i>18,3%</i>	<i>18,3%</i>	<i>20,4%</i>	<i>21,7%</i>	<i>24,1%</i>	<i>21,4%</i>	<i>24,4%</i>	<i>16,2%</i>	<i>4,8%</i>	<i>0,4%</i>	<i>0,0%</i>
Totale	46.580	41.733	36.217	37.702	26.684	22.441	15.849	11.535	9.105	9.185	6.788	5.201	4.280	4.084	772

Tabella 43 costo di incentivazione, ex art.3 c.12 D.Lgs. 79/99: suddivisione per tipologia di impianto [mln€]

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.930,9	2.125,8	1.412,6	1.501,0	1.599,1	1.527,3	1.089,9	646,6	426,2	371,7	355,8	422,2	376,1	307,4	82,0
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	1.818,3	1.841,5	1.459,1	1.370,3	707,4	701,2	405,0	262,6	236,7	206,0	88,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale Fonti Assimilate	3.749,2	3.967,2	2.871,7	2.871,4	2.306,5	2.228,5	1.494,9	909,3	662,9	577,7	444,3	422,2	376,1	307,4	82,0
	71,7%	72,6%	69,6%	72,4%	72,4%	74,9%	71,2%	65,9%	62,4%	62,3%	58,4%	73,1%	92,4%	99,6%	100,0%
Impianti idroelettrici	94,7	115,6	63,7	26,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti geotermici	176,9	130,3	117,9	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti eolici	172,6	176,8	111,4	78,3	47,7	38,1	22,4	19,5	15,4	11,0	3,8	0,9	0,0	0,0	0,0
Impianti solari	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse, biogas e rifiuti	1.039,3	1.072,1	962,7	944,8	832,4	708,7	581,0	451,8	384,9	339,1	312,6	154,4	31,1	1,3	0,0
Totale Fonti Rinnovabili	1.483,4	1.494,7	1.255,7	1.092,6	881,0	746,9	603,5	471,3	400,2	350,1	316,4	155,3	31,1	1,3	0,0
	28,3%	27,4%	30,4%	27,6%	27,6%	25,1%	28,8%	34,1%	37,6%	37,7%	41,6%	26,9%	7,6%	0,4%	0,0%
Totale	5.232,6	5.462,0	4.127,4	3.963,9	3.187,4	2.975,4	2.098,4	1.380,6	1.063,2	927,8	760,6	577,4	407,2	308,7	82,0

Tabella 44 costo di incentivazione, ex art.3 c.12 D.Lgs. 79/99: suddivisione per tipologia di impianto [€/MWh]

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	112,5	130,9	102,0	92,7	106,1	121,6	118,4	100,7	96,2	81,3	87,2	96,8	92,3	75,6	106,3
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	85,9	102,0	93,9	89,2	105,0	121,4	118,6	100,8	95,5	77,7	84,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Media Fonti Assimilate	97,8	115,7	97,8	91,0	105,8	121,5	118,5	100,7	96,0	80,0	86,6	96,8	92,3	75,6	106,3
Impianti idroelettrici	134,8	161,6	140,1	148,4	125,4	130,7	112,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti geotermici	143,0	160,2	154,4	153,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti eolici	134,8	153,3	126,9	95,9	102,5	116,0	112,9	96,2	91,7	77,6	83,1	92,0	0,0	0,0	0,0
Impianti solari	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse, biogas e rifiuti	206,8	224,9	202,9	194,1	189,0	187,9	191,5	196,1	189,7	186,4	194,0	185,9	151,1	72,4	0,0
Media Fonti Rinnovabili	179,9	200,7	183,6	177,9	180,7	182,1	186,7	188,0	182,2	178,5	191,0	184,8	151,1	72,4	0,0
Media	112,3	130,9	114,0	105,1	119,5	132,6	132,4	119,7	116,8	101,0	112,1	111,0	95,1	75,6	106,3

Ai sensi di quanto previsto all'art. 3, comma 13 del D.Lgs. 79/1999, il GSE provvede a collocare sul mercato l'energia ritirata dai produttori incentivati. I ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato contribuiscono alla copertura parziale dell'onere sostenuto dal GSE, mentre la parte residua viene inclusa dall'ARERA tra gli oneri di sistema e posta a carico della componente tariffaria A_{SOS} (ex A3) che grava direttamente sui consumatori finali.

2.9

IL CONTATORE DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE DIVERSE DAL FOTOVOLTAICO

Il "contatore degli oneri delle fonti rinnovabili", introdotto dal D.M. 6 luglio 2012, nel 2016 è stato aggiornato in adeguamento al D.M. 23 giugno 2016 che, all'art.27, ne ha modificato il perimetro degli impianti da considerarsi e le modalità di calcolo e, dal 2020, il calcolo e il cruscotto vengono aggiornati per tener conto anche dell'introduzione dei primi risultati del D.M. 4/7/2019. Il contatore è lo strumento operativo che serve a visualizzare il "costo indicativo annuo degli incentivi" e il "costo indicativo annuo medio degli incentivi" riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici (eccetto i fotovoltaici supportati mediante il D.M. 4 luglio 2019).

Il contatore è aggiornato mensilmente sul sito web del GSE, e nel 2017 la sezione ad esso dedicata è stata profondamente rinnovata con rappresentazioni grafiche interattive al fine di rendere più chiari e fruibili i contenuti sul costo indicativo e sui relativi scenari evolutivi. Il costo indicativo annuo degli incentivi intende rappresentare una stima indicativa dell'onere annuo potenziale degli incentivi riconosciuti agli impianti a fonti rinnovabili non fotovoltaici, in attuazione dei vari provvedimenti di incentivazione che si sono succeduti.

Le tipologie degli incentivi che vengono presi in considerazione ai fini del “contatore degli oneri delle fonti rinnovabili” sono:

- incentivo ex Certificati Verdi (I ex CV);
- Tariffe Onnicomprensive ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008 (TO);
- Conto Energia solare termodinamico (CSP);
- incentivi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012;
- incentivi introdotti dal D.M. 23 giugno 2016;
- incentivi introdotti dal D.M. 4 luglio 2019.

Ai fini del calcolo del “costo indicativo cumulato annuo degli incentivi” non vengono considerati gli oneri derivanti dai servizi di Ritiro Dedicato (RID) e Scambio sul Posto (SSP). Oltre a considerare il costo imputabile agli impianti in esercizio, si tiene conto di quelli in posizione utile nelle graduatorie dei registri e delle aste al ribasso, considerando in particolare le date presunte di entrata in esercizio degli impianti inseriti nelle predette graduatorie e l’eventuale decadenza di una parte di essi sulla base dei dati storici a disposizione.

Nel caso degli impianti alimentati a rifiuti, anche se essi hanno avuto accesso all’incentivazione sul totale dell’energia prodotta, nel contatore vengono inclusi solo gli oneri attribuibili all’incentivazione della frazione biodegradabile.

Nel caso di incentivi calcolati per differenza rispetto a tariffe incentivanti costanti, quali le tariffe onnicomprensive, il prezzo dell’energia considerato per il calcolo dell’incentivo di ciascun mese è pari alla media dei prezzi dei ventiquattro mesi precedenti registrati sul mercato elettrico e dei dodici mesi successivi risultanti dagli esiti del mercato a termine pubblicati sul sito del GME (art. 27, comma 1 del D.M. 23 giugno 2016).

In questo modo si intende tenere conto dell’evoluzione attesa dei prezzi dell’energia, ponderati tuttavia sulla base degli esiti riscontrati nel periodo precedente, al fine di conferire maggiore stabilità al prezzo di riferimento considerato. Oltre a effettuare il calcolo relativo al mese di riferimento della pubblicazione, come previsto dall’art. 27 del D.M. 23 giugno 2016, il costo indicativo annuo viene calcolato per tutti i mesi futuri nei quali è prevista l’entrata in esercizio di impianti che accedono a meccanismi di incentivazione tariffaria, considerando anche l’evoluzione attesa del prezzo di mercato dell’energia elettrica. A partire dallo scenario evolutivo del costo indicativo così costruito, il GSE calcola la media, per il triennio successivo, dei valori mensili.

Tale media è definita «costo indicativo annuo medio degli incentivi», ed è pubblicata dal GSE sul proprio sito, con aggiornamenti mensili. L'art. 3 del D.M. 23 giugno 2016 prevede che tale costo indicativo annuo medio degli incentivi sia da confrontarsi con il limite di 5,8 mld€, già definito dal D.M. 6 luglio 2012: al raggiungimento di tale limite si prevede la cessazione dell'accettazione delle richieste di incentivazione in accesso diretto. Al 31 dicembre 2021, il contatore FER Elettriche si è attestato sul valore di 2.457 milioni di euro, in progressiva riduzione rispetto al passato per effetto del rilevante incremento del prezzo dell'energia. Il Costo indicativo è ripartito come segue tra i diversi meccanismi di incentivazione: 1.108 mln€ per l'incentivo ex Certificati Verdi; 1.212 mln€ per la Tariffa Onnicomprensiva; 106 mln€ per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 6 luglio 2012; 59 mln€ per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 e -28 mln€ per gli impianti aggiudicatari del supporto ai sensi del D.M. 4 luglio 2019. In particolare, relativamente agli oneri del D.M. 4 luglio 2019 il valore è negativo in quanto l'incentivo, come detto in precedenza, prevede una "tariffa a due vie".

Il costo indicativo medio, ottenuto come media dei valori mensili del triennio successivo, è risultato pari a 1.433 mln€, presentando nel medio periodo un trend prevalentemente decrescente, in quanto influenzato principalmente dall'andamento del prezzo dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso e dalle uscite dal perimetro di incentivazione.

Tabella 45 costo indicativo annuo delle FER elettriche diverse dal fotovoltaico al 31 dicembre 2021 [mln€]

Fonte	I ex CV	TO	CE Solare termodinamico	DM 6/7/2012	DM 23/6/2016	DM 4/7/2019	TOT
Moto ondoso	0	0	0	0	0	0	0
Solare tdm	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaica	0	0	0	0	0	-1	-1
Geotermica	35	0	0	0	0	0	35
Biomasse	218	47	0	20	6	0	291
Bioliquidi	214	137	0	0	0	0	351
Idraulica	180	133	0	30	9	5	356
Eolica	443	3	0	19	24	-31	458
Biogas	17	891	0	37	21	0	967
TOT	1.108	1.212	0	106	59	-28	2.457

Figura 33 costo indicativo annuo delle FER elettriche diverse dal fotovoltaico al 31 dicembre 2021 [mln€]

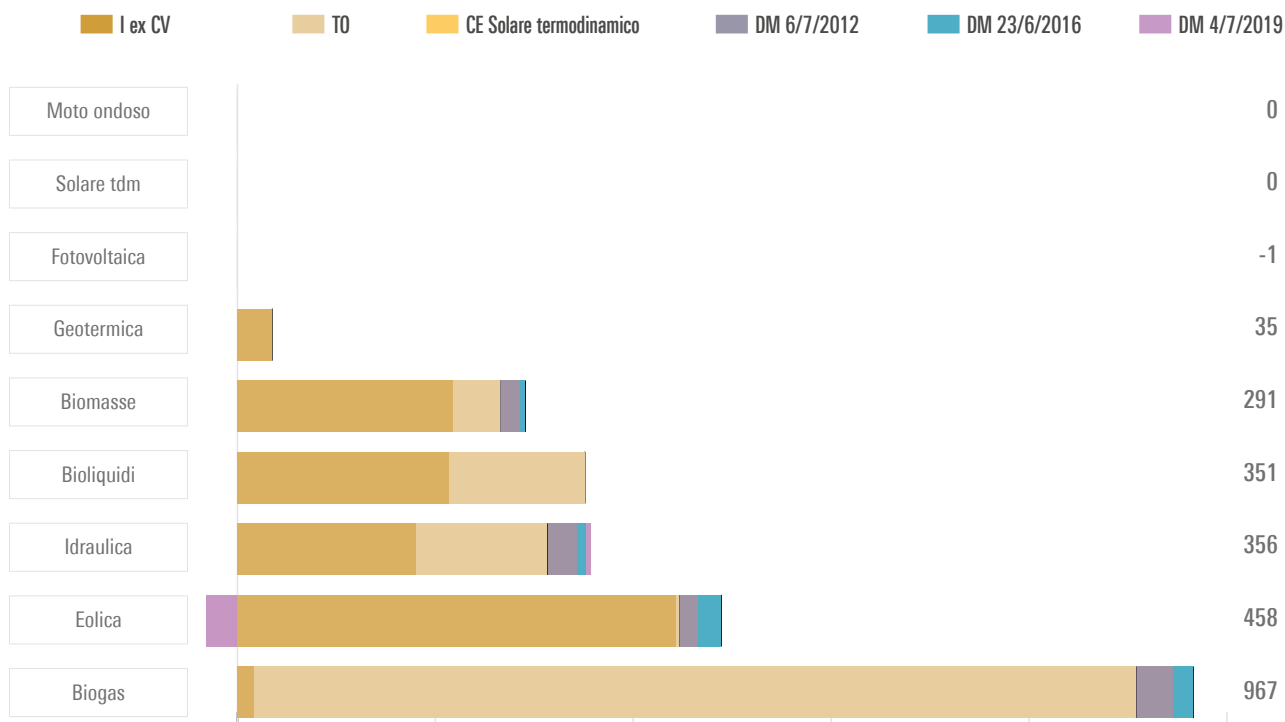
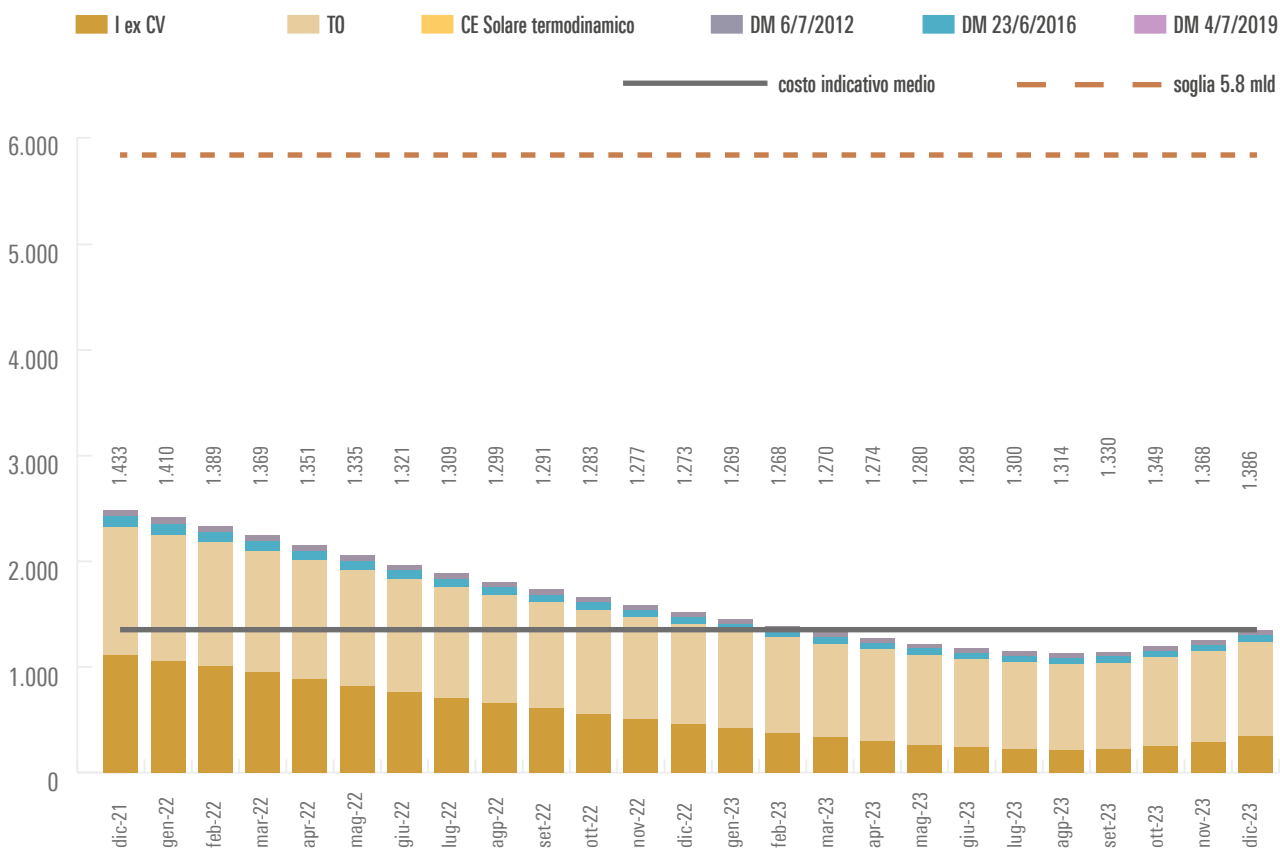


Figura 34 scenario evolutivo del costo indicativo annuo e del costo indicativo medio annuo, per meccanismo [mln€]



2.10

CONTO ENERGIA

Per gli impianti che generano elettricità attraverso la conversione dell'energia solare è stato previsto un sistema d'incentivazione specifico denominato Conto Energia.

QUADRO NORMATIVO

Il CE premia con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di venti anni. Questo meccanismo, già previsto dal D.Lgs. 387/2003, è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei decreti interministeriali del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (I CE).

L'attività svolta dal GSE è consistita nella gestione e nell'esame della documentazione inviata dai soggetti responsabili, nel monitoraggio delle scadenze legate agli adempimenti previsti dalla normativa e nella gestione commerciale/amministrativa degli incentivi legati all'energia prodotta dagli impianti. Con l'emanazione del D.M. 19 febbraio 2007 è entrato in vigore il II CE, attraverso il quale si è provveduto a rimuovere alcune criticità che rappresentavano un freno alla realizzazione degli impianti fotovoltaici, modificando e semplificando le regole di accesso alle tariffe incentivanti.

Successivamente, il D.M. 6 agosto 2010 ha dato avvio al III CE, da applicarsi agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011, il quale, oltre a dare continuità al meccanismo di incentivazione, ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti fotovoltaici a concentrazione. Con la Legge n.129 del 13 agosto 2010 (cosiddetta «Legge salva Alcoa») sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del II CE a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.

Dopo l'emanazione del D.Lgs. 28/2011 è stato pubblicato il D.M. 5 maggio 2011 (IV CE) con l'obiettivo di allineare il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica e di introdurre un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 mld€. Con l'avvicinarsi al limite di costo individuato, è stato pubblicato l'ulteriore D.M. 5 luglio 2012 (V CE).

A seguito della comunicazione all'ARERA da parte del GSE, in cui si è attestato il raggiungimento alla data del 12 luglio 2012 del costo indicativo cumulato annuo di 6 mld€, con la Delibera 292/2012/R/EFR l'Autorità ha individuato nello stesso 12 luglio la data di decorrenza delle procedure di passaggio al V CE. Di conseguenza, le nuove regole del V CE hanno avuto applicazione a partire dal 27 agosto 2012, ovvero decorsi 45 giorni solari dalla data di pubblicazione della Delibera dell'Autorità.

Il D.M. 5 luglio 2012 ha stabilito poi che il CE non trovasse più applicazione decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 mld€ l'anno e che la data di raggiungimento di tale valore fosse comunicata dall'Autorità, sulla base degli elementi forniti dal GSE. Il V CE ha confermato in parte le disposizioni già previste dal IV CE e ha introdotto nuove regole.

In particolare, in luogo di un premio incentivante fisso erogato sulla base dell'energia elettrica prodotta, è stato definito un incentivo composto di due aliquote (su due quote diverse dell'energia prodotta):

- per quanto riguarda la quota di energia prodotta autoconsumata, è stata prevista una tariffa premio;
- per quanto riguarda, invece, la quota di produzione netta immessa in rete:
 - » per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW è stata prevista una TO, determinata sulla base della potenza e della tipologia di impianto;
 - » per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW è stato previsto il riconoscimento della differenza fra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario (essendo la valorizzazione dell'energia elettrica nella responsabilità del produttore).

Le disposizioni di incentivazione degli impianti fotovoltaici hanno cessato di applicarsi (nel senso che non potevano accedere operatori ulteriori rispetto a quelli che avevano già ottenuto il diritto all'incentivazione) il 6 luglio 2013, decorsi trenta giorni dalla data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo di 6,7 mld€. Tale data è stata individuata dall'ARERA con la Delibera 250/2013/R/EFR del 6 giugno 2013. Oltre il suddetto termine hanno mantenuto il diritto a essere valutate le richieste di riconoscimento degli incentivi relative a impianti interessati da specifiche proroghe.

2.10.1 IMPIANTI INCENTIVATI E RISULTATI ECONOMICI

Il meccanismo d'incentivazione in CE, operativo in Italia dalla fine del 2005, ha garantito, nel periodo della sua operatività, una crescita rilevante del settore fotovoltaico, soprattutto tra il 2011 e il 2012.

NUMERO E POTENZA DEGLI IMPIANTI INCENTIVATI

Nel 2021 risultano aver beneficiato dell'incentivazione in CE 548.942 impianti, per una potenza totale di 17.597 MW, di cui:

- 5.367 con il I CE, per una potenza di 147 MW;
- 203.017 con il II CE, per una potenza di 6.746 MW;
- 38.787 con il III CE, per una potenza di 1.570 MW;
- 204.067 con il IV CE, per una potenza di 7.679 MW;
- 97.704 con il V CE, per una potenza di 1.455 MW.

Dal punto di vista della numerosità, la maggior parte degli impianti è di piccola taglia (57% tra 3 e 20 kW e 32% tra 1 e 3 kW); viceversa le classi 200-1.000 kW e 20-200 kW risultano più rappresentative in termini di potenza (41% e 22% rispettivamente). L'articolo 7 del D.M. 19 febbraio 2007 (II CE) aveva introdotto la possibilità di ottenere maggiorazioni delle tariffe incentivanti per gli impianti in SSP a seguito di interventi di riqualificazione energetica dell'unità immobiliare servita dall'impianto fotovoltaico e per nuovi edifici particolarmente performanti. L'applicazione di questa maggiorazione ha trovato continuità anche nel III e IV CE e ha interessato complessivamente 3.053 progetti.

Figura 35 evoluzione del numero (sopra) e della potenza (sotto) degli impianti fotovoltaici incentivati per Conto Energia di riferimento

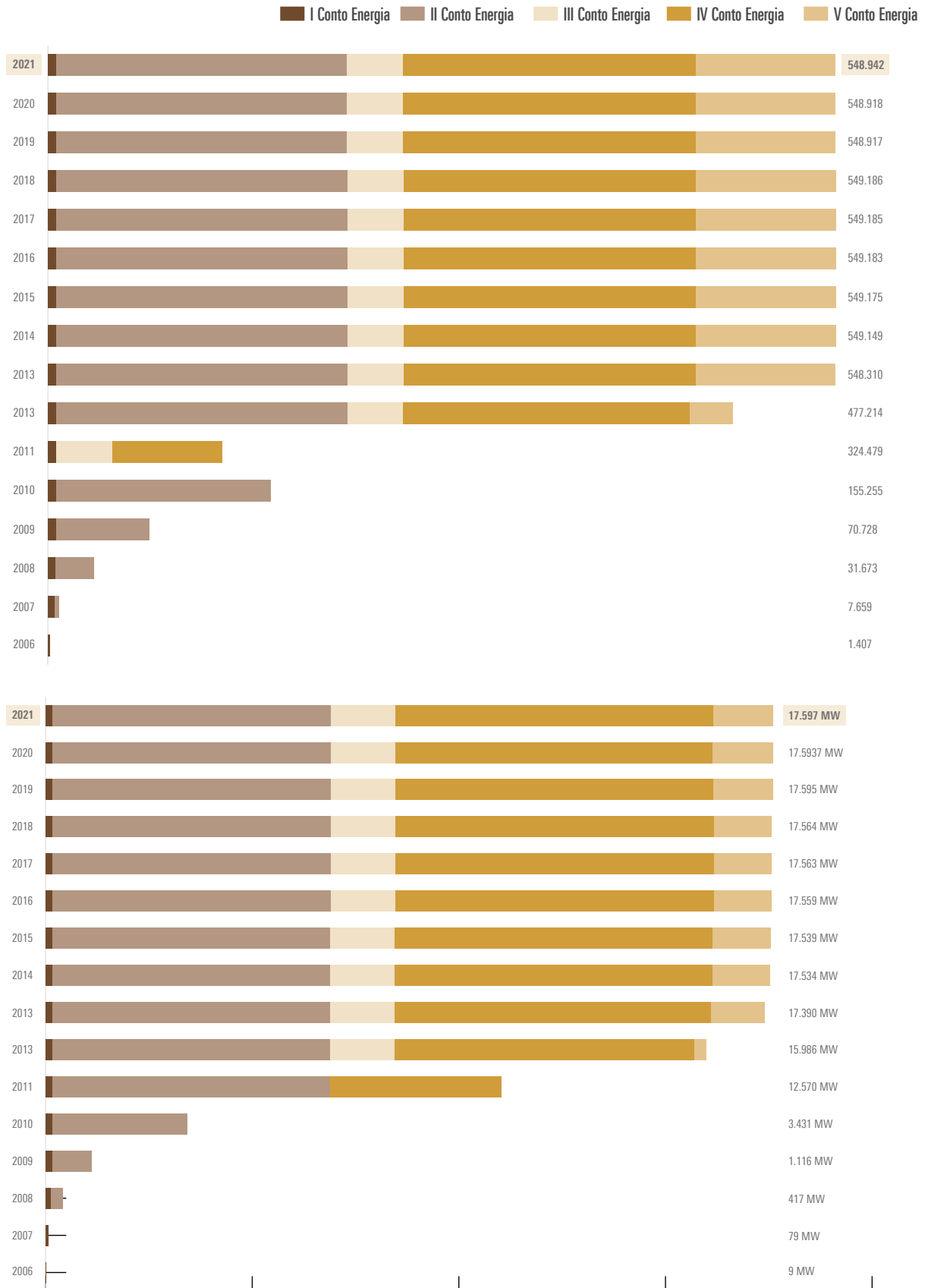
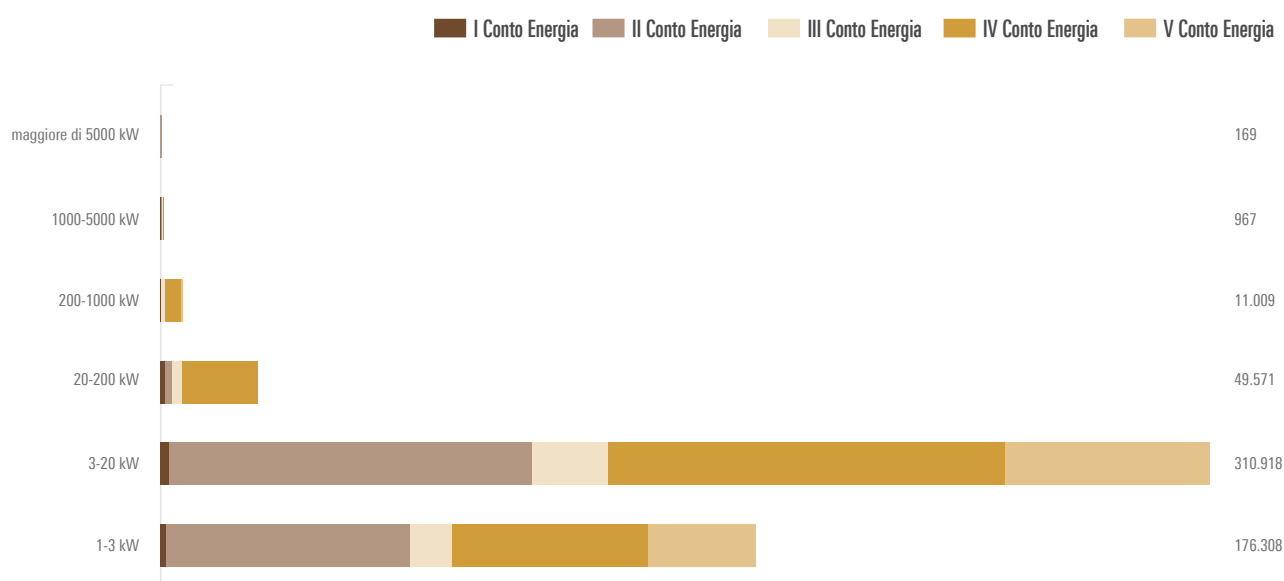


Tabella 46 evoluzione del numero di impianti fotovoltaici incentivati per Conto Energia di riferimento [numero impianti]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
I Conto Energia	1.402	4.233	5.155	5.461	5.462	5.462	5.462	5.462	5.462	5.462	5.462	5.462	5.462	5.366	5.366	5.367
II Conto Energia	5	3.426	26.518	65.267	149.793	203.200	203.201	203.208	203.215	203.215	203.217	203.218	203.218	203.009	203.009	203.017
III Conto Energia	-	-	-	-	-	38.651	38.743	38.757	38.759	38.761	38.761	38.761	38.761	38.786	38.786	38.787
IV Conto Energia	-	-	-	-	-	77.166	199.848	203.966	204.075	204.096	204.102	204.102	204.103	204.062	204.062	204.067
V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	29.960	96.917	97.638	97.641	97.641	97.642	97.642	97.694	97.695	97.704
Totale complessivo	1.407	7.659	31.673	70.728	155.255	324.479	477.214	548.310	549.149	549.175	549.183	549.185	549.186	548.917	548.918	548.942

Tabella 47 evoluzione della potenza degli impianti fotovoltaici incentivati per Conto Energia di riferimento [MW]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
I Conto Energia	9	61	125	150	151	151	151	151	151	151	151	151	151	147	147	147
II Conto Energia	0	18	291	966	3.281	6.729	6.729	6.733	6.733	6.733	6.753	6.754	6.754	6.746	6.745	6.746
III Conto Energia	-	-	-	-	-	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555	1.555	1.569	1.568	1.570
IV Conto Energia	-	-	-	-	-	4.136	7.258	7.664	7.697	7.701	7.701	7.701	7.702	7.679	7.678	7.679
V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	293	1.287	1.398	1.398	1.398	1.402	1.402	1.455	1.455	1.455
Totale complessivo	9	79	417	1.116	3.431	12.570	15.986	17.390	17.534	17.539	17.559	17.563	17.564	17.595	17.593	17.597

Figura 36 distribuzione del numero degli impianti fotovoltaici incentivati nel 2021 per classe di potenza


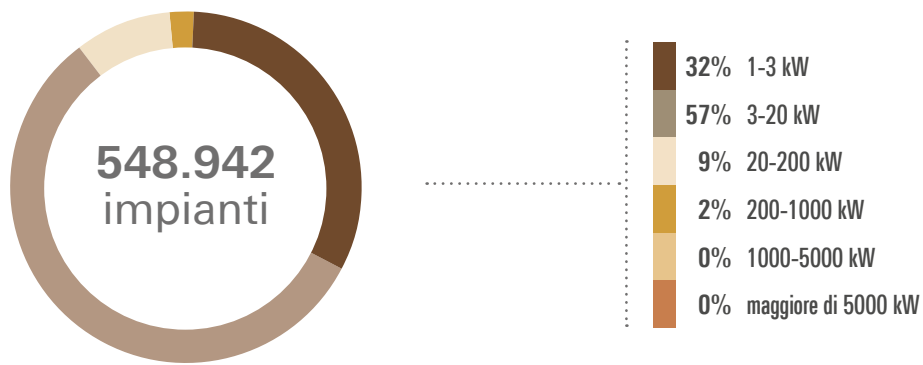
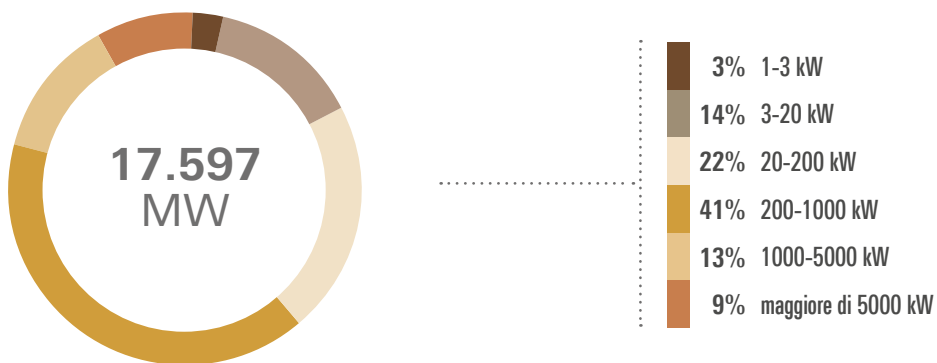
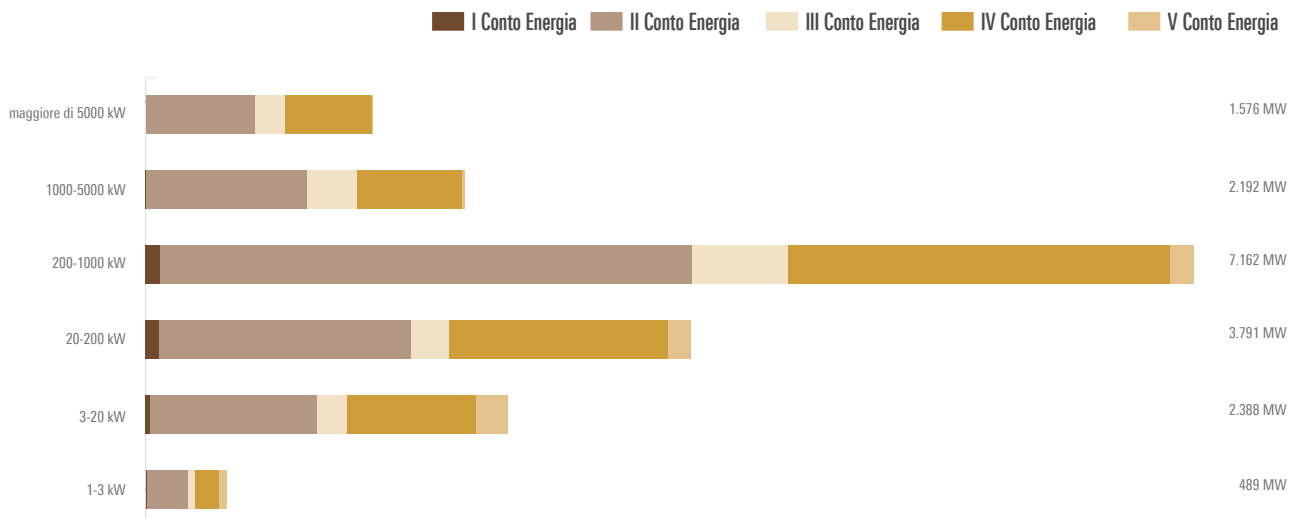


Figura 37 distribuzione della potenza degli impianti fotovoltaici incentivati nel 2021 per classe di potenza



ENERGIA INCENTIVATA E CORRISPETTIVI EROGATI

Nel 2021 l'energia incentivata risulta complessivamente pari a circa 20,3 TWh, 0,6 TWh in meno rispetto al 2020, principalmente per il minor irraggiamento. Di conseguenza, nel 2021 risultano corrispettivi erogati per 5.979 mln€, 117 mln€ in meno rispetto all'anno precedente. I corrispettivi erogati derivano in modo preponderante dal II CE (2.920 mln€ a fronte di 7.991 GWh) e dal IV CE (2.196 mln€ a fronte di 8.731 GWh). Riguardo alla distribuzione per classe di potenza, i maggiori contributi sono associati alla classe 200-1.000 kW e 20-200 kW, con quote rispettivamente del 41% e 21% in termini di importi erogati.

Figura 38 evoluzione dell'energia incentivata agli impianti fotovoltaici per Conto Energia di riferimento (GWh)

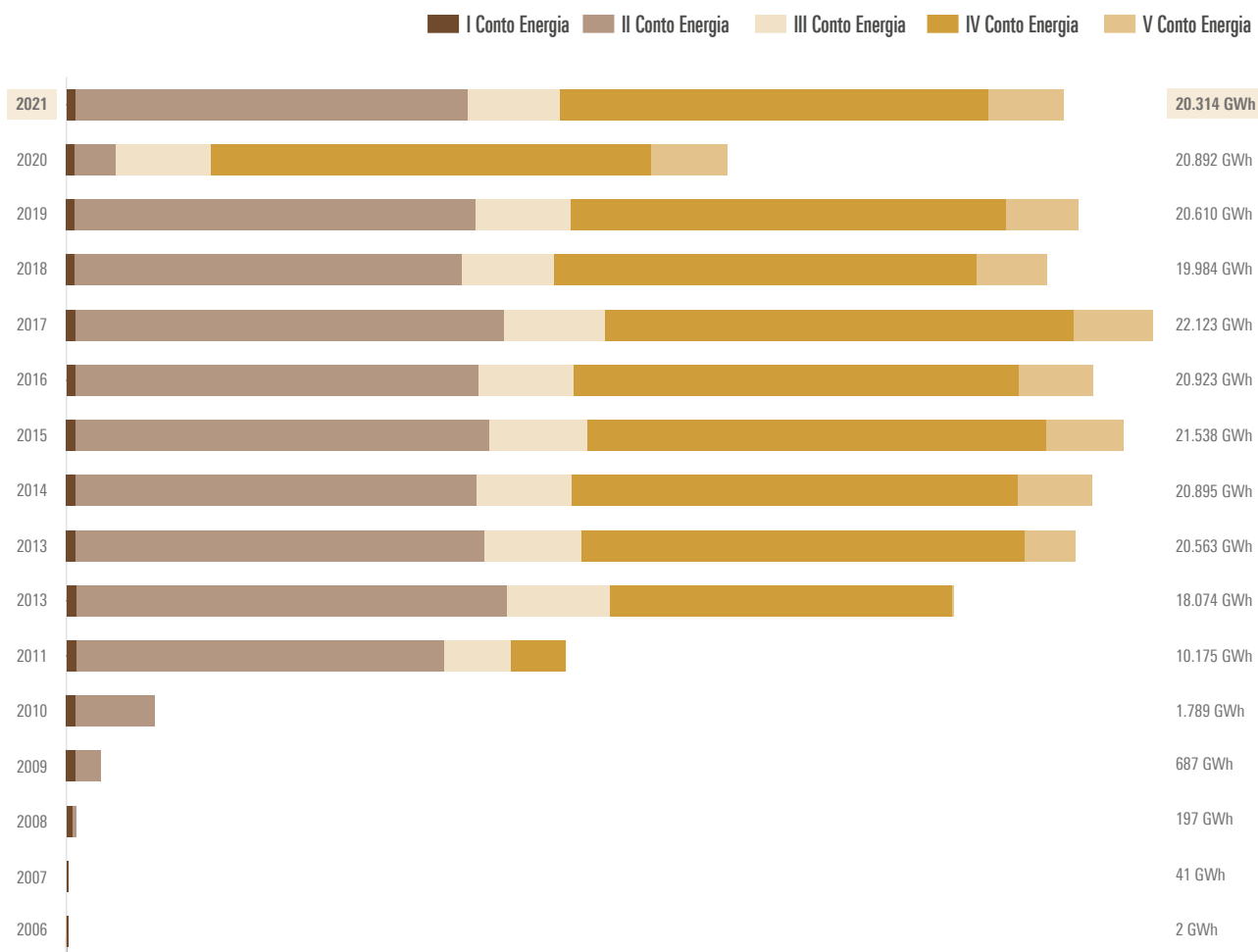


Figura 38 evoluzione dei corrispettivi erogati (a destra) agli impianti fotovoltaici per Conto Energia di riferimento (mln€)

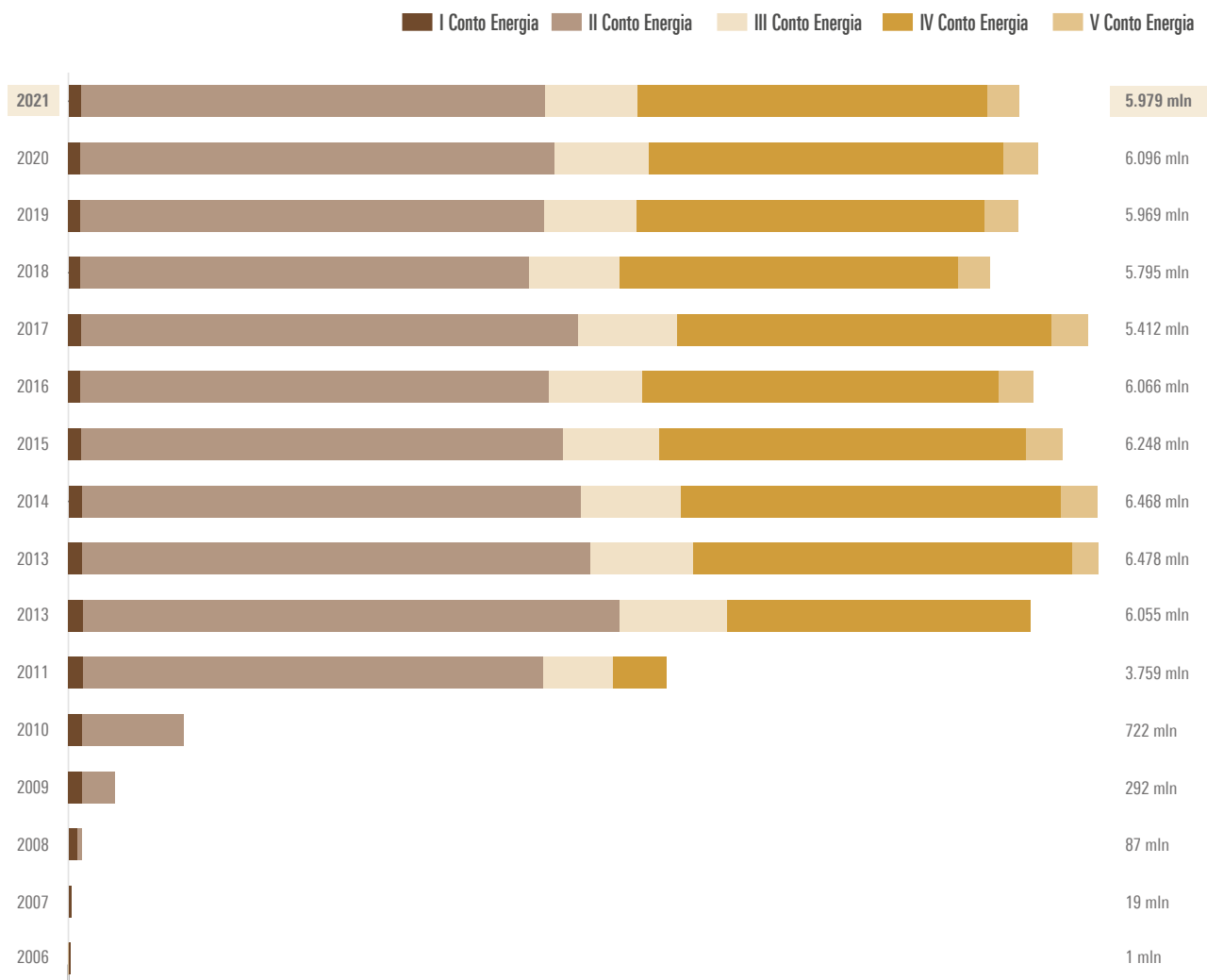


Tabella 48 evoluzione dell'energia incentivata per Conto Energia di riferimento [GWh]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
I Conto Energia	2	38	116	185	186	199	197	187	182	185	175	183	163	167	170	171
II Conto Energia	0	4	82	502	1.603	7.500	8.778	8.329	8.168	8.429	8.214	8.720	7.899	8.163	8.250	7.991
III Conto Energia	-	-	-	-	-	1.345	2.080	1.977	1.939	1.994	1.941	2.058	1.864	1.932	1.955	1.886
IV Conto Energia	-	-	-	-	-	1.131	6.985	9.017	9.078	9.340	9.058	9.553	8.621	8.870	8.952	8.731
V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	34	1.053	1.528	1.590	1.534	1.608	1.437	1.477	1.566	1.536
Totale complessivo	2	41	197	687	1.789	10.175	18.074	20.563	20.895	21.538	20.923	22.123	19.984	20.610	20.892	20.314

Tabella 49 evoluzione dei corrispettivi erogati agli impianti incentivati per Conto Energia di riferimento [mln€]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
I Conto Energia	1	17	53	84	85	91	90	85	83	80	76	79	71	72	75	77
II Conto Energia	0	2	35	207	636	2.891	3.371	3.196	3.136	3.027	2.944	3.121	2.827	2.916	2.978	2.920
III Conto Energia	-	-	-	-	-	443	678	644	632	605	588	623	565	584	596	581
IV Conto Energia	-	-	-	-	-	334	1.911	2.386	2.389	2.308	2.236	2.358	2.128	2.187	2.227	2.196
V Conto Energia	-	-	-	-	-	-	4	166	228	228	222	230	205	210	219	206
Totale complessivo	1	19	87	292	722	3.759	6.055	6.478	6.468	6.248	6.066	6.412	5.795	5.969	6.096	5.979

Figura 39 distribuzione dell'energia incentivata agli impianti fotovoltaici incentivati nel 2021 per classe di potenza

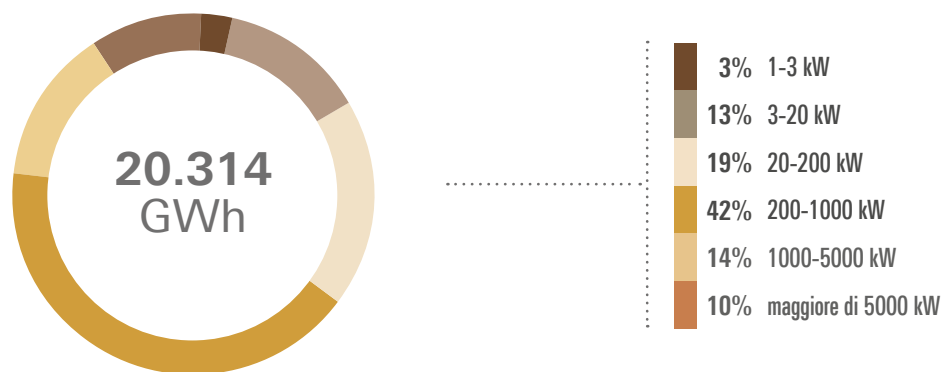
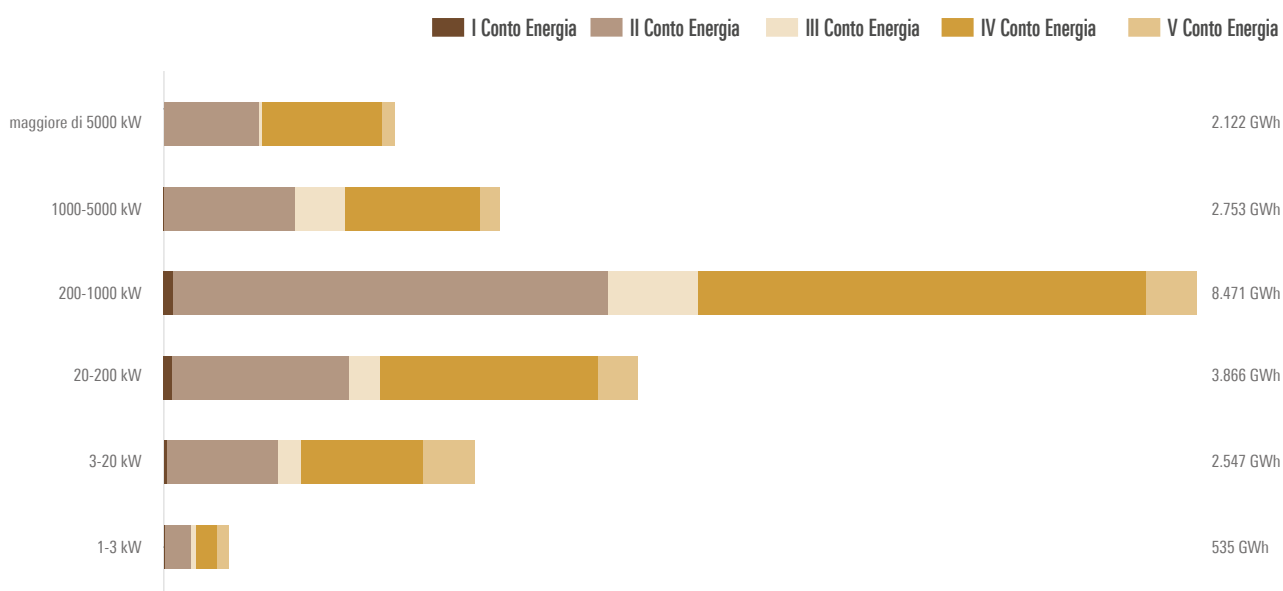
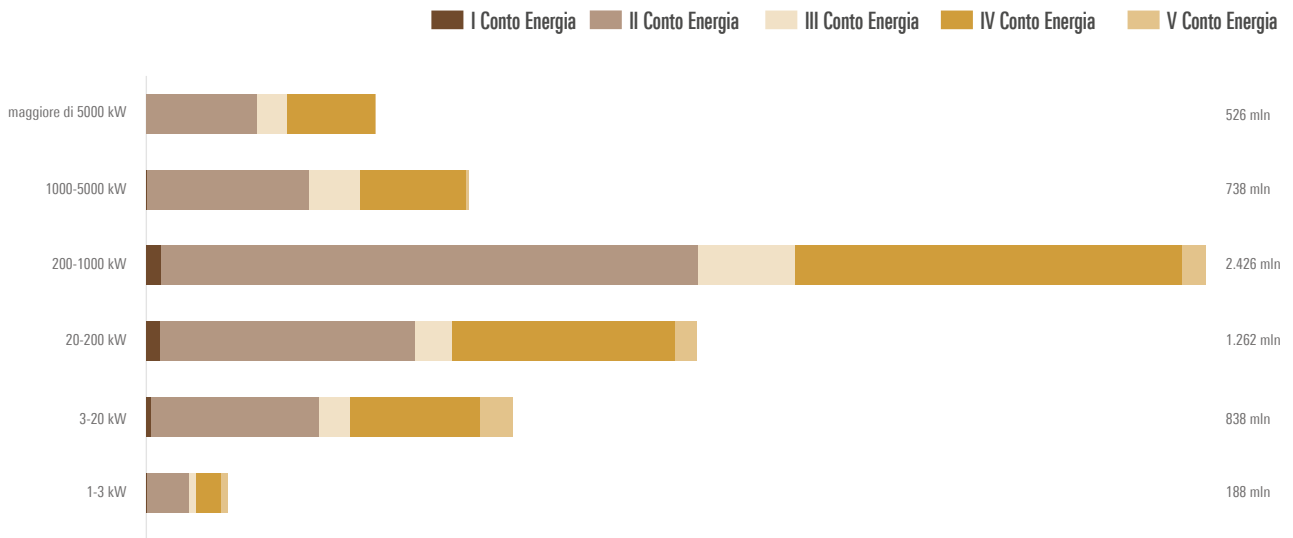


Figura 40 distribuzione dei corrispettivi erogati agli impianti fotovoltaici incentivati nel 2021 per classe di potenza



2.10.2 LA RIMODULAZIONE DEGLI INCENTIVI PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Il D.L. 91 del 24 giugno 2014, convertito con modificazioni dalla Legge 116 dell'11 agosto 2014, ha disposto la rimodulazione degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici di potenza incentivata superiore a 200 kW (norma cosiddetta «spalma-incentivi»). In particolare, a seguito della pubblicazione del D.M. MiSE del 17 ottobre 2014, come previsto all'articolo 26 comma 3 del D.L. 91/2014, gli operatori hanno dovuto optare per una delle tre opzioni di rimodulazione proposte, con effetto dal 2015.

L'opzione A prevede il prolungamento dell'incentivazione fino a 24 anni, a fronte di una riduzione dell'incentivo tra il 17% e il 25%; l'opzione B, a parità di periodo residuo di incentivazione, prevede la riduzione dell'incentivo in un primo periodo di fruizione (tra il 10% e il 26%) e un secondo periodo di incremento in egual misura; l'opzione C prevede invece, a parità di periodo residuo di incentivazione, un taglio dell'incentivo (tra il 6% e l'8%) in funzione della classe di potenza.

Tabella 50 adesione degli impianti fotovoltaici alle diverse opzioni di rimodulazione

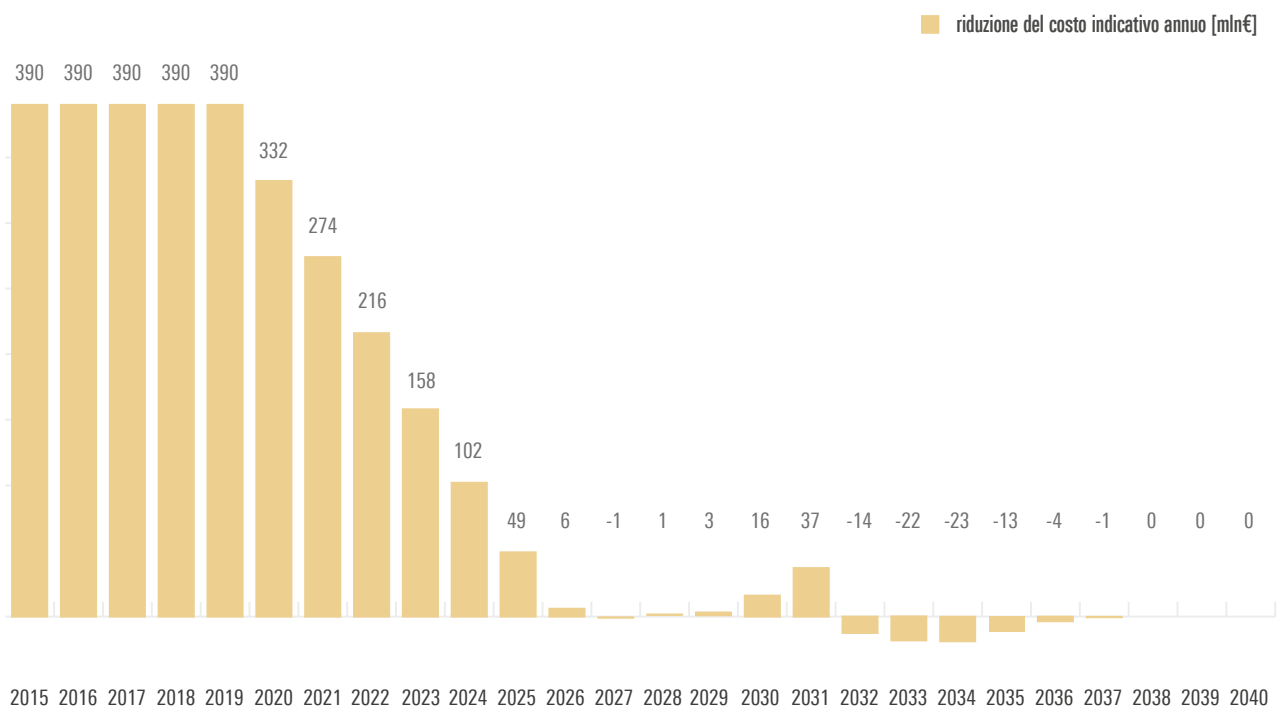
OPZIONE RIMODULAZIONE	Decreto	Numero	Potenza (MW)	Riduzione tariffa 2021 [%]
A		180	93	20%
	Primo Conto Energia	1	0	25%
	Secondo Conto Energia	49	25	21%
	Terzo Conto Energia	17	11	20%
	Quarto Conto Energia	94	46	19%
	Quinto Conto Energia	19	10	18%
B		4.805	3.846	6%
	Primo Conto Energia	41	18	-3%
	Secondo Conto Energia	1.879	1.381	6%
	Terzo Conto Energia	393	331	6%
	Quarto Conto Energia	2.185	1.884	6%
	Quinto Conto Energia	307	232	6%
C		7.893	6.641	7%
	Primo Conto Energia	72	42	7%
	Secondo Conto Energia	3.338	2.794	7%
	Terzo Conto Energia	697	724	7%
	Quarto Conto Energia	3.388	2.770	7%
	Quinto Conto Energia	398	312	7%
Totale		12.878	10.580	7%

L'insieme degli impianti interessati dalla rimodulazione comprende circa 12.900 impianti, per una potenza complessiva di circa 10,6 GW. Di tali impianti, l'1,4% ha optato per l'opzione A, cui nel 2021 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 20% rispetto al 2014; circa il 37,3% ha optato per l'opzione B, cui nel 2021 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 6% rispetto al 2014; infine, il 61,3% rientra nell'opzione C, cui nel 2020 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 7% rispetto al 2014. Complessivamente, si può stimare che l'insieme delle adesioni alle opzioni di rimodulazione abbia determinato una riduzione del costo indicativo annuo nel 2021 pari a circa 270 mln€, rispetto a uno scenario senza applicazione dello spalma-incentivi.

Assumendo invariante nel tempo la producibilità degli impianti e considerando invariante nel tempo il prezzo dell'energia, è possibile tracciare uno scenario evolutivo della variazione dell'onere annuo associato alla rimodulazione degli incentivi. Tale scenario è costruito tenendo conto del fatto che, mentre nell'opzione A e C la riduzione della tariffa è costante nel tempo (il periodo di incentivazione è esteso nell'opzione A), nell'opzione B per ciascun impianto si prevede un primo periodo di riduzione della tariffa, dipendente dal periodo residuo, seguito da un periodo di eguale incremento della tariffa.

La stima risultante descrive una riduzione costante dell'onere per i primi 5 anni; tale riduzione decresce quindi per lo più linearmente fino al 2026, dopodiché, fino al 2039, si mantiene in un range più contenuto, sia in termini di riduzione (fino al massimo di 37 mln€) sia in termine di incremento dell'onere (fino al massimo di 23 mln€).

■ **Figura 41** scenario di riduzione del costo indicativo annuo legato alla rimodulazione degli incentivi degli impianti fotovoltaici [mln€]



2.10.3 INTERVENTI DI MODIFICA EFFETTUATI SUGLI IMPIANTI

Il GSE nell'ambito delle sue funzioni ha la responsabilità di verificare, per gli impianti ammessi al CE, il permanere dei requisiti che hanno consentito l'accesso e il riconoscimento delle tariffe incentivanti, gestendo pertanto tutte le comunicazioni, inviate dai soggetti responsabili dopo la sottoscrizione della convenzione, riferite all'avvenuta realizzazione di interventi di modifica impiantistica.

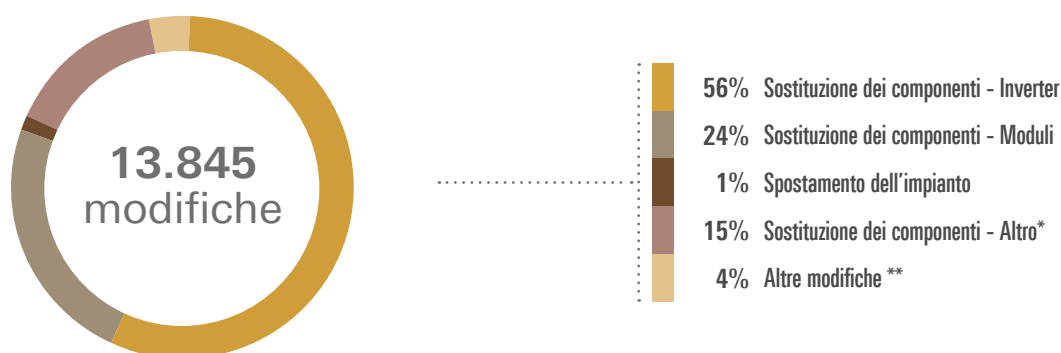
Il GSE gestisce inoltre le richieste di valutazione tecnica preventiva finalizzate a predeterminare, in casi particolarmente complessi, gli effetti che la realizzazione di un intervento di manutenzione o ammodernamento tecnologico può avere sugli incentivi riconosciuti. Nel corso del 2016, l'articolo 30 del D.M. 23 giugno 2016 ha introdotto criteri e principi di riferimento per la realizzazione di interventi di manutenzione sugli impianti incentivati, disciplinando, in special modo, gli interventi di sostituzione dei componenti.

In data 21 febbraio 2017, il GSE, ha pubblicato le procedure per la gestione degli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico relativi a impianti fotovoltaici incentivati in CE, finalizzate a ridurre e semplificare gli adempimenti degli operatori verso il GSE, ma anche ad agevolare il conseguimento degli obiettivi generali di sostenibilità ambientale e la diffusione di "buone pratiche" che rendano il parco di generazione da fonte solare più affidabile, performante e moderno. Al 31 dicembre 2021 risultano pervenute al GSE circa 95.220 comunicazioni relative a interventi di modifica realizzati su impianti fotovoltaici incentivati, di cui 14.370 nel corso del solo 2021, incluse 525 comunicazioni relative agli interventi di potenziamento non incentivato.

A queste vanno sommate le richieste di valutazione preventiva di progetti di intervento di modifica pari a circa 3.108 al 31 dicembre 2021 (527 nel corso del 2021).

A seguire si riportano alcuni grafici riepilogativi sulla gestione delle richieste di modifica pervenute e degli interventi di potenziamento non incentivato comunicati⁸.

■ **Figura 42** interventi di modifica effettuati sugli impianti comunicati nel 2021

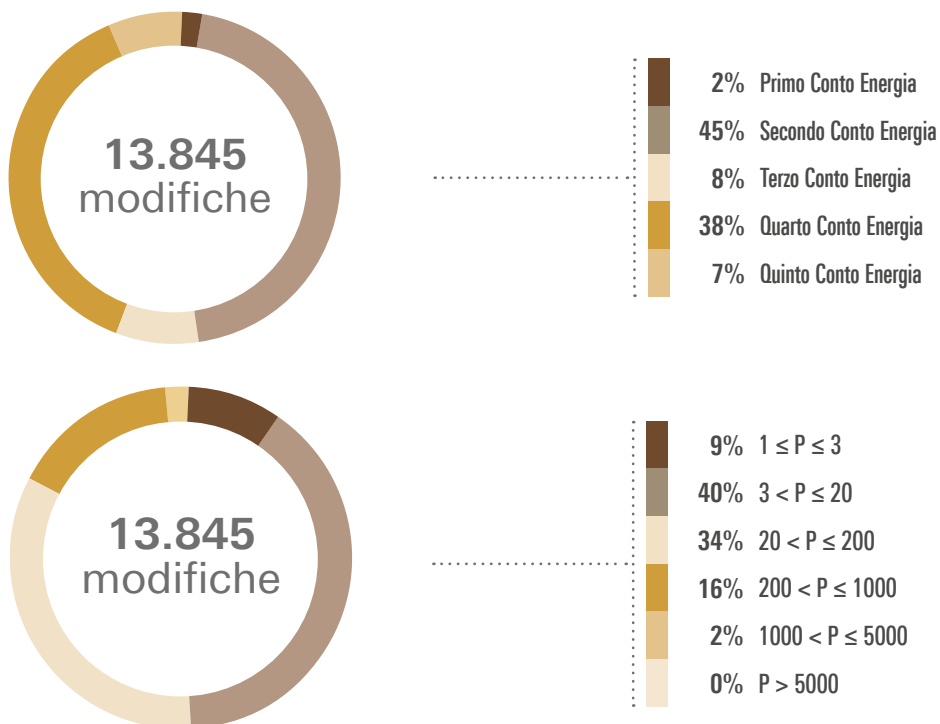


* Le altre tipologie di modifiche riguardano variazioni delle modalità installative, interventi di modifica della configurazione elettrica, modifiche del punto di connessione e variazione del regime di cessione.

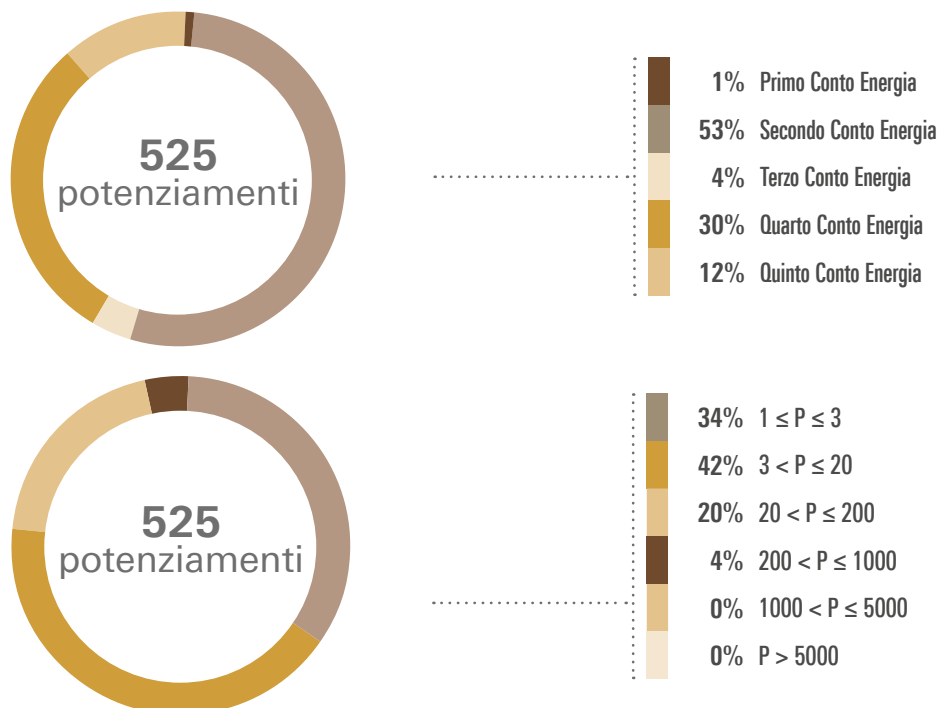
** Tra gli altri componenti figurano: contatori, trasformatori, dispositivi di interfaccia, ottimizzatori, quadro elettrico e altri componenti minori.

⁸ La suddivisione per classe di potenza è riferita alla potenza dell'impianto incentivato in CE e non alla potenza incrementale né alla potenza totale dell'impianto a seguito del potenziamento.

■ **Figura 43** distribuzione degli interventi di modifica effettuati sugli impianti: suddivisione per Conto Energia di riferimento e classe di potenza



■ **Figura 44** distribuzione degli interventi di potenziamento non incentivato di impianti esistenti: suddivisione per Conto Energia di riferimento e classe di potenza*



* La suddivisione per classe di potenza è riferita alla potenza dell'impianto incentivato in CE e non alla potenza incrementale né alla potenza totale dell'impianto a seguito del potenziamento.

2.10.4 I MODULI FOTOVOLTAICI NELL'AMBITO DELLA DISCIPLINA SUI RAEE

Il D.Lgs. 49/2014 recante attuazione della Direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), in vigore dal 12 aprile 2014, impone determinati obblighi in capo a diversi soggetti, al fine di garantire il finanziamento delle operazioni di ritiro, raccolta, trasporto, trattamento adeguato, recupero e smaltimento ambientalmente compatibile dei RAEE. Il dettato normativo interviene in via specifica anche nella gestione dei rifiuti derivanti da pannelli fotovoltaici; a tal riguardo, il Decreto introduce una disciplina particolare, coinvolgendo il GSE nell'applicazione della stessa. Per quanto concerne la gestione dei rifiuti prodotti dai pannelli fotovoltaici che beneficiano del CE, il Decreto stabilisce che il GSE trattienga, negli ultimi dieci anni di diritto all'incentivo, una quota finalizzata a garantire la copertura dei costi di gestione a fine vita dei rifiuti prodotti da tali pannelli fotovoltaici.

L'obiettivo è quello di garantire il finanziamento delle operazioni di raccolta, trasporto, trattamento adeguato, recupero e smaltimento ambientalmente compatibile dei suddetti rifiuti.

Il D.Lgs. 49/2014, inoltre, prevede che la somma trattenuta a garanzia sia restituita al soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico incentivato laddove sia accertato l'avvenuto adempimento degli obblighi previsti dalla normativa.

Nel mese di aprile 2015 il GSE ha posto in consultazione pubblica le istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati. Nel mese di dicembre dello stesso anno, tenendo anche conto dell'esito della consultazione pubblica, il GSE ha pubblicato le istruzioni operative, successivamente revisionate ad aprile 2019 e a maggio 2021 al fine di recepire le novità introdotte dal D.Lgs. 118/2020, che consente ai soggetti responsabili degli impianti fotovoltaici, in alternativa al processo di trattenimento delle quote, di garantire in via preventiva i moduli presso un sistema collettivo riconosciuto.

Il D.L. 6 novembre 2021, n.152 «Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e Resilienza (PNRR) e per la prevenzione delle infiltrazioni mafiose», pubblicato in G.U. in data 6 novembre 2021, convertito con modificazioni dalla Legge 29 dicembre 2021, n. 233 (entrata in vigore l'1 gennaio 2022), prevede l'estensione del processo di trattenimento delle quote a garanzia (o in alternativa la possibilità di garantire in via preventiva i moduli presso un sistema collettivo riconosciuto) anche per gli impianti incentivanti ai sensi del IV e del V Conto Energia, precedentemente regolamentati dagli specifici Decreti di riferimento.

Il GSE procederà a recepire le succitate novità normative in una nuova versione delle Istruzioni Operative, da pubblicare nel primo semestre del 2022. In definitiva, la nuova versione delle istruzioni operative di prossima emanazione descriverà le modalità operative a cui devono attenersi i soggetti responsabili per la gestione dei rifiuti RAEE da pannelli fotovoltaici incentivati in CE, da applicare ai beneficiari di tutti i Decreti di Conto Energia.

Dato l'insieme degli impianti incentivati in Conto Energia di cui ai paragrafi precedenti, circa il 76% si riferisce ad impianti "domestici" (con potenza inferiore a 10 kW), cui corrispondono circa 8.000.000 di pannelli, e il restante 24% è costituito da impianti "professionali" (con potenza almeno pari a 10 kW), per circa 75.500.000 pannelli.

2.11

I SISTEMI DI PRODUZIONE E CONSUMO

I Sistemi di Produzione e Consumo sono sistemi elettrici privati connessi alla rete pubblica, caratterizzati dalla presenza di almeno un impianto di produzione di energia elettrica e un'unità di consumo (che può essere costituita da una o più unità immobiliari) direttamente collegati tra loro. Il D.Lgs. 115/2008, di attuazione della Direttiva 2006/32/CE, relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e i Decreti Legislativi 79/1999 e 93/2011, di attuazione delle Direttive 1996/92/CE e 2009/72/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, assieme alla Legge 99/2009, definiscono il quadro della normativa primaria dei Sistemi di Produzione e Consumo, attribuendo all'ARERA il compito di definire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento per tali sistemi.

L'Autorità, mediante i provvedimenti 578/2013/R/eel e s.m.i. e 539/2015/R/eel e s.m.i., ha definito la regolazione dei suddetti servizi per i Sistemi di Produzione e Consumo, differenziandoli nei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e nei Sistemi di Distribuzione Chiusi, dando attuazione a quanto previsto dalla normativa primaria di riferimento.

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi di produzione e consumo nell'ambito dei quali il trasporto di energia elettrica non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico, in virtù della presenza di un solo cliente finale e di un solo produttore, nel caso rappresentati da gruppi societari o da cooperative o consorzi storici.

Gli SSPC si suddividono in due gruppi: i consorzi e cooperative storici dotati di rete propria e gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC).

Gli ASSPC, a loro volta, si suddividono nelle seguenti categorie:

- SSP-A e SSP-B: sistemi in regime di Scambio sul Posto di tipo A o B;
- SEU: Sistemi Efficienti di Utenza;
- SEESEU-A, -B, -C e -D: Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza di tipo A, B, C e D;
- ASAP: Altri Sistemi di Auto Produzione;
- ASE: Altri Sistemi Esistenti.

I Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC, detti anche sistemi complessi o reti private) sono invece Sistemi di Produzione e Consumo nell'ambito dei quali, in virtù della presenza di più clienti finali o produttori, il trasporto di energia elettrica si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione.

Tali tipologie di sistemi elettrici non sono più realizzabili a oggi. I SDC si suddividono in due gruppi: le Reti Interne di Utenza (RIU) e gli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).

I gestori dei SDC hanno oneri e obblighi simili a quelli a cui sono sottoposti i gestori delle reti pubbliche e, inoltre, l'energia elettrica autoconsumata all'interno di un SDC è gravata dal pagamento delle tariffe di dispacciamento (diversamente da quanto avviene per i SSPC). Per tale motivo alcuni gestori di RIU aventi i requisiti per appartenere agli ASSPC, hanno richiesto al GSE, in accordo alle previsioni regolatorie, il passaggio da RIU ad ASSPC, tramite richiesta di qualifica.

Per effetto del D.L. 244 del 30 dicembre 2016, (c.d. Decreto "Milleproroghe") a decorrere dal 1° gennaio 2017 l'energia elettrica autoconsumata all'interno di un qualunque Sistema di Produzione e Consumo non è più gravata dal pagamento degli oneri di sistema.

L'Autorità, con la Delibera 276/2017/R/eel del 20 aprile 2017 (di seguito Delibera) emanata in applicazione del D.L. "Milleproroghe", ha quindi rivisto il ruolo attribuito al GSE al fine di renderlo coerente con le nuove previsioni normative.

La Delibera prevede che il GSE verifichi l'appartenenza a una delle categorie degli ASSPC dei sistemi che hanno già presentato una richiesta di qualifica e che, per tutti gli altri ASSPC in esercizio alla data del 30 aprile 2017, il GSE definisca una procedura semplificata finalizzata a identificarli e classificarli, previa verifica di conformità alla normativa e alla regolazione di riferimento.

Tale procedura, approvata dall'Autorità su proposta dal GSE, prevede che i sistemi che non avevano già presentato una richiesta di qualifica SEU o SESEU vengano identificati dal GSE a partire dai dati e dalle informazioni già in possesso del GSE e dai dati forniti al GSE dall'AU, dai Gestori di Rete (GdR) e da Terna. In particolare, per i sistemi individuati tramite la procedura e connessi in bassa tensione ovvero in media e alta tensione con potenza fino a 20 kW, è previsto che il GSE proceda automaticamente alla classificazione sulla base dei soli dati e informazioni acquisiti. Per i sistemi connessi in media o alta tensione e con potenza superiore ai 20 kW, la procedura prevede invece che la classificazione avvenga sulla base di ulteriori dati e documenti che i produttori e clienti finali di tali sistemi sono tenuti a inviare al GSE anche al fine di verificare la conformità di tali sistemi alla normativa e alla regolazione di riferimento.

La Delibera ha, inoltre, esteso il ruolo del GSE relativamente alle attività svolte per conto dell'Autorità, prevedendo che quest'ultima si avvalga del GSE per la definizione dei perimetri dei SDC (RIU e ASDC). A tale scopo, l'ARERA ha approvato con la Delibera 568/2017/A del 3 agosto 2017 il Regolamento per lo svolgimento delle attività istruttorie finalizzate alla definizione degli ambiti territoriali delle RIU e con la Delibera 874/2017/E/eel del 21 dicembre 2017 il Regolamento per l'effettuazione di interventi ispettivi sugli ASSPC qualificati.

Al 31 dicembre 2021 risultavano pervenute al GSE 23.575 istanze di riconoscimento di SSPC, per una potenza totale dei sistemi di circa 9,4 GW.

Circa il 95% di tutte le istanze è relativo a richieste di qualifica nella categoria SEU, mentre solo il 5% è riferito alle altre categorie. Nel corso del 2021 risultano pervenute 32 istanze di riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo relative a sistemi, connessi entro il 30 aprile 2017 alla rete di media o alta tensione e con potenza superiore ai 20 kW, identificati nell'ambito della procedura definita dal GSE ai sensi della Delibera.

Le istanze di riconoscimento accolte al 31 dicembre 2021 sono invece pari a 21.869, di cui 90 rilasciate nel 2021.

Nel corso del 2021, inoltre, il GSE ha proseguito la valutazione delle richieste preliminari (ovvero "a progetto") su sistemi non ancora entrati in esercizio ovvero in esercizio e per i quali siano previsti degli interventi di modifica non ancora effettuati, ai fini della verifica di conformità alla normativa e regolazione di riferimento dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.

Il servizio è stato avviato a seguito delle richieste degli operatori e della proposta, inviata dal GSE e positivamente verificata dall'Autorità.

Al 31 dicembre 2021 sono pervenute 15 richieste di riconoscimento a progetto. Le istanze di riconoscimento a progetto accolte al 31 dicembre 2021 sono invece pari a 13, di cui 9 rilasciate nel 2021.

Nel corso del 2021, inoltre, il GSE ha proseguito le attività di elaborazione delle relazioni contenenti le proposte di definizione dell'ambito territoriale delle Reti Interne di Utanza. Su un totale di 40 RIU assegnategli in avvalimento, il GSE ha inviato all'Autorità le relazioni contenenti gli esiti finali dell'attività svolta per 22 Reti Interne di Utanza di cui 6 nel corso del 2021.

■ **Figura 45** istanze di qualifica SEU/SEESEU nel periodo 2015-2021

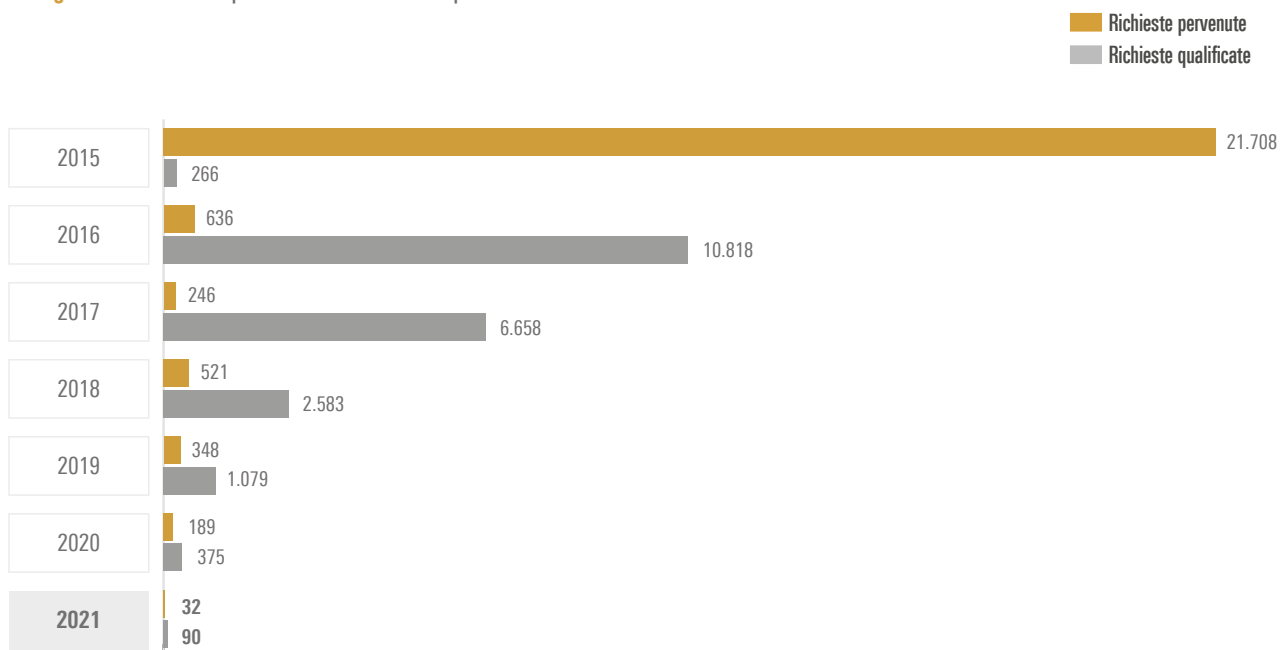
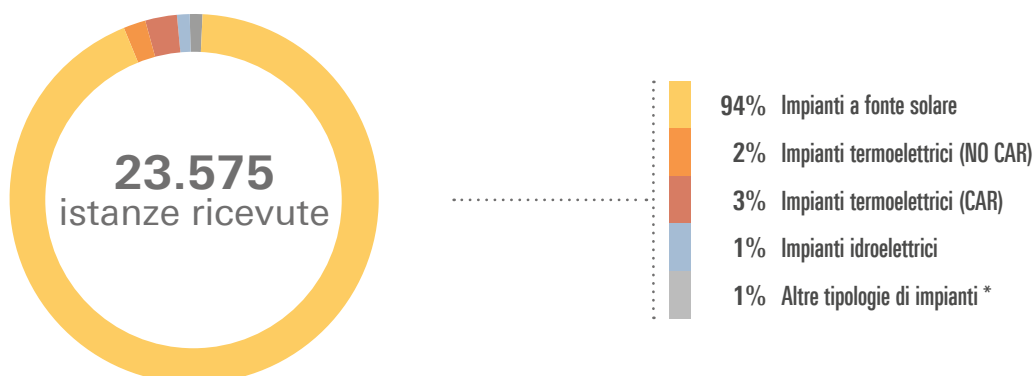
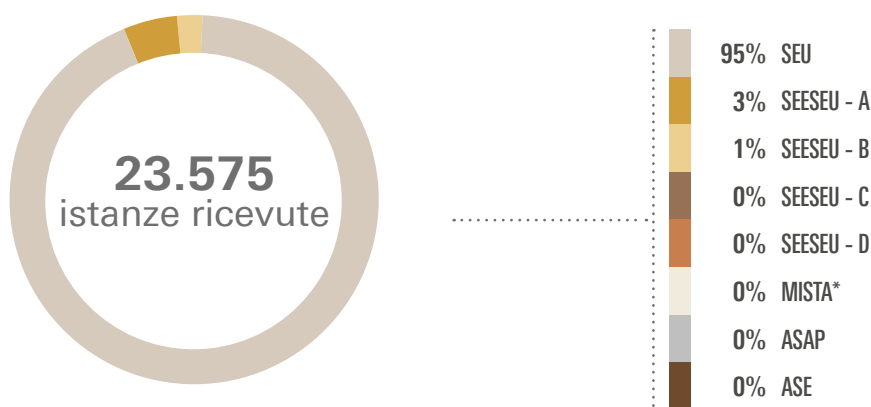


Figura 46 quadro cumulato delle istanze di qualifica SEU/SESEU ricevute dal GSE nel periodo 2015-2021: suddivisione per fonte



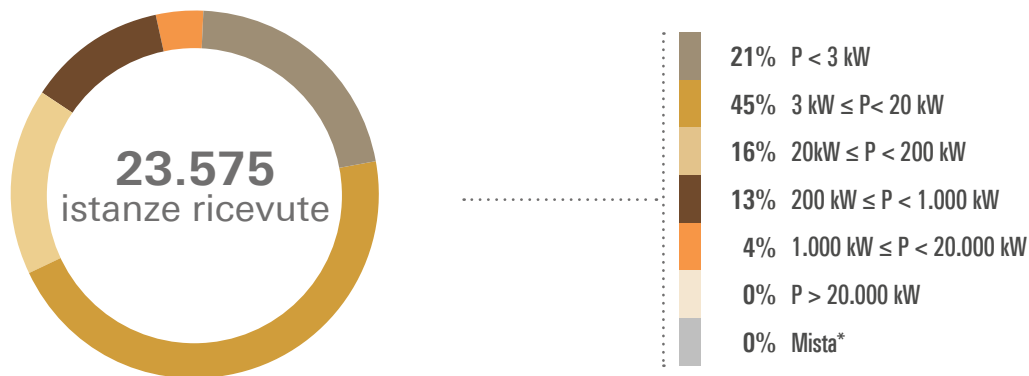
* Per altre tipologie di impianti si intendono impianti a fonte eolica, turboespansione su rete gas o sistemi con più impianti di produzione a fonte differente.

Figura 47 quadro cumulato delle istanze di qualifica SEU/SESEU ricevute dal GSE nel periodo 2015-2021: suddivisione per categoria



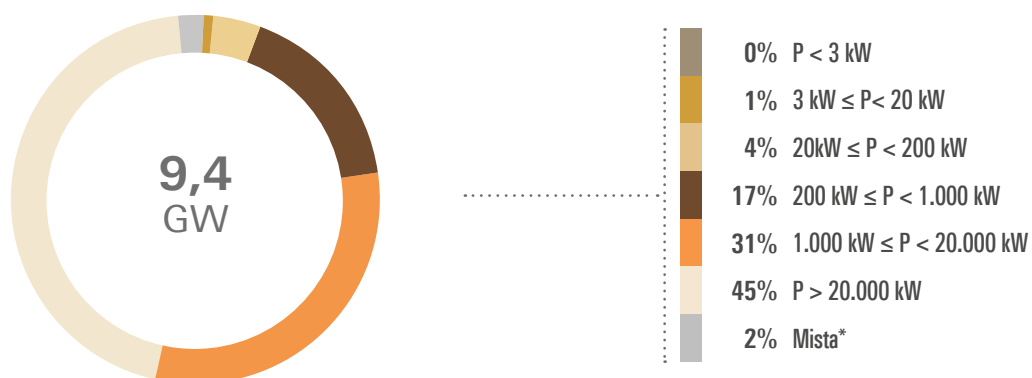
* Combinazione di due categorie differenti.

■ **Figura 48** quadro cumulato delle istanze di qualifica SEU/SEESEU ricevute dal GSE nel periodo 2015-2021: suddivisione per classe di potenza



* Mista: potenza differente tra le diverse configurazioni (solo richieste multiconfigurate).

■ **Figura 49** quadro cumulato della potenza delle istanze di qualifica SEU/SEESEU ricevute dal GSE nel periodo 2015-2021: suddivisione per classe di potenza



* Mista: Potenza differente tra le diverse configurazioni (solo richieste multiconfigurate).

2.12

GRUPPI DI AUTOCONSUMATORI DI ENERGIA RINNOVABILE CHE AGISCONO COLLETTIVAMENTE E COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE

Il 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 (c.d. Milleproroghe)”, come convertito con Legge 28 febbraio 2020, n.8, ha definito, all’articolo 42 bis, le modalità e condizioni per l’attivazione dell’autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e la realizzazione di comunità di energia rinnovabile, avviando, di fatto, la sperimentazione di un quadro di regole volte a consentire ai consumatori finali e/o produttori di energia di associarsi per “condividere” l’energia elettrica localmente prodotta da nuovi impianti alimentati da fonte rinnovabile.

Il Decreto Legge, nello specifico, introduce tale possibilità con riferimento a nuovi impianti alimentati a fonti rinnovabili con potenza complessiva non superiore ai 200 kW entrati in esercizio a partire dal 1° marzo 2020 e fino a 60 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001.

Lo stesso articolo 42 bis prevede, inoltre, che il GSE eroghi una tariffa incentivante, alternativa allo Scambio sul Posto, individuata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE).

Con la Deliberazione 318/2020/R/eel, l’ARERA ha disciplinato le modalità e la regolazione economica relative all’energia elettrica oggetto di condivisione in edifici o condomini da parte di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente oppure nell’ambito di comunità di energia rinnovabile e ha individuato gli adempimenti in capo al GSE in quanto gestore del meccanismo. Il MiSE, con il Decreto Ministeriale del 16 settembre 2020, in attuazione del comma 9 dell’articolo 42 bis del Decreto Legge n.162/2019, ha individuato la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni per l’autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e nelle comunità di energia rinnovabile, come disciplinate dallo stesso articolo 42 bis e regolate dall’Autorità con la Deliberazione 318/2020/R/eel.

Nel corso del 2021 sono state presentate al GSE complessivamente 13 richieste preliminari di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa, di cui 5 per configurazioni di Comunità di energia rinnovabile e 8 per configurazioni di Gruppi di autoconsumatori, per una potenza totale degli impianti presenti in tali configurazioni di circa 0,3 MW.

Il 4 ottobre 2021 il GSE ha reso disponibile la funzionalità per il completamento delle istanze preliminari e la presentazione di nuove richieste e ha provveduto ad aggiornare la guida WEB all'applicazione "Sistemi di Produzione e Consumo – SPC", tramite la quale è possibile inviare tali richieste.

Al 31 dicembre 2021 sono state presentate o completate (nel caso di precedente invio di una richiesta preliminare) 14 richieste di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa, di cui 11 richieste per configurazioni di Gruppi di autoconsumatori e 3 richieste per configurazioni di Comunità di energia rinnovabile, per una potenza totale degli impianti presenti in tali configurazioni di circa 0,2 MW. Dalla prossima edizione del Rapporto Attività verrà dato conto anche dei relativi corrispettivi economici erogati.

Tabella 51 richieste di qualifica di gruppi di autoconsumatori collettivi e comunità di energia rinnovabile al 31/12/2021

	Numero richieste	Numero medio clienti finali	Numero totale clienti finali	Numero impianti/sezioni di produzione	Potenza (MW)
Gruppi di autoconsumatori collettivi	11	7	72	19	0,17
Comunità di energia rinnovabile	3	6	18	3	0,04
Totale	14	6	90	22	0,21

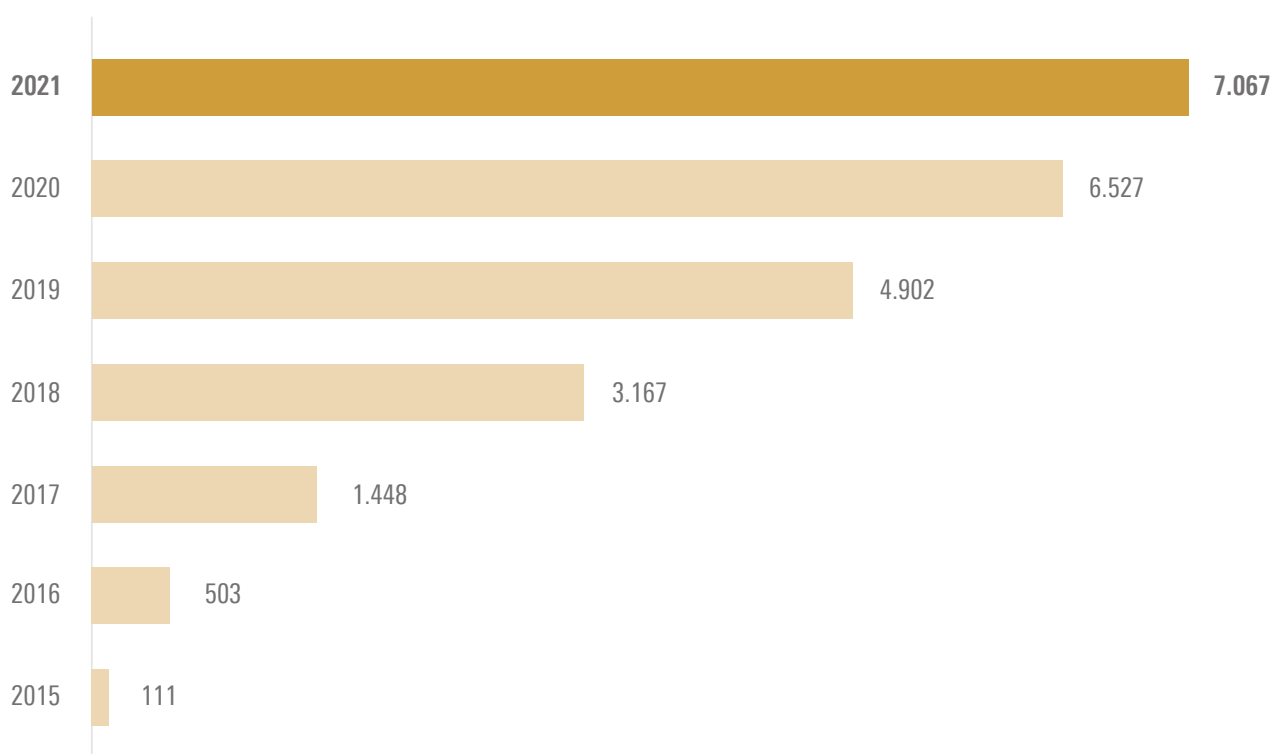
2.13

INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

L'ARERA, con Delibera 574/2014/R/eel e s.m.i., ha disciplinato le modalità di integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico nazionale, nonché le misure necessarie per consentire la corretta erogazione degli incentivi e delle tariffe previste dai differenti regimi commerciali.

Ai sensi dell'articolo 10, comma 1 della Delibera, il GSE, nel 2015 e in seconda edizione nel giugno 2017, ha pubblicato le "Regole tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale" con lo scopo di completare il quadro regolatorio di riferimento per l'erogazione degli incentivi destinati agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a fonti rinnovabili, che intendono dotarsi di un sistema di accumulo. Un'ulteriore revisione delle suindicate regole tecniche è stata pubblicata il 2 febbraio 2021. Al 31 dicembre 2021 sono pervenute complessivamente 7.067 comunicazioni di avvenuta installazione di sistemi di accumulo di energia su impianti fotovoltaici, (compresi gli interventi di modifica) di cui 540 relative al 2021. Risultano, inoltre, 1.007 richieste di valutazione preventiva (83 nel solo 2021).

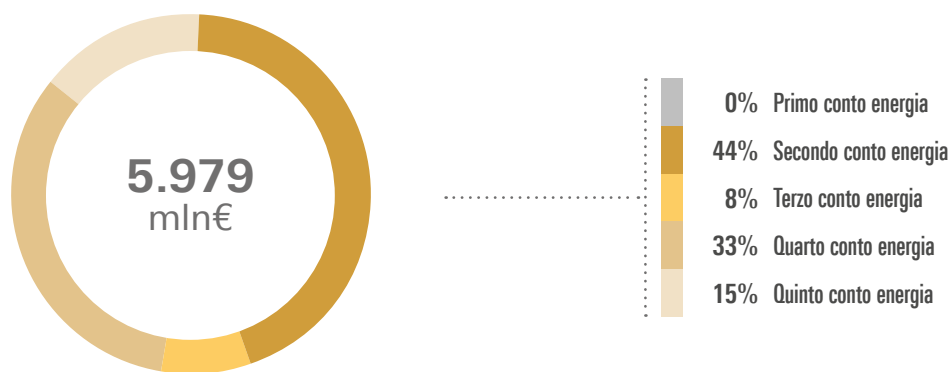
■ **Figura 50** numero cumulato di sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati



Con riferimento agli accumuli installati sugli impianti fotovoltaici incentivati in Conto Energia nel 2021, si riportano di seguito alcuni grafici contenenti informazioni sulla tipologia di configurazione e sulla tecnologia utilizzata.

È interessante osservare che la quasi totalità degli interventi riguarda impianti di piccola taglia (fino a 20 kW), e che, dal punto di vista tecnologico, la quasi totalità dei sistemi di accumulo installati (99,6%) impiega batterie al litio.

■ **Figura 51** distribuzione, per Conto Energia, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2021



■ **Figura 52** distribuzione, per classe di potenza, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2021

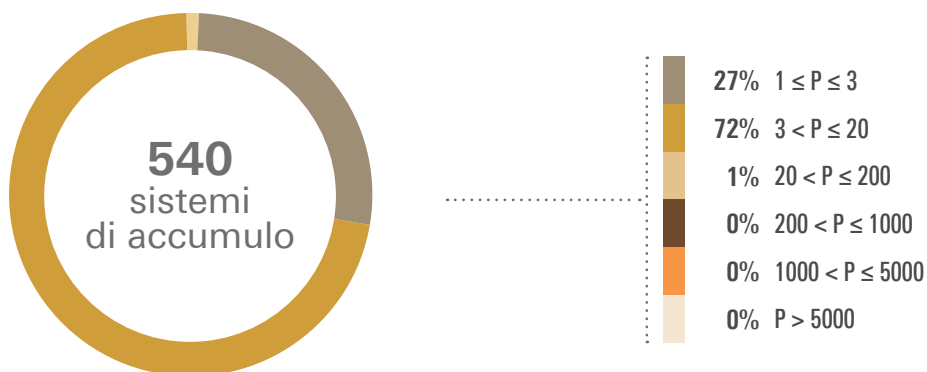


Figura 53 distribuzione, per tipologia di installazione del fotovoltaico, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2021

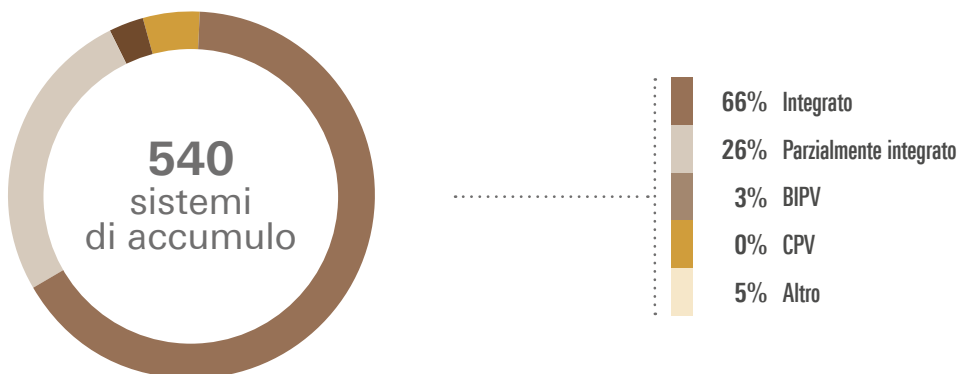


Figura 54 distribuzione, per tipologia di configurazione, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2021

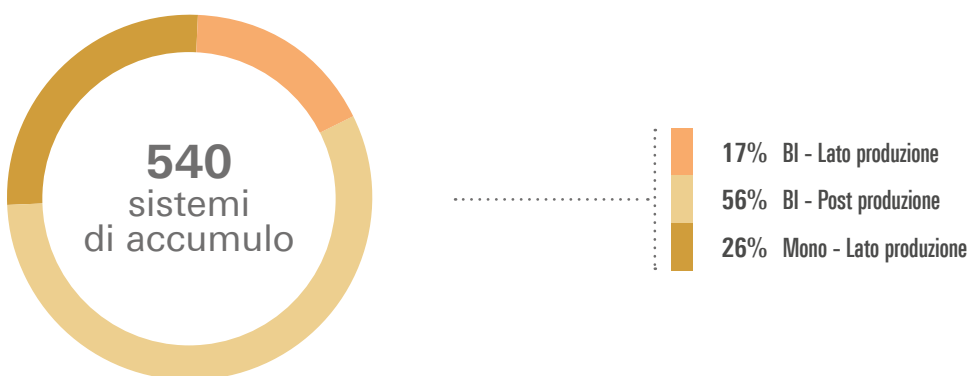
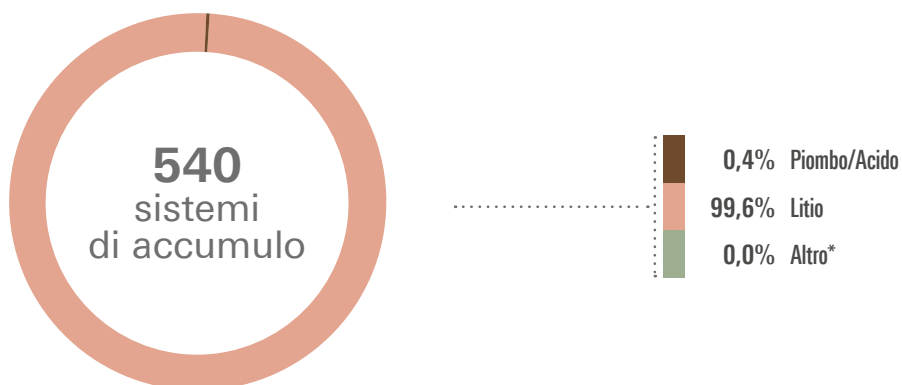


Figura 55 distribuzione, per tipologia di configurazione, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2021



* Le altre tecnologie riguardano: sodio-nichel-cloruro.

2.14

SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA

2.14.1 RITIRO DEDICATO

QUADRO NORMATIVO

Il Ritiro Dedicato (RID) rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete, alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa. Sono ammessi al regime di RID gli impianti citati dall'articolo 13, commi 3 e 4 del D.Lgs. 387/2003 e dall'articolo 1, comma 41 della L. 239/2004. Si tratta degli impianti: di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da qualunque fonte; di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice e idraulica limitatamente agli impianti ad acqua fluente); di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili programmabili, purché nella titolarità di un autoproduttore (così come definito dall'articolo 2 comma 2 del D.Lgs. 79/1999).

Per questi impianti il GSE assume il ruolo di utente del dispacciamento, ritirando e collocando sul mercato l'energia elettrica immessa in rete, alle condizioni definite dalla Delibera ARERA ARG/elt 280/07 e s.m.i.. La determinazione degli importi relativi all'energia elettrica immessa in rete è definita sulla base delle misure in immissione comunicate mensilmente al GSE dal gestore di rete al quale l'impianto è connesso. L'energia elettrica è valorizzata al prezzo zonale orario corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto.

A vantaggio dei produttori di piccola taglia sono riconosciuti dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG) aggiornati annualmente dall'ARERA. Accedono ai PMG gli impianti a fonti rinnovabili non incentivati di potenza inferiore a 1 MW, gli impianti incentivati fotovoltaici di potenza non superiore a 100 kW e gli impianti incentivati idroelettrici di potenza efficiente non superiore a 500 kW.

Il produttore che intenda aderire al regime di RID deve presentare un'apposita istanza e sottoscrivere una convenzione con il GSE. L'accesso al meccanismo del RID è alternativo all'accesso agli incentivi regolati dai DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

PREZZI DI RITIRO

L'energia elettrica immessa in rete dai produttori e ritirata con il meccanismo del RID viene valorizzata dal GSE al prezzo medio zonale orario, ovvero al prezzo medio mensile per fascia oraria, formatosi sul mercato elettrico, corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto. I produttori di piccola taglia, con impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, possono ricevere dal GSE i PMG per i primi 1,5-2 mln di kWh annui immessi in rete, senza pregiudicare la possibilità di ricevere di più nel caso in cui la remunerazione a prezzi orari zonali dovesse risultare più vantaggiosa.

L'ARERA, con la Delibera 618/2013/R/efr, ha modificato la Delibera 280/2007, definendo la nuova struttura e i nuovi valori dei PMG, applicata a partire dal 1° gennaio 2014. In particolare, l'articolo 7, comma 7.5 dell'Allegato A alla Delibera 280/2007, nella sua nuova formulazione, ha previsto che i PMG riconosciuti per l'anno 2014, per le diverse fonti e per i diversi scaglioni progressivi di energia elettrica immessa, fossero pari a quelli evidenziati nella tabella 1 allegata alla medesima Delibera, da aggiornarsi applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'ISTAT, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale, con le modalità indicate nella medesima tabella.

Sulla base di tale metodologia, sono stati definiti i PMG per il 2021, di seguito riportati. L'articolo 15 dell'Allegato A alla Delibera 280/2007, come modificata dalla Delibera 618/2013/R/efr, prevede che sia possibile, per alcune tipologie di impianto, richiedere l'applicazione dei PMG anche nel caso in cui l'energia elettrica immessa sia commercialmente destinata a un trader ovvero sia commercializzata direttamente presso i mercati organizzati dell'energia elettrica.

Tabella 52 prezzi minimi garantiti per l'anno 2021

FONTE	Quantità di energia elettrica ritirata	Prezzo minimo garantito per l'anno 2021
	su base annua	(€/MWh)
Biogas da fermentatori anaerobici	fino a 2.000.000 kWh	94,5
Biomasse solide e biomasse liquide		
Biogas da discarica	fino a 1.500.000 kWh	50,1
Eolica	fino a 1.500.000 kWh	50,1
Solare fotovoltaico	fino a 1.500.000 kWh	39,9
Idrica	fino a 250.000 kWh	156,4
	oltre 250.000 e fino a 500.000 kWh	107,4
	oltre 500.000 e fino a 1.000.000 kWh	67,7
	oltre 1.000.000 e fino a 1.500.000 kWh	58,6
Geotermica	fino a 1.500.000 kWh	52,4
Fonti diverse dalle altre	fino a 1.500.000 kWh	39,9

RISULTATI NEL 2021 ED EVOLUZIONE STORICA

Nel corso del 2021 risultano aver beneficiato del regime di RID 69.733 impianti per una potenza complessiva di 8.378 MW.

Si osserva nel 2021 un netto incremento del numero di impianti, in particolare da fonte solare, per oltre 20.000 unità, ma con un incremento di potenza contenuto, circa 20 MW. Si tratta per lo più di piccoli impianti, verosimilmente realizzati con il supporto di strumenti quali il c.d. "Superbonus 110%", non compatibile con lo Scambio Sul Posto.

L'energia ritirata nel 2021 risulta pari a 8,7 TWh, con un costo di circa 973 mln€, in netto incremento rispetto all'anno precedente, per via del rilevante aumento del prezzo dell'energia. Tale onere complessivo risulta per il 68% ascrivibile a impianti solari, seguiti dagli impianti idroelettrici (20%) ed eolici (4%). Nelle tabelle seguenti è riportata l'evoluzione storica di numerosità, potenza, energia ritirata e costo di ritiro. A tali costi si aggiungono quelli relativi alla corresponsione dei PMG agli impianti operanti sul mercato libero ma che hanno stipulato una convenzione con conguaglio a PMG. Nel 2021 tali convenzioni hanno generato un costo di circa 3,5 mln€.

Tabella 53 evoluzione del numero impianti in convenzione RID

FORTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI	9	22	112	82	59	53	47	41	45	45	41	33
BIOGAS	124	127	253	90	83	82	74	72	73	69	69	74
BIOMASSE	83	91	54	34	28	26	28	27	26	25	25	21
COMBUSTIBILI FOSSILI	274	281	282	313	354	387	423	474	496	528	541	549
EOLICA	188	251	373	372	345	297	198	199	239	257	257	256
GAS DI DISCARICA	94	104	145	125	119	118	95	90	81	77	75	66
GAS RESIDUATI DAI PROCESSI DI DEPURAZIONE	6	7	10	9	11	10	10	10	9	8	8	8
GEOTERMICA	1		1	1	1	1						
IDRAULICA	1.513	1.519	1.472	1.415	1.483	1.296	1.300	1.285	1.299	1.312	1.323	1.349
OLI VEGETALI PURI			2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
RIFIUTI	19	20	22	19	18	17	15	15	14	13	11	11
SOLARE	10.858	38.665	54.458	55.373	55.278	53.930	49.332	48.329	47.736	46.961	46.788	67.363
Totale complessivo	13.169	41.087	57.184	57.835	57.781	56.219	51.524	50.545	50.021	49.298	49.141	69.733

Figura 56 evoluzione del numero degli impianti in convenzione RID

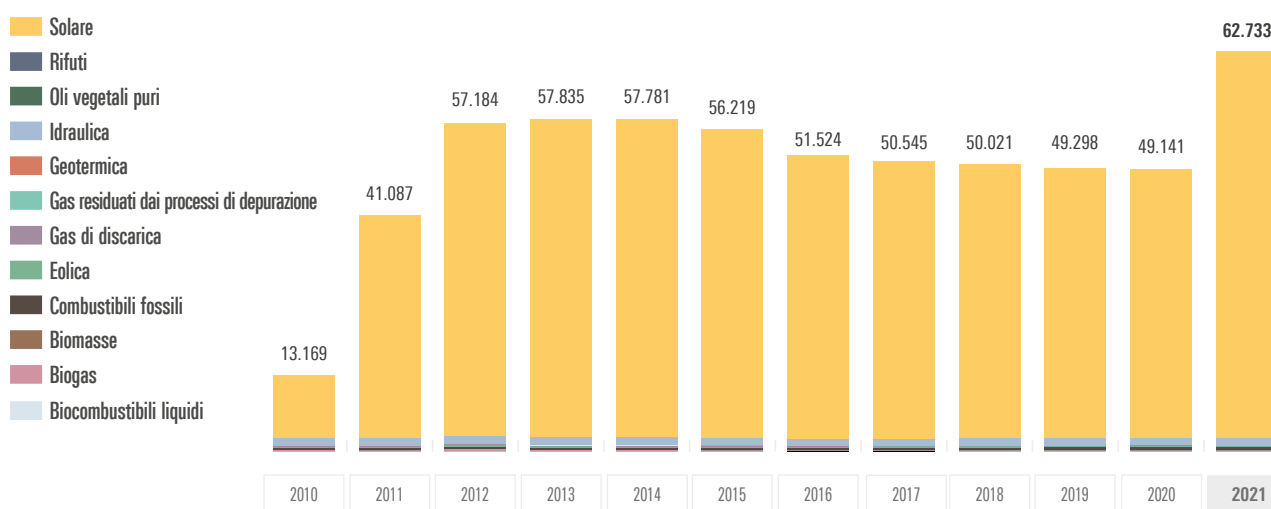


Tabella 54 evoluzione della potenza degli impianti in convenzione RID (MW)

FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI	4	15	66	52	39	32	30	27	30	30	27	23
BIOGAS	101	108	203	71	66	62	59	55	44	39	41	43
BIOMASSE	120	123	82	58	45	27	24	24	21	21	21	16
COMBUSTIBILI FOSSILI	479	434	417	450	462	469	450	479	496	518	507	506
EOLICA	3.200	4.000	4.622	4.219	2.930	2.473	1.013	420	407	296	296	198
GAS DI DISCARICA	129	143	177	157	145	134	114	102	90	90	88	75
GAS RESIDUATI DAI PROCESSI DI DEPURAZIONE	9	9	11	10	11	11	10	10	3	3	4	3
GEOTERMICA	60	-	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
IDRAULICA	1.164	1.171	1.128	1.015	1.051	979	820	624	635	733	745	746
OLI VEGETALI PURI	-	-	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
RIFIUTI	65	69	63	54	55	46	45	41	40	38	27	27
SOLARE	2.157	9.869	12.136	12.213	11.858	10.405	9.145	8.095	7.486	6.944	6.719	6.737
Totale complessivo	7.489	15.942	18.908	18.303	16.664	14.640	11.713	9.880	9.255	8.715	8.478	8.378

Figura 57 evoluzione della potenza degli impianti in convenzione RID [MW]

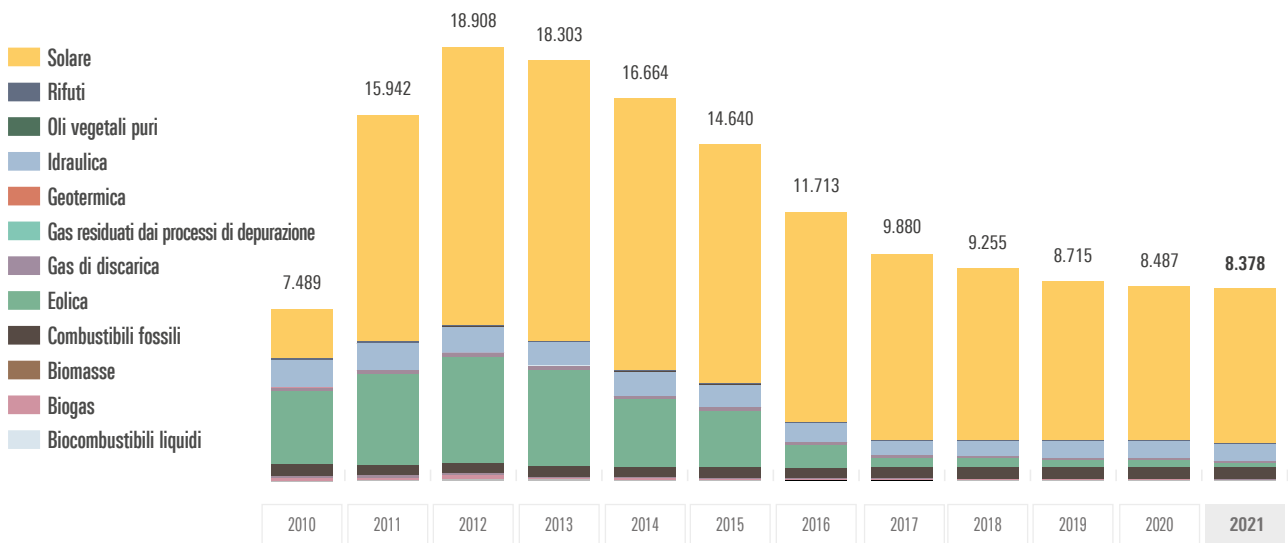


Tabella 55 evoluzione dell'energia ritirata da impianti in convenzione RID (GWh)

FORTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI	1	1	8	7	9	4	10	9	9	9	9	19
BIOGAS	271	319	204	161	187	177	115	101	82	99	101	122
BIOMASSE	188	139	144	134	117	48	35	31	34	34	37	34
COMBUSTIBILI FOSSILI	579	532	408	373	351	265	242	273	229	232	209	238
EOLICA	4.783	5.372	7.446	6.589	4.975	3.066	1.412	690	608	494	349	349
GAS DI DISCARICA	399	470	515	455	356	307	242	211	185	159	141	136
GAS RESIDUATI DAI PROCESSI DI DEPURAZIONE	34	31	32	34	31	33	36	32	1	0	0	0
GEOTERMICA	0		0	0	0	0	-	-				-
IDRAULICA	4.071	3.337	2.934	3.207	3.637	2.254	2.073	1.443	1.829	1.641	1.644	1.635
OLI VEGETALI PURI			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RIFIUTI	100	107	95	86	97	77	67	91	94	91	49	34
SOLARE	958	7.422	13.389	14.036	12.846	11.400	9.371	8.877	7.163	6.813	6.605	6.126
Totale complessivo	11.384	17.730	25.175	25.083	22.606	17.633	13.603	11.756	10.234	9.574	9.143	8.693

Figura 58 evoluzione dell'energia ritirata dagli impianti in convenzione RID [GWh]

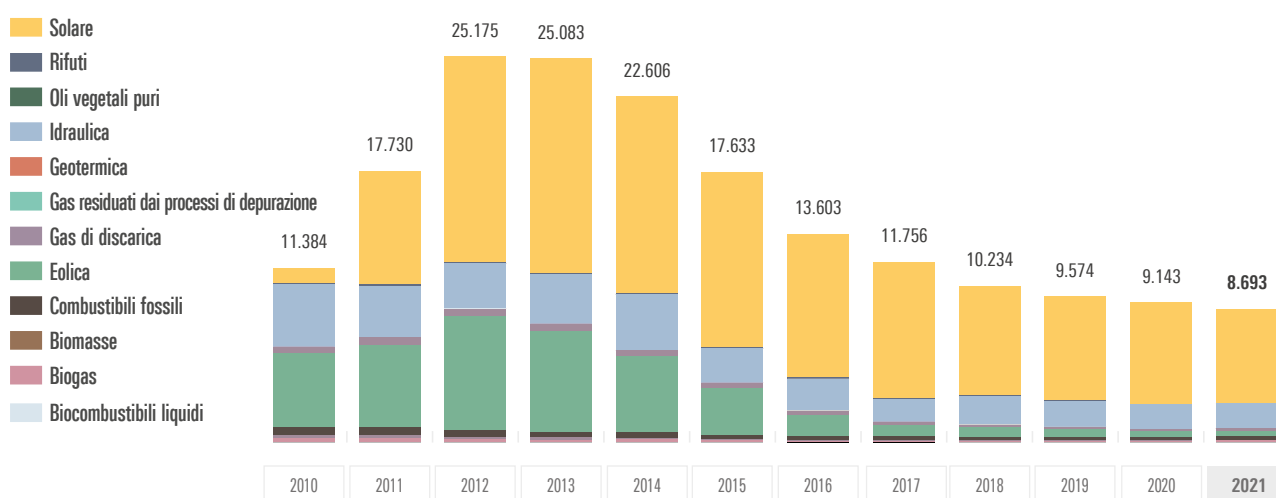
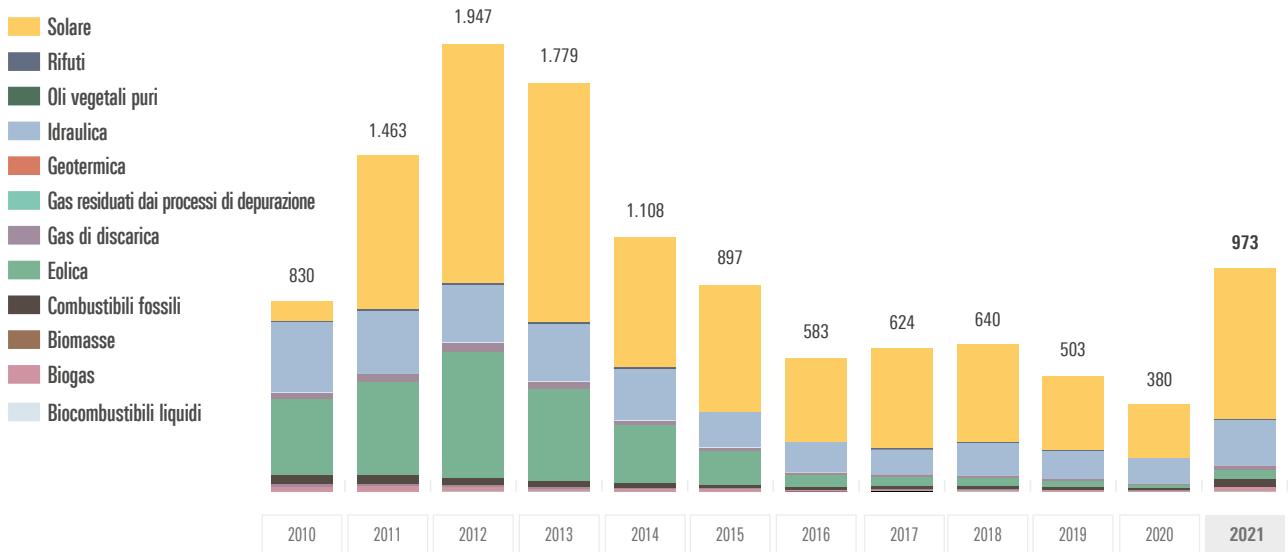


Tabella 56 evoluzione del costo di ritiro dell'energia in convenzione RID [mln€]

FORTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Biocombustibili liquidi	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0	2
Biogas	18	23	16	11	10	10	5	6	5	5	4	15
Biomasse	14	11	11	8	6	3	2	2	2	2	2	4
Combustibili fossili	37	38	31	24	19	14	11	16	14	12	8	31
Eolica	333	403	548	402	253	147	53	35	35	25	13	43
Gas di discarica	27	35	39	30	19	16	10	11	11	9	6	17
Gas residuati dai processi di depurazione	3	3	3	3	2	2	2	2	0	0	0	0
Geotermica	0		0	0	0	0	-	-				-
Idraulica	305	274	249	252	225	152	131	108	140	121	112	198
Oli vegetali puri			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rifiuti	6	7	7	5	5	4	3	5	6	5	2	4
Solare	87	669	1.044	1.043	569	549	365	439	426	324	233	658
Totale complessivo	830	1.463	1.947	1.779	1.108	897	583	624	640	503	380	973

Figura 59 evoluzione del costo di ritiro dell'energia in convenzione RID [mln€]



2.14.2 SCAMBIO SUL POSTO

QUADRO NORMATIVO

Il meccanismo dello Scambio sul Posto, regolato dalla Delibera dell'ARERA 570/2012/R/efr, consente al soggetto responsabile di un impianto di produzione di energia elettrica di ottenere una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico teorico associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. L'utente dello SSP può ottenere dal GSE un contributo (contributo in conto scambio CS), che si configura come rimborso (ristoro) di una parte degli oneri sostenuti dall'utente per il prelievo di energia elettrica dalla rete. In particolare, il contributo prevede:

- il ristoro della componente variabile dell'onere sostenuto per i servizi di rete, limitatamente all'energia scambiata con la rete (valore minimo tra l'energia immessa in rete e quella prelevata dalla rete);
- il riconoscimento del valore minimo tra l'onere energia e il controvalore in euro dell'energia elettrica immessa in rete.

Nel caso in cui il controvalore dell'energia immessa in rete risulti superiore all'onere energia sostenuto dall'utente dello scambio, il saldo relativo, su richiesta dell'interessato, può essere liquidato economicamente ovvero registrato a credito e utilizzato per compensare l'onere energia degli anni successivi. Il contributo è determinato dal GSE tenendo conto delle peculiari caratteristiche dell'impianto e dei profili di consumo (prelievo) teorici e standard attribuiti a ciascun utente dello scambio. È calcolato sulla base delle informazioni che i GdR sono tenuti a inviare periodicamente al GSE. Possono accedere allo SSP gli impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, se entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW, se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 500 kW, se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2014;
- CAR di potenza fino a 200 kW.

L'accesso al meccanismo dello SSP è alternativo all'accesso agli incentivi regolati dai DD.MM. 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

RISULTATI NEL 2021

Nel corso del 2021, gli impianti che risultano avere beneficiato del servizio di SSP sono 819.822, corrispondenti a una potenza complessiva di 7 GW. Rispetto al 2020 si osserva un incremento di 55.476 convenzioni, per un totale di circa 541 MW. Complessivamente l'energia immessa dagli impianti in SSP nel corso del 2021 risulta pari a 4.048 GWh, l'energia scambiata pari a 2.911 GWh, e il costo totale di ritiro pari a 602 mln€, di cui 103 mln€ per la remunerazione delle eccedenze.

Il costo risulta in netto incremento rispetto all'anno precedente, principalmente per il forte aumento del prezzo dell'energia elettrica. Tra le classi di potenza, la più rappresentativa è quella tra 3 e 20 kW, con quasi 504.000 impianti, 3,4 GW di potenza e un impatto di 329 mln€ in termini di costo annuo di ritiro dell'energia. Quanto alle fonti, si osserva una stragrande maggioranza di impianti fotovoltaici, con una quota superiore al 99% in termini di numero, potenza, energia e costo di ritiro.

Figura 60 evoluzione del numero degli impianti in SSP

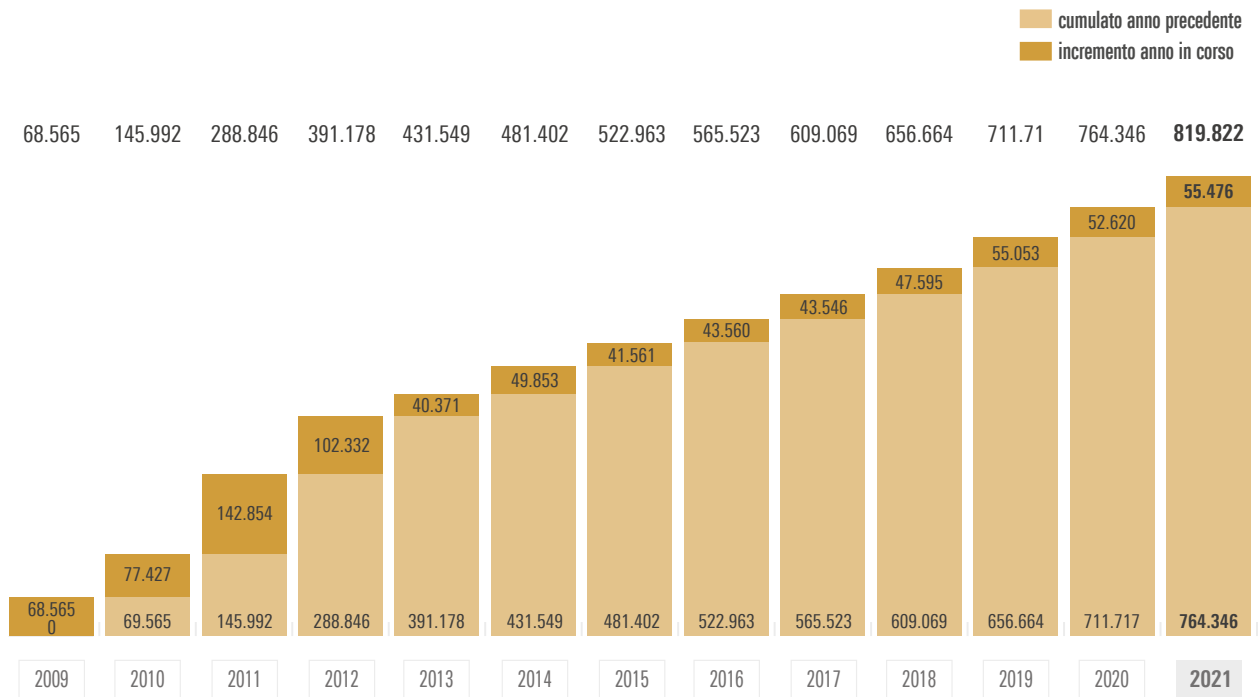


Figura 61 evoluzione della potenza degli impianti in SSP [MW]

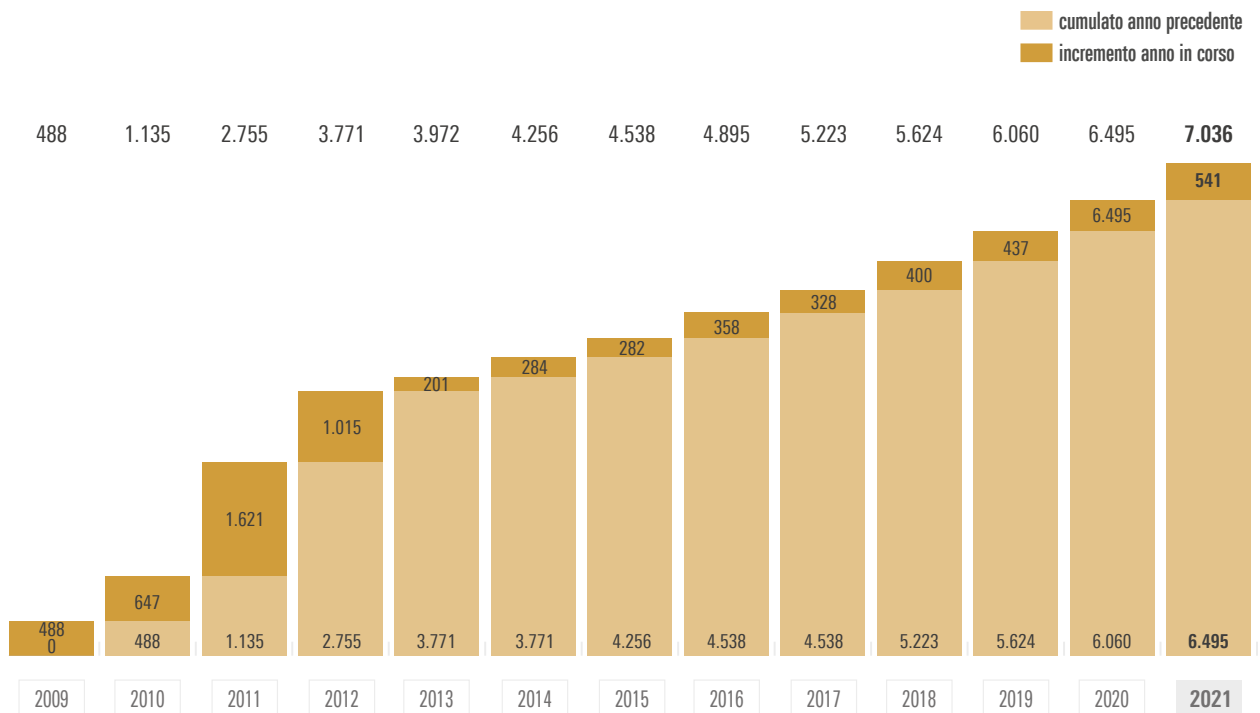


Tabella 56 dati sugli impianti in Scambio sul Posto nel 2021: suddivisione per classe di potenza

Classe di potenza	Numero convenzioni SSP	Potenza [MW]	Energia immessa [GWh]	Energia prelevata [GWh]	Energia scambiata [GWh]	Contributo SSP [mln€]	Remunerazione eccedenze [mln€]	Totale costo di ritiro [mln€]
inferiore di 3 kW	282.093	745	539	877	427	73	7	80
3 - 20 kW	503.953	3.382	2.264	4.567	1.567	269	60	329
20-500 kW	33.776	2.910	1.245	8.775	917	157	36	193
Totale complessivo	819.822	7.036	4.048	14.219	2.911	499	103	602

Tabella 57 dati sugli impianti in Scambio sul Posto nel 2021: suddivisione per fonte

Classe di potenza	Numero convenzioni SSP	Potenza [MW]	Energia immessa [GWh]	Energia prelevata [GWh]	Energia scambiata [GWh]	Contributo SSP [mln€]	Remunerazione eccedenze [mln€]	Totale costo di ritiro [mln€]
Solare	818.836	6.998	4.029	14.040	2.895	496	103	599
Combustibili fossili	844	35	17	162	15	3	0	3
Eolica	81	1	0	4	0	0	0	0
Biogas	19	1	1	5	0	0	0	0
Idraulica	17	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili (idrogeno, etc.)	14	1	0	4	0	0	0	0
Biomasse	8	0	0	3	0	0	-	0
Geotermica	1	0	-	0	-	-	-	-
Gas di discarica	2	0	0	0	0	0	-	0
Totale complessivo	819.822	7.036	4.048	14.219	2.911	499	103	602

Figura 62 evoluzione dell'energia immessa, prelevata e scambiata dagli impianti in SSP [GWh]

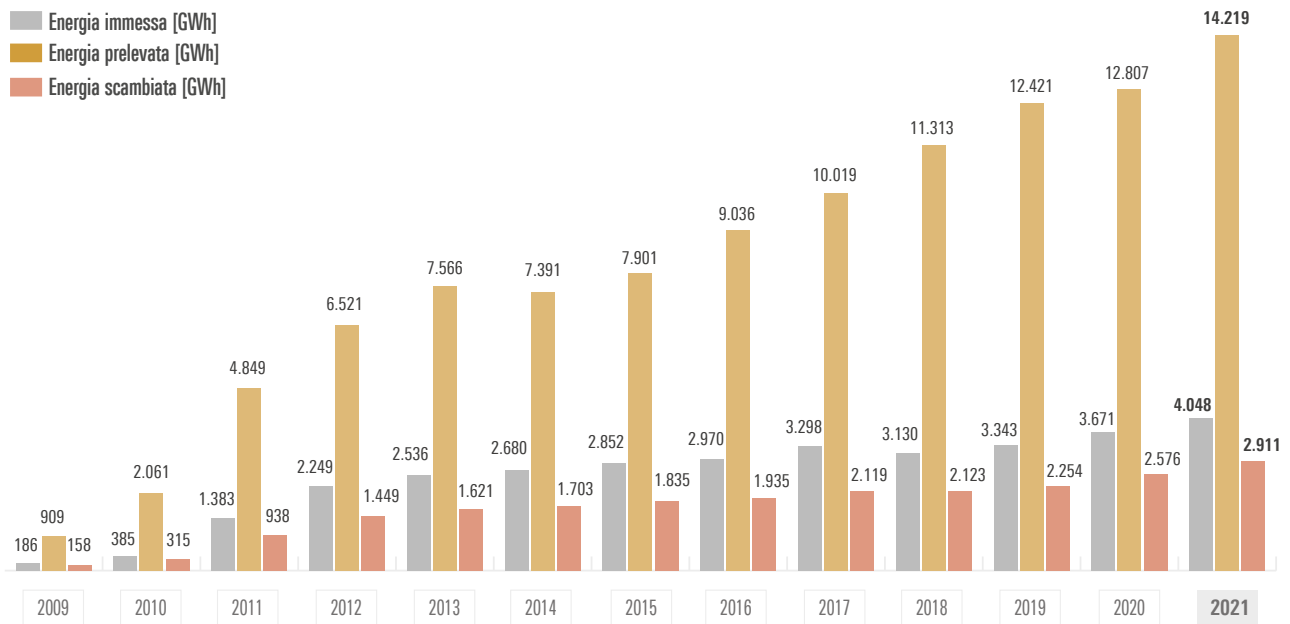
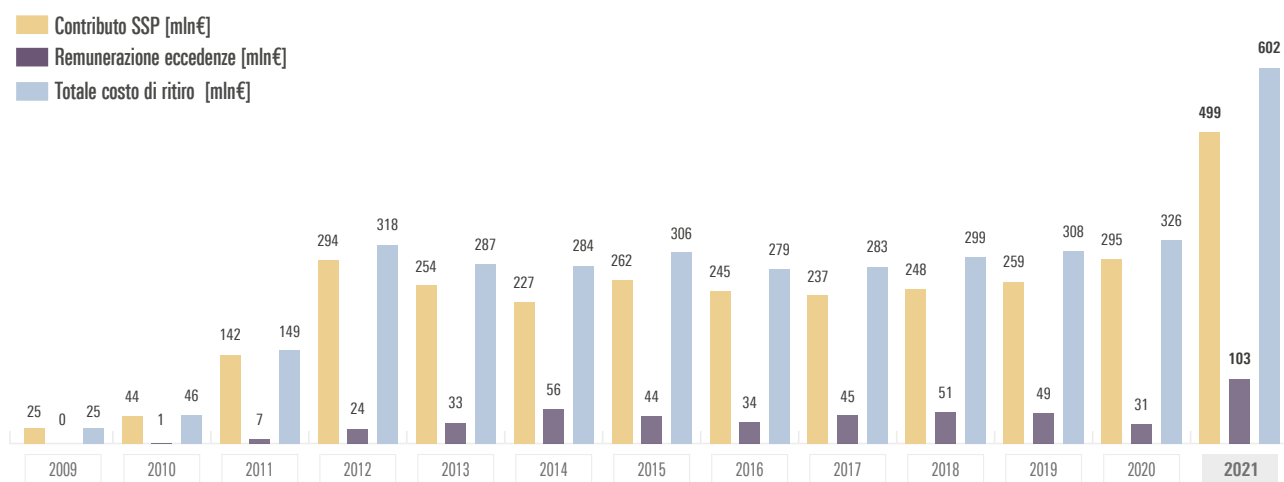


Tabella 58 dettaglio dell'evoluzione degli impianti in Scambio sul Posto

Anno	Numero convenzioni SSP	Potenza [MW]	Energia immessa [GWh]	Energia prelevata [GWh]	Energia scambiata [GWh]	Contributo SSP [mln€]	Remunerazione eccedenze [mln€]	Totale costo di ritiro [mln€]
2009	68.563	489	186	909	158	25	0	25
2010	145.988	1.136	385	2.061	315	44	1	46
2011	288.842	2.759	1.383	4.849	938	142	7	149
2012	391.178	3.775	2.249	6.521	1.449	294	24	318
2013	431.570	3.977	2.536	7.566	1.621	254	33	287
2014	481.443	4.262	2.680	7.391	1.703	227	56	284
2015	523.026	4.545	2.852	7.901	1.835	262	44	306
2016	565.523	4.895	2.970	9.036	1.935	245	34	279
2017	609.069	5.223	3.298	10.019	2.119	237	45	283
2018	656.664	5.624	3.130	11.313	2.123	248	51	299
2019	711.717	6.060	3.343	12.421	2.254	259	49	308
2020	764.346	6.495	3.671	12.807	2.576	295	31	326
2021	819.822	7.036	4.048	14.219	2.911	499	103	602

Figura 63 evoluzione del costo di ritiro dell'energia degli impianti in SSP [mln€]



2.15

LA GESTIONE DELLE MISURE E DEI PUNTI DI CONNESSIONE

2.15.1 LA GESTIONE DELLE MISURE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

I processi e i flussi informativi connessi all'acquisizione e alla validazione dei dati di misura sono propedeutici all'erogazione dei corrispettivi previsti dai meccanismi di incentivazione, promozione e ritiro dell'energia elettrica e del biometano da parte del GSE. Inoltre, attraverso il monitoraggio dei dati di produzione e immissione di energia in rete, si valorizza il patrimonio informativo nella disponibilità del GSE, analizzando il ciclo di vita degli impianti al fine di delinearne la reale configurazione e le peculiarità del funzionamento degli stessi. A tale proposito, a partire dal 2018, è stata messa a disposizione degli Operatori titolari di impianti fotovoltaici di potenza superiore o uguale a 800 kW incentivati in CE la "Piattaforma Performance Impianti" che permette di monitorare l'andamento della performance di ogni singolo impianto, garantendo anche la possibilità di effettuare un confronto con asset aventi caratteristiche analoghe.

L'affinamento dei criteri di validazione delle misure attiva un processo di analisi che richiede un confronto continuo e strutturato con i Gestori di Rete (GdR) e con i Produttori ai fini della valutazione dei dati anomali.

In particolare, di seguito si riportano le principali attività connesse alla gestione delle misure:

- l'acquisizione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata dagli impianti convenzionati con il GSE;
- l'acquisizione dei dati di misura del gas prelevato dagli impianti termoelettrici contrattualizzati ai sensi della Delibera dell'ARERA 96/2020/R/eel e del biometano prodotto e immesso in rete dagli impianti oggetto di incentivazione e ritiro ai sensi del Decreto interministeriale del 2 marzo del 2018;
- il controllo della qualità dei dati trasmessi dai GdR, della congruenza e coerenza dei profili di misura con le caratteristiche tecniche e di producibilità degli impianti (attività di validazione delle misure trasmesse e acquisite dai GdR);
- la gestione dei rapporti con i GdR e, ove necessario, con i Produttori, al fine di verificare l'invio delle misure attese e la correttezza dei dati di misura acquisiti;
- l'ottimizzazione dei processi di acquisizione e validazione delle misure, anche attraverso l'utilizzo dei dati meteo forniti dai provider;
- la gestione dei rapporti con i GdR per definire e avviare nuovi processi per lo scambio delle informazioni utili alla gestione dei nuovi meccanismi di incentivazione, promozione e ritiro dell'energia elettrica.

Con riferimento alle suddette attività e, in particolare, alle misure di energia elettrica, nel corso del 2021 sono stati consolidati i progetti portati avanti nell'ambito dei Tavoli di lavoro istituiti con i principali GdR al fine di ridurre il numero di impianti caratterizzati da misure mancanti o ritenute non valide dal GSE sulla base delle caratteristiche tecniche degli stessi.

In tale contesto è proseguito il Tavolo di lavoro tra GSE, e-distribuzione e ARERA volto al recupero delle misure di competenza antecedente al 2017 per la chiusura definitiva delle relative partite commerciali. Inoltre, il Tavolo di lavoro avviato con Terna ed e-distribuzione per sanare i disallineamenti tra le misure di settlement del ciclo attivo di Terna e quelle del ciclo passivo del GSE ha permesso, per le sessioni di acconto e di conguaglio, di ridurre il gap di energia tra quanto contabilizzato da Terna e quanto risultante al GSE, con particolare riferimento alla sessione di conguaglio relativa al periodo maggio 2013 - aprile 2015, per la quale l'ARERA ha ritenuto opportuno dare avvio alla riapertura straordinaria.

In relazione, invece, alle misure del gas, è stato avviato un percorso di collaborazione con i GdR del settore gas con l'obiettivo di implementare il processo di trasmissione delle misure ai fini dell'attuazione di quanto previsto dalla Delibera dell'ARERA 96/2020/R/eel.

Nel corso del 2021 sono entrate a regime le funzionalità informatiche utili:

- all'acquisizione e alla validazione delle misure per i sistemi di accumulo e per gli impianti che beneficiano degli incentivi previsti dal DM 04/07/2019 o ubicati nelle isole minori non interconnesse;
- alla gestione dei flussi informativi per l'energia immessa e per il consumo del gas naturale con i GdR, con riferimento al ristoro della componente RETEE sulla quota di prelievo di gas naturale utilizzato dagli impianti termoelettrici per la produzione di energia da immettere in rete (come previsto dalla Delibera dell'ARERA 96/2020/R/eel).

Inoltre, sono stati avviati gli sviluppi degli applicativi per la gestione delle Comunità Energetiche Rinnovabili e di Autoconsumo Collettivo (come previsto dalla Delibera dell'ARERA 318/2020/R/eel). Infine, relativamente alle nuove attività del 2021, per garantire la certificazione della misura del biometano oggetto di incentivazione e di ritiro ai sensi del Decreto interministeriale del 2 marzo del 2018, è stata implementata l'azione di verifica della corretta installazione delle apparecchiature di misura della quantità e qualità del gas.

2.15.2 I DATI RELATIVI ALLA GESTIONE DELLE MISURE NEL 2021

Nel 2021 la gestione dei processi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica ha confermato il numero dei dati e delle misure gestiti nell'anno precedente.

Di seguito si riportano le principali attività svolte nel corso del 2021:

- gestione delle interlocuzioni con oltre 170 GdR del settore elettrico;
- gestione delle interlocuzioni con circa 30 GdR del settore gas;
- acquisizione per l'anno 2021 di circa 27,4 milioni di misure di energia elettrica mensili (valori aggregati su base mensile dell'energia immessa, prodotta e prelevata dalla rete). In particolare, si evidenzia che circa il 13% di tali dati è caratterizzato da una granularità oraria;
- gestione delle misure per 25 impianti di produzione di biometano e acquisizione delle misure di gas per 180 punti di prelievo relativi agli impianti ricompresi nel perimetro definito nella Delibera dell'ARERA 96/2020/R/eel;
- avvio di un'attività di analisi funzionale allo sviluppo del processo di efficientamento dell'acquisizione e della gestione delle misure, anche alla luce di quanto previsto dall'art. 36 del DL 199/2021. In tale contesto sono stati definiti specifici strumenti di monitoraggio della qualità del servizio di misura offerto dai Gestori di Rete (Progetto "Performance Utilities").

Nella tabella sottostante sono indicati i valori inerenti ai dati gestiti nel corso del 2021, con particolare riferimento ai processi di incentivazione, promozione e ritiro dell'energia da parte del GSE.

Tabella 59 quadro di riepilogo delle misure mensili acquisite nel periodo 2014-2021

Meccanismo	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RID	679.997	633.377	567.948	592.985	589.759	597.751	599.725	650.900
TO	34.300	33.581	32.081	33.964	33.594	32.998	32.633	32.198
FTV I-IV	5.025.805	4.904.132	4.950.009	5.074.086	5.112.583	5.285.357	5.162.154	5.112.860
FTV V	2.368.542	2.372.158	2.276.904	2.289.716	2.285.416	2.247.670	2.340.966	2.387.112
SSP	10.951.458	11.371.944	13.170.008	14.158.182	15.086.850	16.139.990	17.489.748	18.979.104
CIP6/92	739	480	446	274	177	68	20	4
GO	9.284	9.554	6.398	10.254	28.978	46.650	50.715	53.931
CV/GRIN	32.416	30.584	29.466	34.354	31.916	28.458	24.372	23.358
FER-E	15.258	30.272	58.414	81.248	117.900	123.948	127.772	132.394
MPE	550	328	137	75	2.547	2.658	3.330	2.756
Biometano*						70	186	307
Delibera 96 elettrico								552
Delibera 96 gas								2.142
Accumuli								26.685
Totale	19.118.349	19.386.410	21.091.811	22.275.138	23.289.720	24.505.618	25.831.621	27.404.303

* Il dato fa riferimento alla somma di tutti i punti di misura presenti sull'impianto.

2.14.3 GESTIONE DEI PUNTI DI CONNESSIONE

I processi e i flussi informativi connessi alla ricezione e alla validazione dei dati di variazione anagrafica dei punti di connessione alla rete elettrica sono propedeutici all'acquisizione dei dati di misura utili all'erogazione dei corrispettivi previsti dai meccanismi di incentivazione, promozione e ritiro dell'energia elettrica e al riconoscimento dei requisiti necessari ai fini dell'accesso alla sperimentazione per i veicoli elettrici privati (Delibera dell'ARERA 541/2020/R/eel) e per le comunità energetiche (Delibera dell'ARERA 318/2020/R/eel).

Tale attività si declina nel monitoraggio e nella verifica dei dati inerenti allo stato del punto di connessione cui è associato un impianto o una wallbox di ricarica elettrica. In particolare, per quanto concerne gli impianti di produzione, il GSE raccoglie e valida, attraverso l'analisi delle misure, le comunicazioni relative alla dismissione dell'impianto, alla cessazione del punto di connessione o alla modifica dei dati anagrafici. Tali informazioni determinano, pertanto, un impatto sull'acquisizione stessa delle misure.

In merito, invece, all'installazione delle wallbox, sono stati implementati specifici flussi informativi con i GdR per l'accesso (o l'esclusione dal processo) alla sperimentazione avviata nell'ambito della mobilità elettrica.

Si riportano le principali attività svolte nel corso del 2021:

- gestione delle informazioni per circa 830 pratiche di accesso (o rinuncia) alla suddetta sperimentazione;
- acquisizione e verifica delle informazioni relative a 171 dismissioni dell'impianto, 1.674 cessazioni dei punti di connessione e oltre 160 cambi di POD;
- 135 richieste di associazione tra POD e cabina secondaria per il riconoscimento della condizione di Comunità Energetica.

2.16

CAMBI DI TITOLARITÀ

Nell'ambito delle attività di gestione delle convenzioni stipulate dal GSE, gioca un ruolo rilevante ai fini della corretta erogazione degli incentivi e/o del ritiro dell'energia sottostante alle medesime convenzioni, il processo istruttorio sulle richieste di variazione di titolarità. Gli operatori convenzionati con il GSE e/o qualificati per il riconoscimento di TEE da parte del GSE devono infatti notificare al medesimo ogni situazione o evento che comporti una variazione della titolarità del rapporto seguendo le modalità descritte nel manuale utente per la richiesta di trasferimento di titolarità.

Nel suddetto manuale, viene descritta la modalità con cui l'operatore dovrà fornire al GSE la documentazione attestante il trasferimento della titolarità, tramite procedura telematica ove previsto dagli applicativi (CE, SSP, RID e GO, FER Elettriche, GRIN) o tramite email (CB9), nonché la documentazione necessaria in relazione alla tipologia di motivazione del cambio richiesto (vendita di impianto, fusione societaria, ecc.).

In merito, va specificato che il trasferimento della titolarità è in ogni caso riferito all'impianto e non alle convenzioni in essere sul medesimo. Per tale motivo qualora l'operatore cedente avesse stipulato con il GSE sia la convenzione di CE che di SSP o RID, è tenuto a effettuare la richiesta di trasferimento di titolarità a favore del subentrante per tutte le convenzioni relative all'impianto oggetto di trasferimento, purché non ricada nell'ambito di applicazione della Delibera ARERA

578/13/R/eel. Solo nel caso in cui la documentazione sia completa ed idonea il GSE procederà ad effettuare il trasferimento di titolarità a favore dell'operatore subentrante comunicandone espressamente l'esito alle parti mediante lettera di accettazione, che costituirà addendum alla convenzione in essere.

Ai fini dell'accettazione del trasferimento di titolarità è necessario che il soggetto subentrante sia titolare di tutti i titoli autorizzativi/abilitativi per l'esercizio dell'impianto. Laddove la richiesta di cambio sia corredata dall'istanza di voltura dell'Autorizzazione Unica presentata all'amministrazione interessata, il procedimento di trasferimento di titolarità rimarrà necessariamente sospeso, congiuntamente al riconoscimento degli incentivi, fino alla trasmissione dell'autorizzazione unica volturata. Il GSE si riserva di effettuare le opportune verifiche, anche congiuntamente alle amministrazioni competenti, in ordine ai dati dichiarati ai sensi del DPR 445/2000 in merito all'effettivo conseguimento dei titoli autorizzativi/abilitativi, nonché agli eventuali atti di assenso/dissenso prodotti dalle amministrazioni coinvolte nell'iter autorizzativo. In applicazione del D.M. 24 dicembre 2014, Allegato 1 paragrafo 13.2, a partire dal 1° gennaio 2015 per le attività relative alla gestione delle richieste di variazione di titolarità dell'impianto, il GSE richiede il pagamento dei costi di istruttoria, così come definiti nel medesimo Decreto e richiamati nel manuale, variabili in base alla potenza dell'impianto e alla tipologia dei soggetti coinvolti (persona fisica/persona giuridica).

Nell'ambito dell'istruttoria, qualora l'operatore subentrante rientri tra i soggetti sottoposti alla verifica antimafia ai sensi del D.Lgs. 159/2011 e s.m.i., questi è tenuto ad inoltrare al GSE la documentazione prevista dal medesimo Decreto, mediante l'apposita sezione del portale applicativo GWA, denominata documentazione antimafia. In assenza di tale documentazione non sarà possibile procedere con la valutazione della richiesta di trasferimento di titolarità.

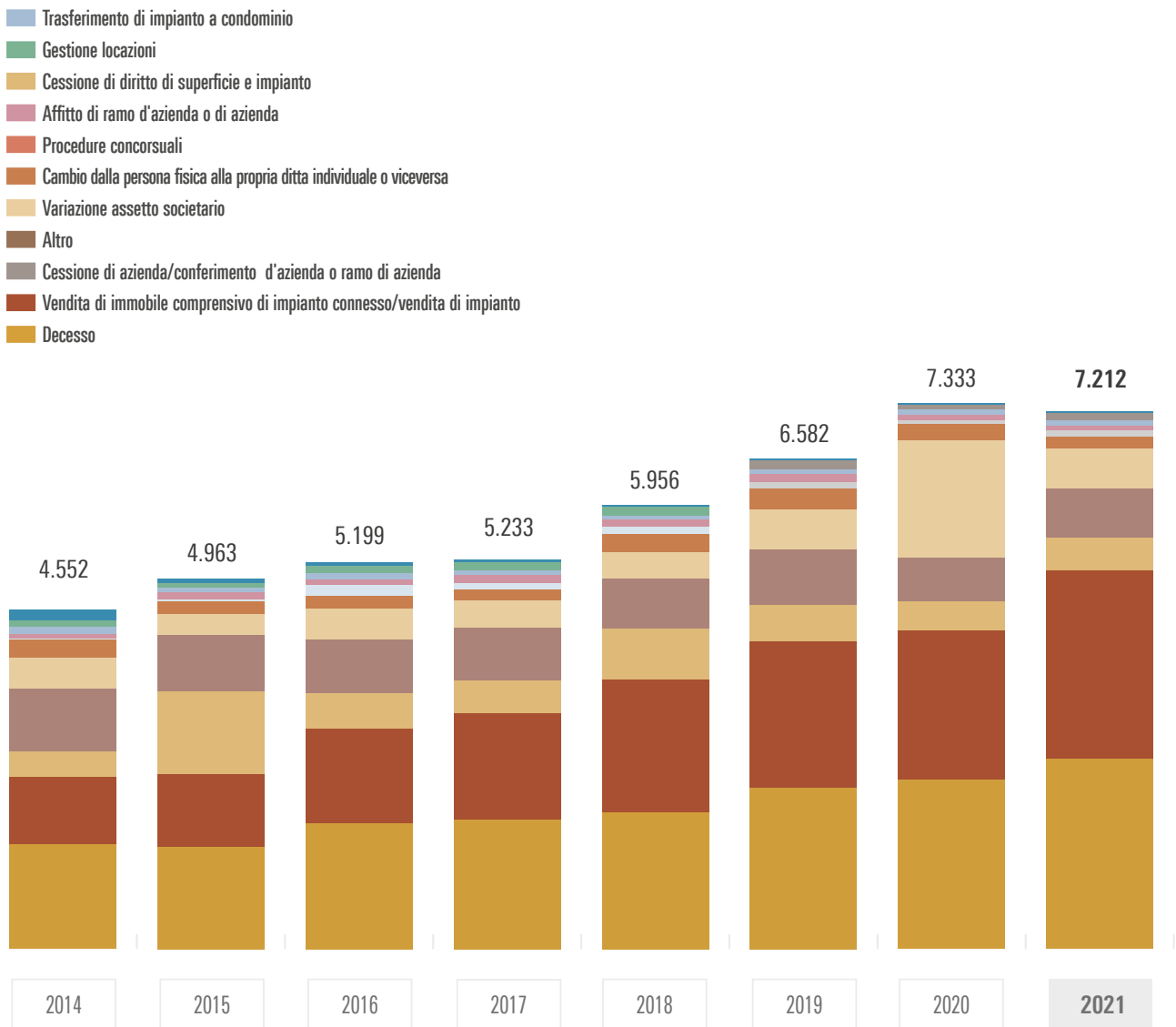
Tabella 60 quadro di riepilogo delle misure mensili acquisite nel periodo 2014 - 2021

Meccanismo	Anno ricezione richiesta CT									2021	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	% sul totale	
Conto Energia*	3.805	4.552	4.963	5.197	5.233	5.956	6.582	7.332	7.212	65%	
Scambio sul Posto	82	332	541	864	1244	1.550	2.128	2.491	3.330	30%	
RID e TO	148	129	141	160	124	112	105	109	122	1%	
Altri incentivi (FER-E, GRIN, CB, CAR, GO)	ND	ND	91	158	225	209	423	540	370	3%	
Totale	4.035	5.013	5.736	6.379	6.826	7.827	9.238	10.472	11.034	100%	

*Include anche i cambi di titolarità delle convenzioni RID e SSP per impianti convenzionati in Conto Energia.

Nel corso del 2021 si è registrato un incremento (+5% circa) delle richieste di variazioni di titolarità, inferiore rispetto all'incremento registrato nel 2020 (+13% circa). Relativamente agli impianti incentivati in CE le variazioni di titolarità (65% del totale) hanno raggiunto le 7.212 unità, confermando il decesso del soggetto responsabile e la vendita come motivazioni principali in termini di numerosità di passaggi di proprietà dell'impianto.

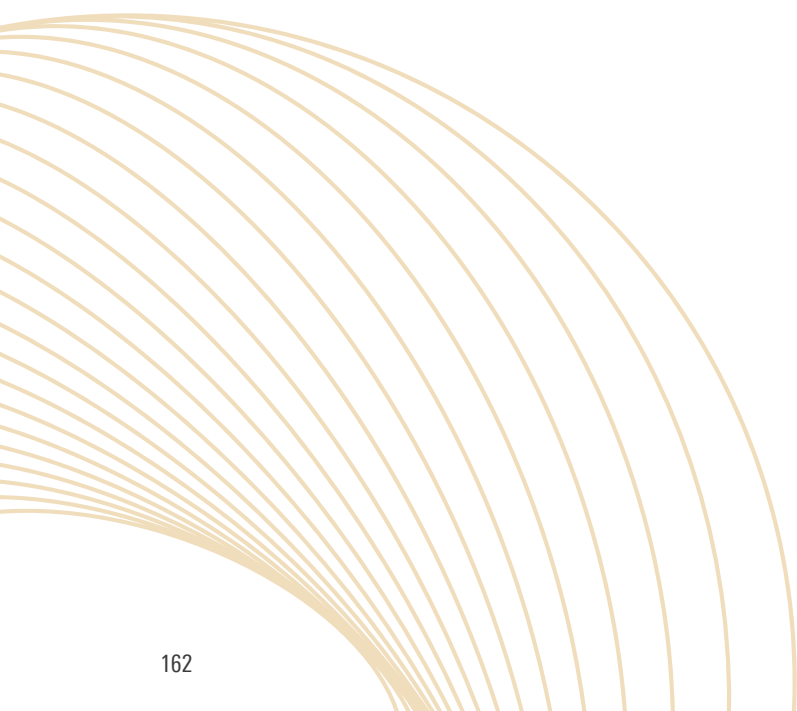
Figura 64 evoluzione del numero di cambi di titolarità per gli impianti in Conto Energia

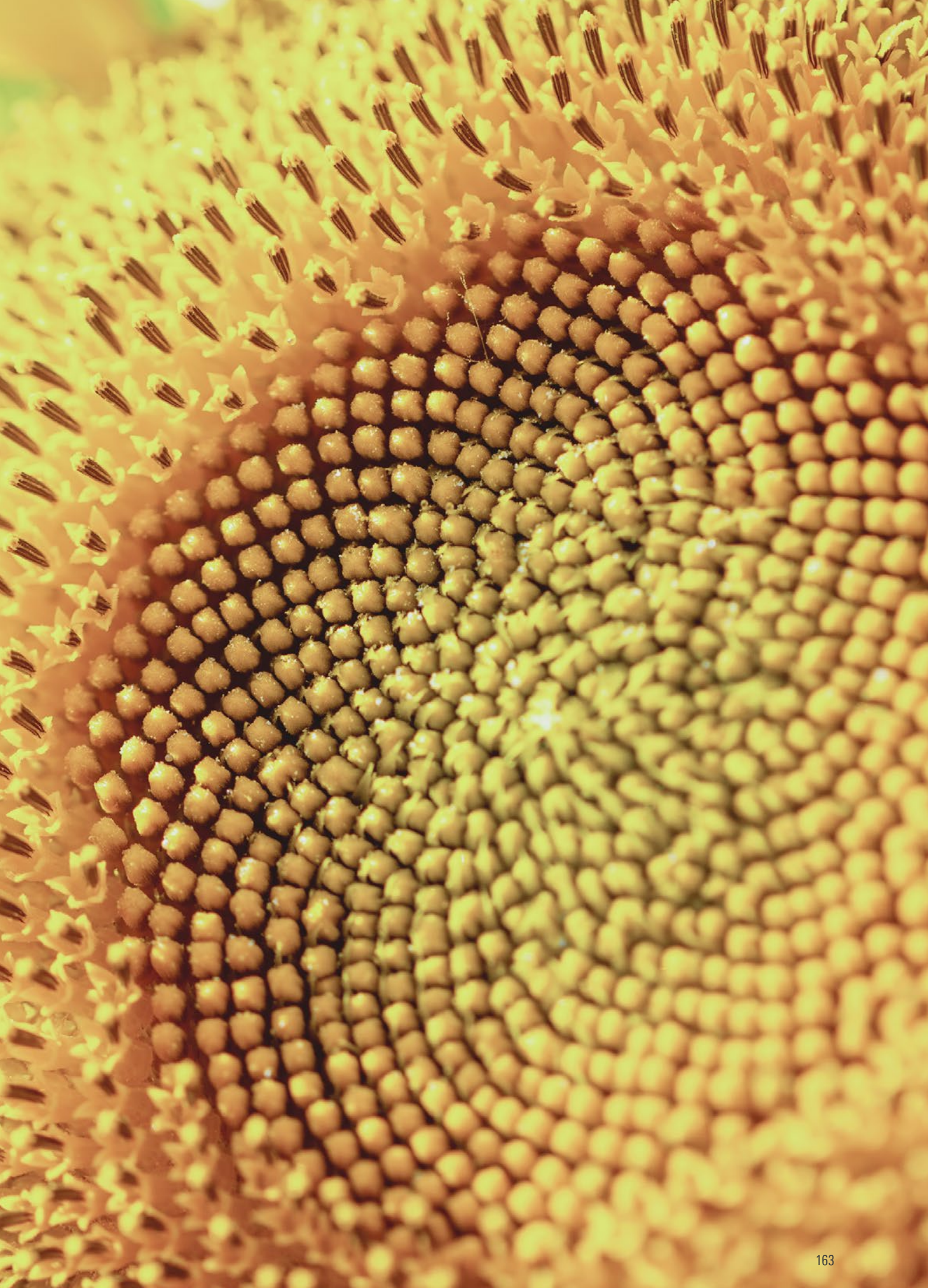


ELETTRICITÀ

3

PREVISIONE E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA





25,6TWh

energia offerta

dal GSE sulla
piattaforma IPEX¹
GME nel 2021

1.001.940

numero delle unità di produzione (UP)

dispacciate nel 2021

1,14€/MWh

quota residua media
unitaria degli **oneri
di sbilanciamento**
nel 2021

PREVISIONE E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

¹ Italian Power Exchange - Mercato Elettrico Italiano

3.1

PARTECIPAZIONE AL MERCATO ELETTRICO

In questo capitolo vengono illustrate le principali attività di previsione e vendita sulla piattaforma IPEX GME dell'energia elettrica ritirata dal GSE e prodotta dagli impianti i cui titolari hanno stipulato una delle seguenti Convenzioni: CIP6/92, Tariffa Onnicomprensiva (TO) di cui al DM 18/12/2008 e al DM 5/5/2011, Ritiro Dedicato (RID), Scambio sul Posto (SSP) e Tariffa Fissa Onnicomprensiva (TFO) di cui ai Decreti Ministeriali 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

La partecipazione del GSE al mercato elettrico ha l'obiettivo di ottimizzare le vendite dell'energia elettrica immessa in rete dagli Operatori aderenti ai diversi sistemi di incentivazione e/o promozione previsti dalla normativa, in un'ottica di minimizzazione del costo a carico della collettività.

Lo scopo dell'intervento del GSE sul mercato elettrico, in qualità di operatore istituzionale che agisce secondo i principi di diligenza, prudenza e perizia nella definizione dei programmi offerti sui mercati di cui all'Allegato A della Deliberazione n.111/06, è quello di minimizzare gli sbilanciamenti fisici tra le reali immissioni in rete di energia elettrica e le quantità offerte sui mercati, compatibilmente con la riduzione dell'impatto economico per gli operatori e per la collettività.

Le principali attività svolte dal GSE nell'ambito del mercato elettrico sono focalizzate sui seguenti ambiti di intervento: la previsione delle immissioni, l'offerta mediante l'interazione con la piattaforma IPEX e la verifica delle partite energetiche ed economiche relative agli sbilanciamenti e alle negoziazioni sul mercato elettrico.

Il sistema previsionale, nello specifico, riguarda:

- l'energia immessa in rete per le Unità di Produzione a fonte rinnovabile non programmabile sia rilevanti sia non rilevanti;
- l'energia immessa in rete per Unità di Produzione a fonte rinnovabile non programmabile non rilevanti, anche al di fuori del contratto di dispacciamento del GSE.

Le principali attività di offerta dell'energia sul mercato elettrico sono riportate di seguito:

- la programmazione settimanale/giornaliera e la vendita sul Mercato del Giorno Prima (MGP) dell'energia immessa in rete da Unità di Produzione CIP6/92, RID, TO, TFO e SSP;
- la vendita/acquisto di energia sui Mercati Infragiornalieri (MI);
- il monitoraggio della produzione mediante un servizio di acquisizione e telelettura delle misure, al fine

di aggiornare le offerte sui mercati MGP e MI;

- la gestione degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna;
- la gestione del contratto di dispacciamento in termini di monitoraggio delle indisponibilità pianificate e/o accidentali a medio e lungo termine, attraverso un flusso informativo e autorizzativo con Terna;
- il rispetto degli adempimenti della disciplina REMIT (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency), relativi alla pubblicazione delle informazioni privilegiate riguardanti le indisponibilità per gli impianti di potenza superiore ai 100 MW, di cui il GSE è utente del dispacciamento, e il reporting, tramite la piattaforma PDR (Piattaforma di Data Reporting) messa a disposizione dal GME, nei confronti di ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) di tutti i dati inerenti alle operazioni effettuate nei diversi mercati.

Le suddette attività sono svolte in vista dell'evoluzione del quadro regolatorio europeo verso una maggior integrazione delle fonti rinnovabili nei mercati e dei mercati infragiornalieri tra i diversi stati membri e dell'introduzione di sessioni a contrattazione continua con chiusura a 1 ora dalla consegna (Regolamento UE 2015/1222 CACM).

La partecipazione al mercato include altre attività, tra cui:

- l'ottimizzazione delle offerte sui mercati di riferimento (MGP e MI) inserite nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE;
- la gestione di modelli di previsione dei prezzi che si formano su MGP, su MI e sui Mercati dei Servizi del Dispacciamento (MSD);
- la verifica delle partite energetiche e dei consuntivi del GME riferiti all'energia venduta/acquistata sui mercati e dei corrispettivi dello sbilanciamento Terna, con segnalazione e gestione delle eventuali incongruenze riscontrate;
- il trasferimento ai Produttori RID/TFO, programmabili e non programmabili, della quota residua dei corrispettivi dello sbilanciamento calcolati da Terna e del controvalore di partecipazione alle sessioni del Mercato Infragiornaliero;
- il controllo del perimetro di anagrafica del contratto di dispacciamento a seguito della verifica con Terna delle partite energetiche ed economiche;
- il monitoraggio dei risultati ottenuti a seguito delle negoziazioni effettuate sul mercato.

3.2

I MERCATI ELETTRICI IN CUI OPERA IL GSE

Il GSE vende sul mercato elettrico l'energia ritirata dai produttori a fronte dei diversi meccanismi di incentivazione e sostegno (CIP6/92, TO, TFO, RID, SSP), attraverso la partecipazione al Mercato del Giorno Prima e al Mercato Infragiornaliero, nell'ambito del Mercato Elettrico a Pronti (MPE). Il GSE non partecipa, invece, al Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

IL MERCATO DEL GIORNO PRIMA

L'energia collocata dal GSE sulla piattaforma MGP nel corso del 2021, relativa per circa il 91% a unità a fonte rinnovabile non programmabile, è stata pari a 25,6 TWh, rappresentando il 9% dell'energia totale transitata in Borsa (piattaforma IPEX del GME) pari a 290,4 TWh.

IL MERCATO INFRAGIORNALIERO

Il GSE partecipa alle sessioni del Mercato Infragiornaliero per le Unità di Produzione di cui è utente del dispacciamento, al fine di correggere il programma in immissione in esito al Mercato del Giorno Prima. La partecipazione al Mercato Infragiornaliero è effettuata con l'obiettivo di modificare le offerte presentate sul Mercato del Giorno Prima, per tener conto delle previsioni aggiornate relative ai programmi d'immissione, delle indisponibilità o dei rientri anticipati subentrati dopo la chiusura di MGP e dei prezzi di sbilanciamento. Gli interventi effettuati su MI consentono di ridurre gli oneri di sbilanciamento associati alla produzione degli impianti convenzionati secondo il regime commerciale CIP6/92 e, di conseguenza, ottenere un risparmio sulla componente tariffaria A_{SOS} .

Nel 2021, a fronte di una riduzione dello sbilanciamento fisico pari a circa 23 GWh, è stato possibile assicurare anche un margine economico positivo, determinato dalle azioni sui mercati e dalla riduzione dei costi di sbilanciamento, per un importo di circa 1,48 mln€.

3.3

PROGRAMMAZIONE E PREVISIONE DELL'ENERGIA DA COLLOCARE SUI MERCATI

Il GSE effettua la previsione dell'energia immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con un orizzonte temporale esteso fino a 9 giorni dalla consegna.

Le previsioni sono definite a livello puntuale per le Unità di Produzione rilevanti e sono aggregate in caso di impianti non rilevanti. Per gli impianti programmabili di potenza superiore a 1 MW il GSE acquisisce la programmazione dagli operatori.

In termini di perimetro, il numero di impianti inclusi nel contratto di dispacciamento del GSE nel 2021 è stato pari a circa 1.001.940, per una potenza pari a circa 19 GW.

La previsione dell'energia immessa è elaborata attraverso modelli previsionali che utilizzano quale input i dati meteo previsionali, lo storico delle misure di immissione e i dati di misura del campione di impianti teleletto.

Al fine di migliorare l'accuratezza dei modelli previsionali, viene effettuato, con cadenza giornaliera, il monitoraggio delle previsioni fornite a supporto dell'offerta dell'energia sul mercato.

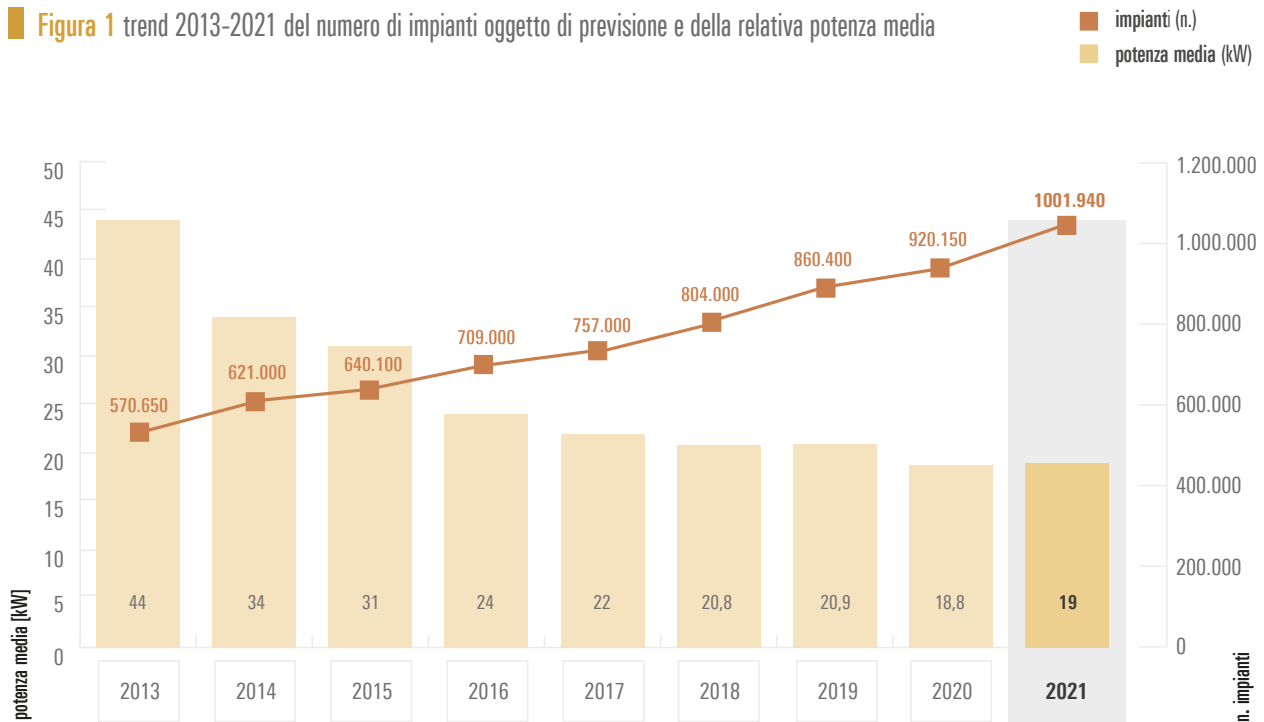
Tale monitoraggio mira a evidenziare, secondo modalità aggregate zonali (in caso di unità non rilevanti) e in modo puntuale (per ciascun impianto rilevante), lo scostamento orario tra la previsione e la misura (o una sua stima, in caso di eventuale indisponibilità della misura stessa), nonché altri indicatori rappresentativi della qualità previsionale.

In questo modo è possibile individuare i casi che necessitano di un approfondimento, al fine di ricalibrare periodicamente i modelli di previsione.

Nella fig.1 sono riportati i trend, dal 2013 al 2021, relativi alle unità di produzione incluse nel contratto di dispacciamento del GSE e alla potenza media unitaria degli impianti.

Come si evince dal grafico, il GSE ha gestito l'energia di un numero di unità di produzione crescente nel corso degli anni, assistendo a un decremento della potenza media unitaria delle singole unità.

Figura 1 trend 2013-2021 del numero di impianti oggetto di previsione e della relativa potenza media



Ai sensi di quanto previsto dalla Delibera dell'ARERA ARG/elt 5/2010, per ottimizzare l'acquisizione delle risorse di dispacciamento, a partire dal mese di luglio del 2011, il GSE invia a Terna, due volte al giorno e per un arco temporale di 72 ore, la previsione delle immissioni di tutti gli impianti non rilevanti a fonte rinnovabile non programmabile.

I MODELLI PER LA GENERAZIONE DELLE PREVISIONI

Nel corso del 2021 il GSE ha focalizzato la propria azione sull'ottimizzazione delle performance previsionali, al fine di ridurre la differenza tra il programma offerto e quanto effettivamente immesso in rete, nonché di supportare in modo più accurato le funzioni di sistema che si occupano dell'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

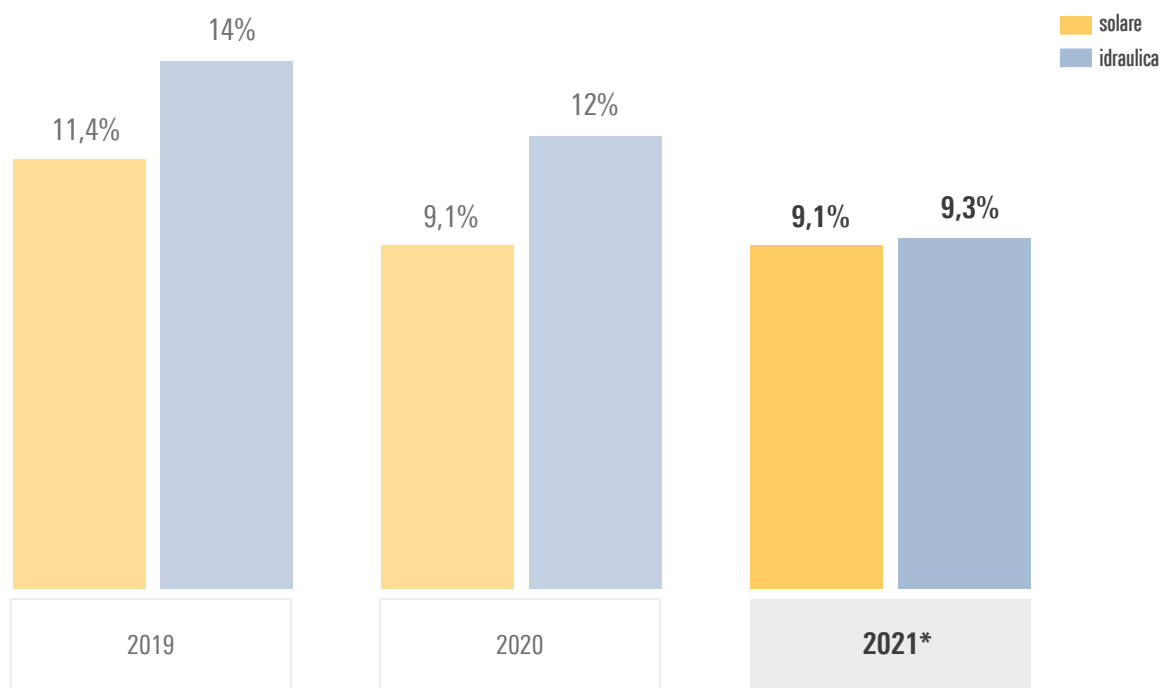
Il GSE ha aggiornato costantemente i propri sistemi previsionali, sviluppando modelli statistici in house, che sfruttano algoritmi basati su tecniche di machine learning per la previsione dell'energia immessa in rete per le fonti solari, idraulica e termica rinnovabile. Il continuo aggiornamento dei modelli previsionali è necessario ai fini dell'adeguamento della previsione all'evoluzione del perimetro e delle caratteristiche degli impianti dispacciati dal GSE, nonché alla variazione dei profili di immissione dovuti all'autoconsumo e alle modalità di rilevazione delle misure da parte dei Gestori di Rete. L'addestramento dei modelli prevede l'impiego dei dati storici delle variabili meteo e delle misure di energia immessa degli impianti inclusi nel contratto di dispacciamento del GSE.

L'attività di sviluppo degli algoritmi in house per la previsione della fonte eolica, con tecniche di machine learning, è in fase di test.

Nel corso del 2021 l'adeguamento e lo sviluppo di nuovi algoritmi previsionali ha consentito un contenimento dello sbilanciamento.

Il grafico di seguito riportato evidenzia l'evoluzione dell'errore di previsione relativo agli aggregati non rilevanti non programmabili della fonte solare e idraulica negli ultimi 3 anni.

Figura 2 evoluzione dell'errore di previsione per la fonte solare e idraulica



*Il dato del 2021 è provvisorio in considerazione delle future sessioni di conguaglio delle misure.

TELELETTURA DEGLI IMPIANTI NON PROGRAMMABILI

Il progetto di telelettura della generazione distribuita è stato avviato dal GSE nel corso del 2010 sulla base di quanto previsto dalla Delibera ARG/elt 4/10. L'attività di telelettura delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili mira a favorire il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta dalle unità di produzione stesse.

I dati degli impianti teleletti sono impiegati, con cadenza giornaliera, per stimare le curve orarie di misura dell'energia immessa in rete dagli impianti non rilevanti e per elaborare la previsione di energia immessa in rete dalle unità idroelettriche ad acqua fluente.

Il campione di unità di produzione da teleggere è stato opportunamente identificato secondo criteri di rappresentatività di configurazione impiantistica, taglia, fonte d'alimentazione e zona geografica.

L'attività di telelettura svolta comprende le seguenti fasi:

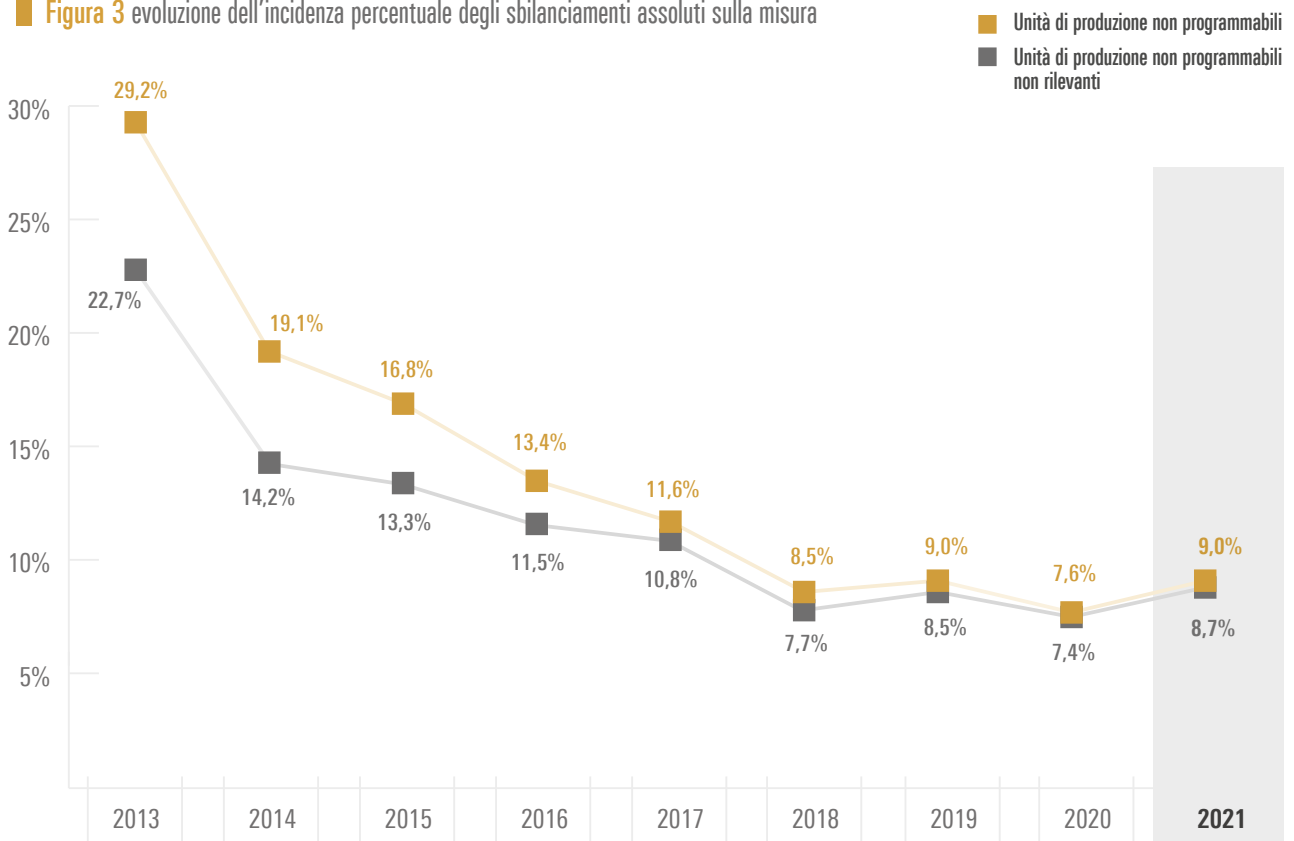
- definizione e ottimizzazione del perimetro di impianti da teleggere, secondo criteri di rappresentatività di tipologia impiantistica, localizzazione e numerosità;
- gestione dell'anagrafica dei misuratori da teleggere;
- validazione dei dati di misura rilevati;
- implementazione di algoritmi per la stima della misura, a livello orario, degli aggregati per zona di mercato e per fonte delle unità di produzione che rientrano nel contratto di dispacciamento del GSE.

EVOLUZIONE DELLO SBILANCIAMENTO

Nel corso del 2021 il GSE ha conseguito uno sbilanciamento assoluto, rispettivamente, del 9% per tutte le UP non programmabili appartenenti al proprio contratto di dispacciamento e dell'8,7% relativamente alle sole UP non programmabili non rilevanti.

Di seguito si riporta il grafico che evidenzia l'evoluzione dello sbilanciamento per il periodo 2013-2021.

Figura 3 evoluzione dell'incidenza percentuale degli sbilanciamenti assoluti sulla misura



3.4

RICAVI DERIVANTI DALLA VENDITA DELL'ENERGIA SUL MERCATO

I costi sostenuti dal GSE per la gestione dei meccanismi d'incentivazione e ritiro dell'energia sono, in parte, compensati dai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia, che apportano un beneficio alla componente tariffaria ASOS e, quindi, alla collettività.

Nel 2021 il GSE ha collocato 25,6 TWh di energia elettrica, attraverso la presentazione di offerte giornaliere di acquisto e vendita su MGP e sui Mercati Infragiornalieri.

I ricavi complessivi ottenuti per l'anno 2021 sono stati pari a 2.910 mln€, risultanti dalle attività di acquisto e vendita sia su MGP sia su MI. Rispetto all'anno 2020, a fronte di un volume di energia di 29 TWh, si è registrato un aumento dei ricavi netti di circa 1.825 mln€, dovuto principalmente al forte aumento del prezzo di mercato dell'energia elettrica venduta.

Nella tabella 1 è illustrato il trend mensile del controvalore dei ricavi delle vendite di energia su MGP per l'anno 2021, mentre nella tabella 2 è rappresentato il medesimo controvalore, con una ripartizione per ciascuna zona di mercato.

Tabella 1 energia collocata dal GSE su MGP e ricavi netti – Trend per mese

Mese /Anno 2021	Quantità vendute su MGP [GWh]	Ricavi MGP [mln€]
Gennaio	1.929	118
Febbraio	1.839	104
Marzo	2.392	142
Aprile	2.494	169
Maggio	2.715	188
Giugno	2.645	223
Luglio	2.570	266
Agosto	2.413	264
Settembre	1.975	312
Ottobre	1.779	387
Novembre	1.418	326
Dicembre	1.453	414
Totale 2021	25.622	2.911

Tabella 2 energia collocata dal GSE su MGP e ricavi netti – Trend per zona

Zona /Anno 2021	Quantità vendute su MGP [GWh]	Ricavi MGP [mln€]
CALA	527	60
CNOR	1.933	220
CSUD	2.943	331
NORD	15.553	1.815
SARD	1.499	126
SICI	921	108
SUD	2.246	251
Totale 2021	25.622	2.911

Per quanto riguarda le contrattazioni sui mercati MI per l'anno 2021, si evidenzia che il costo dell'energia acquistata è stato pari a 1 mln€, per una potenza complessiva pari a 0,016 TWh.

Tabella 3 energia collocata dal GSE su MGP e MI e ricavi netti

Anno	Energia su MGP e MI [TWh]	Ricavi netti su MGP e MI [mln€]	Ricavo medio unitario (Ricavi netti/Energia) [€/MWh]	Prezzo d'acquisto (media PUN) [€/MWh]
2015	40	2.032	50,80	52,31
2016	36	1.486	41,26	42,78
2017	34	1.745	51,44	53,95
2018	31	1844	60,32	61,31
2019	29	1463	51,21	52,32
2020	29	1085	37,13	38,92
2021	26	2910	113,51	125,46

Si evidenzia che il ricavo medio unitario derivante dalla vendita di energia è passato da 37 €/MWh nel 2020 a 117 €/MWh nel 2021.

Nei grafici riportati di seguito è fornita una stima della ripartizione dell'energia collocata sul mercato e del rispettivo controvalore per fonte e per meccanismo gestito.

Figura 4 suddivisione per fonte dell'energia collocata su MGP e MI nel 2021 e corrispondente controvalore

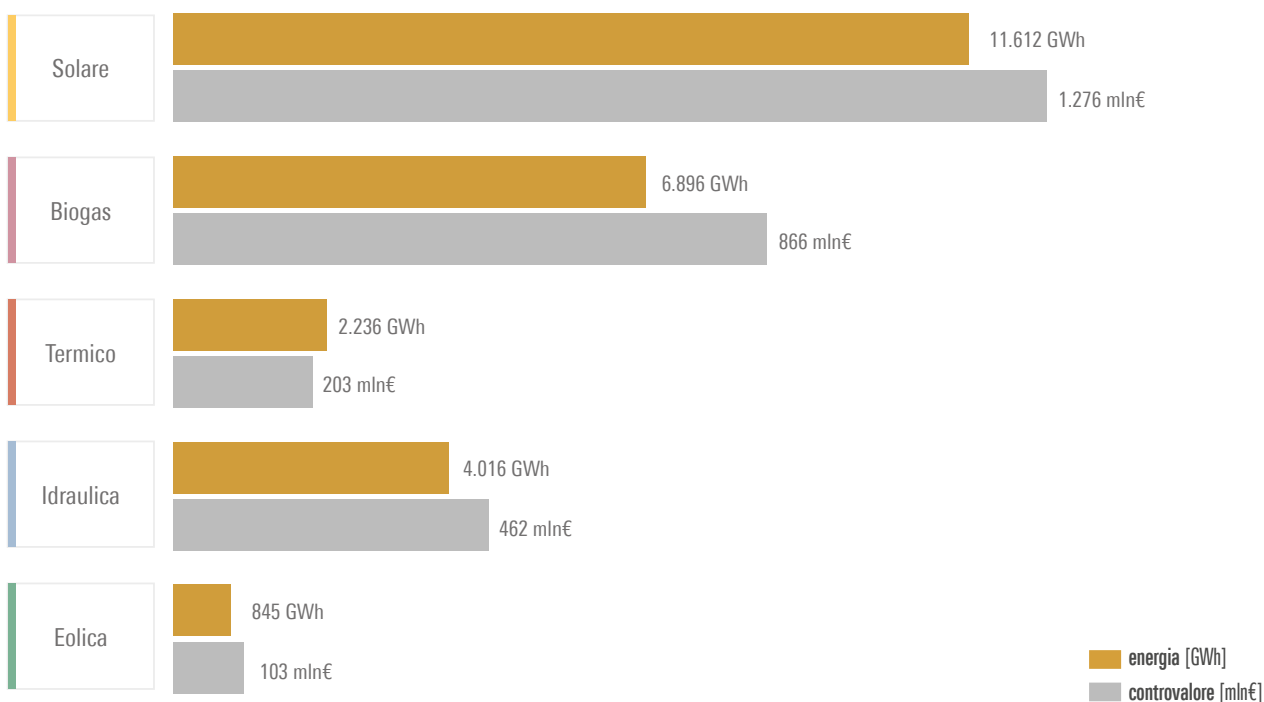
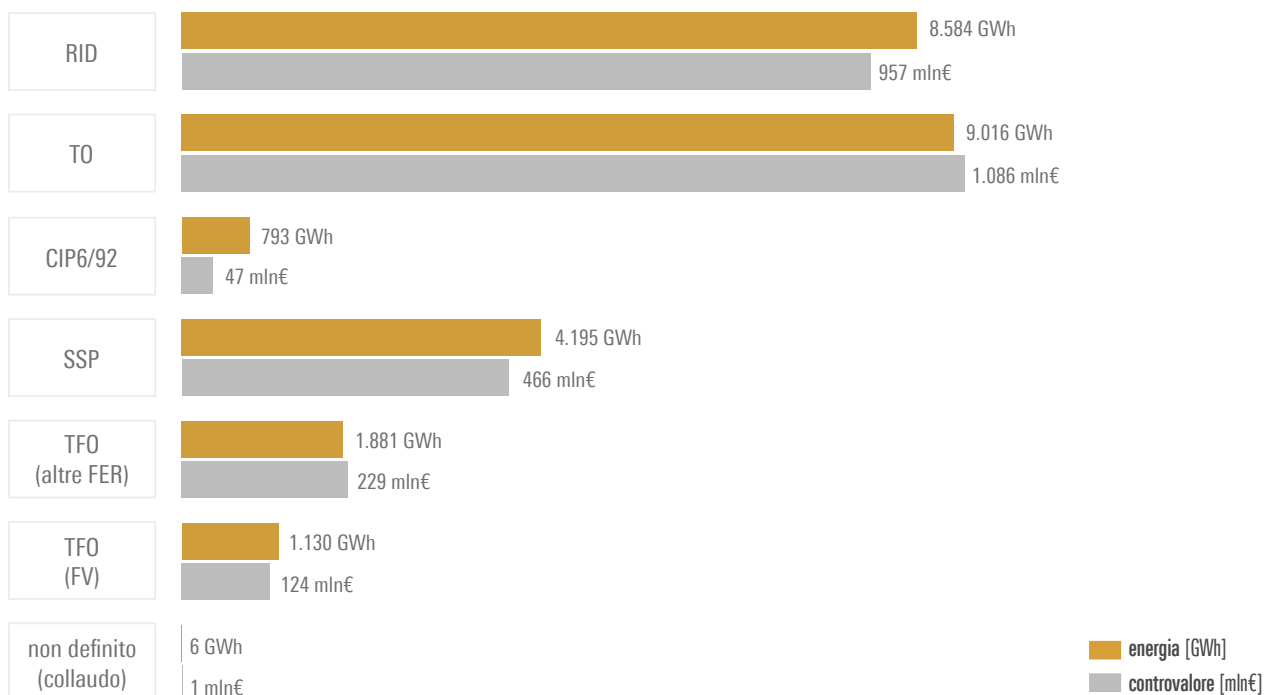


Figura 5 suddivisione per meccanismo dell'energia collocata su MGP e MI nel 2021 e corrispondente controvalore



3.5

GLI ONERI DI SBILANCIAMENTO

L'energia di sbilanciamento è data dalla differenza oraria tra l'effettiva produzione immessa in rete e i programmi d'immissione vincolanti in esito alle contrattazioni sui mercati.

Gli sbilanciamenti comportano specifici oneri a carico del GSE (c.d. oneri di sbilanciamento), attribuiti da Terna che sostiene i costi per bilanciare la rete. L'energia di sbilanciamento è valorizzata al prezzo di sbilanciamento, secondo quanto definito dal quadro regolatorio vigente.

Il GSE è da sempre impegnato nella riduzione degli oneri di sbilanciamento, determinando, dunque, un beneficio per la componente A_{SOS} e per la collettività. Con particolare riferimento alle unità di produzione programmabili rilevanti (potenza pari o superiore a 10 MVA), al fine di ridurre gli sbilanciamenti, il GSE, oltre a utilizzare uno specifico sistema di monitoraggio, provvede a contattare direttamente le sale controllo delle suddette Unità.

Le principali cause di sbilanciamento per gli impianti CIP6/92 rilevanti sono riconducibili a indisponibilità accidentali, rientri anticipati, mancati o ritardati. L'andamento degli oneri di sbilanciamento delle sole unità rilevanti CIP6/92, nel periodo compreso tra gennaio e dicembre 2021, è riportato di seguito:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 1,6 mln€;
- quota residua penalizzante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 0,8 mln€.

Per quanto riguarda gli impianti programmabili non rilevanti (punto di dispacciamento "X"), il GSE ripartisce tra gli impianti la quota residua dei corrispettivi di sbilanciamento imputati da Terna, secondo le modalità previste dalla Delibera dell'ARERA 280/2007 e s.m.i.. Per gli impianti che hanno stipulato una Convenzione RID e TFO FER (DM 6 luglio 2012 e DM 23 giugno 2016) tale quota residua è trasferita ai produttori, mentre per gli impianti che usufruiscono della TO tale quota residua resta in capo alla collettività. In termini economici, di seguito si riepilogano i dati relativi all'anno 2021:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 4,8 mln€ a favore del GSE;
- quota residua premiante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 0,13 mln€, di cui 0,40 mln€ attribuibili ai produttori, e quota residua penalizzante pari a 0,27 mln€ per la componente A_{SOS} ;
- quota residua media di sbilanciamento pari a 0,09 €/MWh.

Per quanto concerne gli impianti non programmabili non rilevanti (punto di dispacciamento "Y"), la quota residua media di sbilanciamento è stata pari a 1,33 €/MWh.

In merito agli impianti non programmabili rilevanti che hanno stipulato una Convenzione RID/TFO, si riportano di seguito i dati per l'anno 2021:

- oneri di sbilanciamento totali pari a circa 0,04 mln€ a favore del GSE;
- quota residua penalizzante degli oneri di sbilanciamento pari a circa 0,86 mln€;
- quota residua media di sbilanciamento pari a 3,89 €/MWh.

3.6

MANCATA PRODUZIONE EOLICA

Nel rispetto della priorità di dispacciamento accordata alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, Terna si riserva di adottare eventuali azioni di limitazione delle immissioni di energia in rete (riduzioni e azzeramenti, programmati o impartiti in tempo reale), al fine di garantire la sicurezza della rete elettrica nazionale.

La Mancata Produzione Eolica (MPE), calcolata in termini energetici dal GSE, è la quantità di energia elettrica non prodotta da un impianto eolico, per ciascuna ora, per effetto dell'attuazione degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna.

Secondo quanto previsto dalla Delibera dell'ARERA ARG/elt 5/2010, gli utenti del dispacciamento o, nel caso del Ritiro Dedicato, i titolari di una o più unità di produzione di energia elettrica da fonte eolica, la cui produzione di energia elettrica abbia subito riduzioni per effetto di ordini di dispacciamento impartiti da Terna, possono presentare al GSE istanza per ottenere la remunerazione della MPE.

CALCOLO ENERGETICO DEL CONSUNTIVO DEL 2021

Per le unità di produzione che hanno stipulato nel corso del 2021 una Convenzione con il GSE il calcolo energetico della MPE è stato effettuato sulla base dei flussi informativi di ordini e di anagrafica trasmessi da Terna al GSE. Inoltre, il calcolo energetico della MPE presenta quali ulteriori dati variabili d'ingresso le serie storiche, per ciascun mese, delle seguenti grandezze:

- misure dell'energia immessa in rete provenienti dai GdR;
- indisponibilità fornite dai produttori;
- dati del vento forniti dai produttori.

L'aggiornamento mensile dei dati del vento e delle indisponibilità permette di ottenere una simulazione della produzione degli impianti più aderente alla realtà e, quindi, di calcolare il valore più rappresentativo della MPE.

Nella tabella seguente è indicato il valore energetico della MPE, pari a 391 GWh nel 2021, con il dettaglio del regime commerciale delle unità di produzione dispacciate da Terna. Come evidenziato, l'energia oggetto di MPE per le unità di produzione convenzionate RID è pari a 2,7 GWh, mentre la maggior parte della MPE riguarda unità operanti sul mercato libero (circa 388 GWh).

Tabella 4 valore energetico MPE per regime di ritiro dell'energia immessa in rete dalle unità di produzione [MWh]

Regime commerciale	2021
RID	2.652
Mercato libero	388.071
CIP6/92	0
Totale	390.723

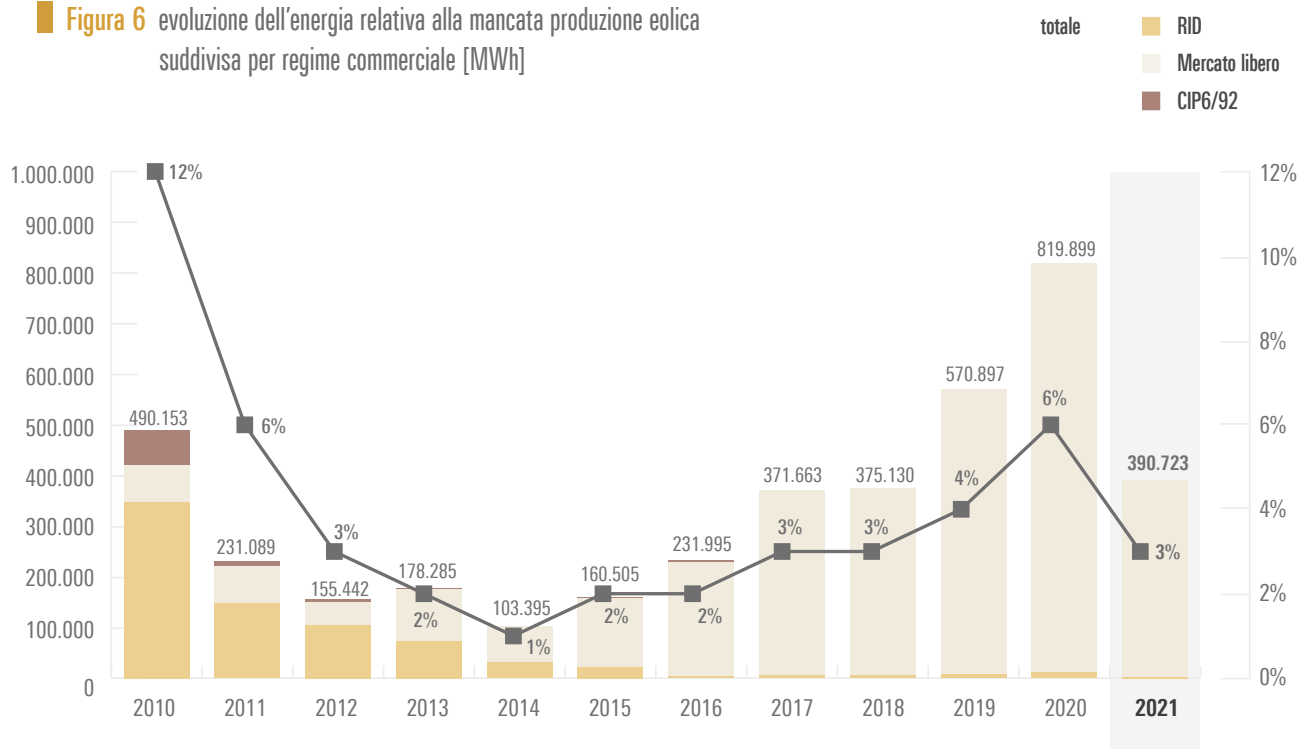
Il controvalore delle partite energetiche MPE riferite alle unità convenzionate RID e CIP6/92 si attesta per il 2021 a circa 0,3 mln€.

L'andamento dell'energia relativa alla Mancata Produzione Eolica evidenzia valori molto elevati nel corso dei primi due anni di applicazione della Delibera dell'ARERA ARG/elt 5/2010 (2010-11), contestualmente allo svolgimento da parte di Terna delle attività funzionali al miglioramento della rete di trasmissione.

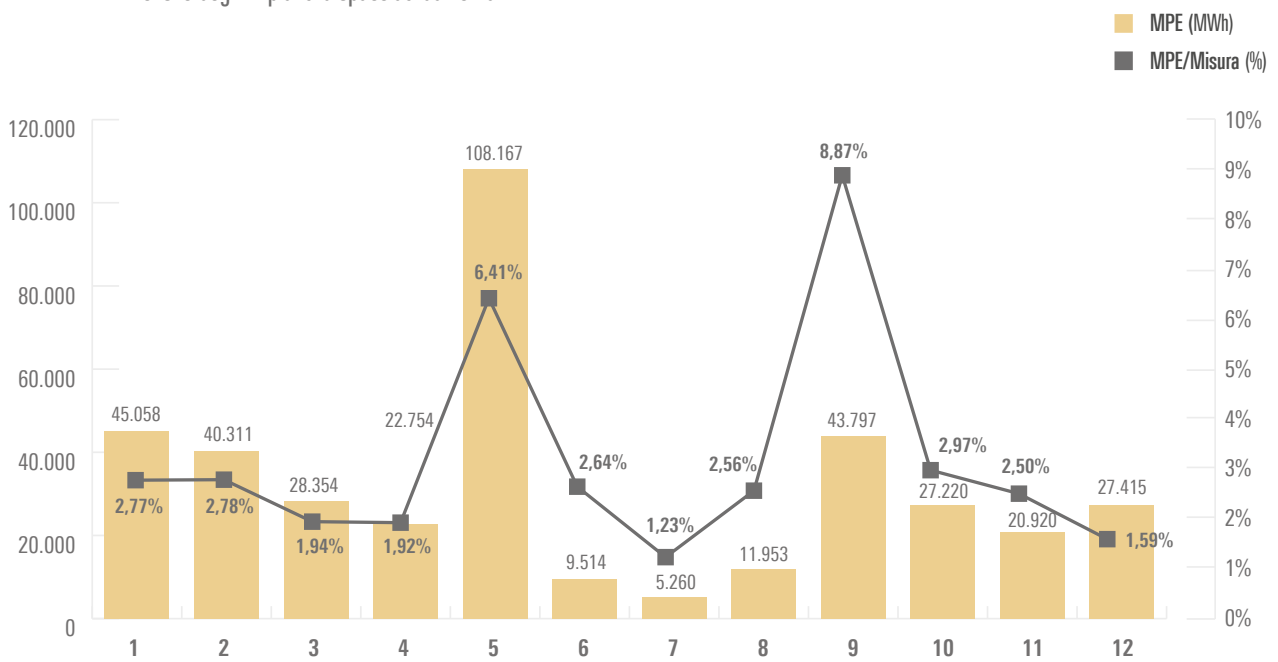
Questo valore ha subito una forte riduzione nel 2014 per poi risalire fino a far registrare nel 2019 valori più alti rispetto a quelli del 2010. Il 2020 ha visto un ulteriore incremento dell'energia relativa alla MPE, probabilmente riconducibile alla riduzione dei consumi legata all'emergenza Covid-19.

Nel 2021 i valori si sono allineati nuovamente con quelli del 2018/2019.

Figura 6 evoluzione dell'energia relativa alla mancata produzione eolica suddivisa per regime commerciale [MWh]



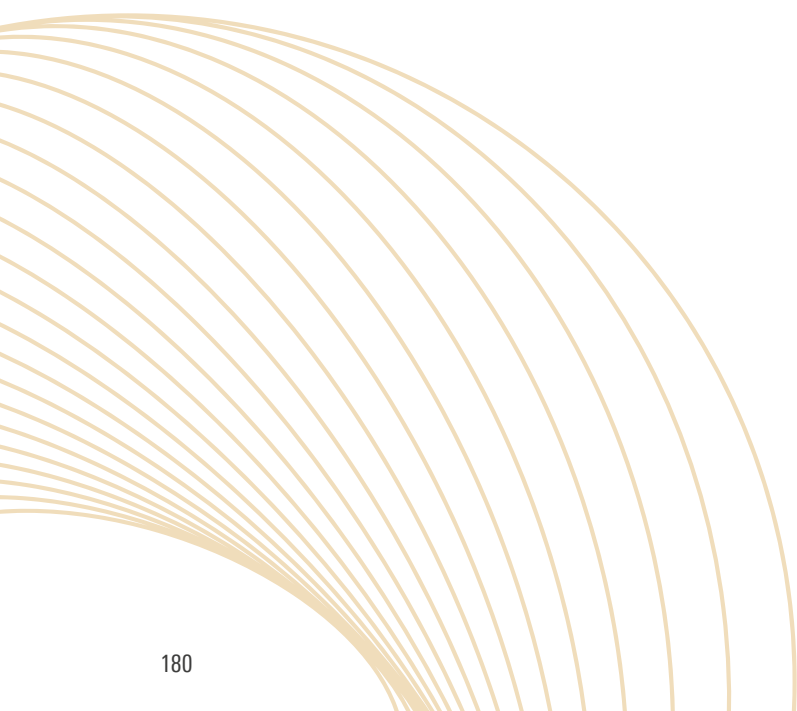
■ **Figura 7** evoluzione mensile dell'energia relativa alla MPE nel 2021 con evidenza della percentuale di energia MPE rispetto alla produzione mensile degli impianti dispacciati da Terna



ELETTRICITÀ

4

ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL SETTORE ELETTRICO





13,6 mld€

**costi per
l'incentivazione e
il ritiro** dell'energia
elettrica nel 2021

2,9 mld€

ricavi della vendita
dell'energia elettrica
nel 2021

10,6 mld€

oneri di incentivazione
nel settore elettrico
nel 2021

ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL SETTORE ELETTRICO

4.1

ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL SETTORE ELETTRICO

La gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica genera costi, essenzialmente legati agli incentivi erogati e all'acquisto dell'energia, e ricavi derivanti in massima parte dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata dal GSE. Le risorse economiche necessarie per la copertura degli oneri derivanti dalla differenza tra costi e ricavi sono prelevate dal conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA).

Il conto è alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} , applicata alla generalità delle bollette dei clienti finali per l'acquisto dell'energia elettrica. A partire dal 1° luglio 2021, a seguito della pubblicazione della Delibera 595/2020, l'ARERA ha previsto che l'esazione della componente A_{SOS} , precedentemente in capo al GSE, sia effettuata da parte della CSEA nei confronti di tutte le imprese distributrici.

Il GSE, congiuntamente con la CSEA, valuta il fabbisogno economico della componente tariffaria A_{SOS} su base annua. In funzione del fabbisogno, l'ARERA determina il gettito necessario per alimentare il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e provvede all'aggiornamento trimestrale dei valori della componente tariffaria A_{SOS} , pagata dai consumatori nelle bollette elettriche.

A partire dal 2018, a seguito delle Delibere 922/2017/R/eel e 923/2017/R/com del 27 dicembre 2017, l'Autorità ha definito la nuova struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per le utenze del settore elettrico. Per quanto riguarda la componente A3, questa è confluita per lo più interamente nella componente A_{SOS} "oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione"; solo una piccola parte, ascrivibile ai rifiuti non biodegradabili, è confluita nella componente A_{RIM} , "rimanenti oneri generali".

I dati presenti nei paragrafi successivi non sono definitivi e pertanto potrebbero essere soggetti a variazioni. Si rimanda alla successiva pubblicazione del bilancio di esercizio 2021 per un eventuale aggiornamento dei valori.

4.2

ONERI DI INCENTIVAZIONE NEL 2021

4.2.1 COSTI PER L'INCENTIVAZIONE E L'ACQUISTO DELL'ENERGIA ELETTRICA

I costi sostenuti dal GSE nel 2021 per la gestione dei meccanismi dedicati alle fonti rinnovabili e assimilate sono imputabili principalmente ai seguenti contributi:

- l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici (CE);
- l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ex CV;

- l'incentivazione dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti in Tariffa Onnicomprensiva;
- l'incentivazione dell'energia immessa in rete dagli impianti ammessi agli incentivi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012, dal D.M. 23 giugno 2016 e dal D.M. 4 luglio 2019;
- l'acquisto dell'energia elettrica dai produttori che hanno una convenzione con il GSE, nell'ambito di uno dei meccanismi di ritiro dell'energia elettrica (TO ai sensi dei vari Decreti CIP6/92, RID, SSP).

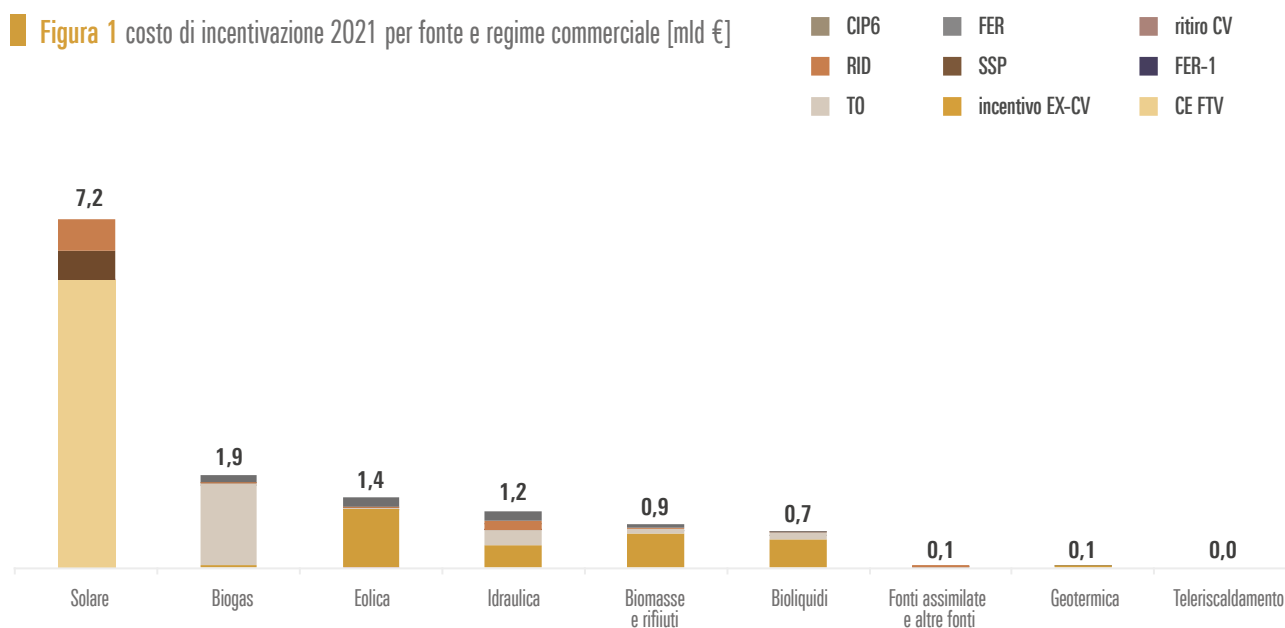
Per l'anno 2021 i costi sostenuti dal GSE ammontano complessivamente a un valore pari a circa 13,6 mld€. Di seguito vengono descritte le principali voci di costo per ciascuna partita energetica. Il costo per l'incentivazione dei circa 20,3 TWh di energia relativi agli impianti fotovoltaici che hanno avuto accesso ai vari CE è stato nel 2021 pari a circa 6 mld€. A fronte di circa 24,2 TWh di energia relativa all'incentivo sostitutivo dei CV, sono stati erogati 3,1 mld€ a cui si aggiungono circa 4 mln€ di costo relativo al ritiro di CV di competenze precedenti. Nel 2021 il GSE ha ritirato circa 8,5 TWh di energia in TO. Il costo corrispondente è stato pari a circa 2,3 mld€. L'energia CIP6/92 ritirata nell'anno 2021 è stata pari a 0,8 TWh, con un costo complessivo di circa 0,1 mld€. Il suddetto valore di costo è calcolato considerando anche il pagamento della componente legata al Costo Evitato di acquisto del Combustibile (CEC), per un valore totale di circa 0,1 mld€. Ad aprile 2021 si è verificata la cessazione del regime a causa della naturale scadenza delle convenzioni.

In relazione ai DD.MM. 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 (FER-E) e 4 luglio 2019, il GSE ha provveduto al ritiro e all'incentivazione di 9,4 TWh di energia con un relativo costo di circa 0,6 mld€. All'acquisto dell'energia tramite il meccanismo del RID, relativo nel 2021 a 8,7 TWh, è corrisposto un costo di circa 1 mld€. Tale costo è connesso al pagamento dell'energia immessa in rete, valorizzata al prezzo zonale orario di mercato o ai PMG. Ulteriori costi sono stati sostenuti dal GSE, per un importo complessivo di 3,5 milioni di euro, relativamente all'onere dei PMG senza ritiro a fronte di un'energia pari a 0,5 TWh. Per quanto riguarda il meccanismo dello SSP, a fronte dei circa 2,9 TWh di energia scambiata, si è avuto un costo di circa 0,6 mld€, inclusa la remunerazione delle eccedenze per circa 0,1 mld€. Si rappresenta di seguito la ripartizione del costo di incentivazione per fonte e meccanismo.

Tabella 1 costo di incentivazione 2021 per fonte e regime commerciale [mln€]

fonte / meccanismo	CE FTV	incentivo EX-CV	TO	RID	SSP	FER	CIP6	FER-1	ritiro CV	totale
Solare	5.979	0		658	599			1	0	7.237
Biogas		51	1.683	32	0	144			0	1.910
Eolica		1.216	7	43	0	178		-9	1	1.436
Idraulica		457	300	201	0	186		14	1	1.159
Biomasse e Rifiuti		688	117	8	0	67			0	881
Bioliquidi		582	147	2		1			1	733
Fonti assimilate e altre fonti				31	3		82			116
Geotermica		78				5			0	83
Teleriscaldamento		0								0
Totale	5.979	3.073	2.254	976	602	580	82	6	4	13.556

Figura 1 costo di incentivazione 2021 per fonte e regime commerciale [mld €]



Si osserva come nel 2021 gli incentivi alla fonte solare (fotovoltaica) costituiscano nettamente il maggior contributo al costo di incentivazione seguiti da quelli al biogas, alla fonte eolica e idraulica.

4.2.2 RICAVI DA VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Come indicato in precedenza, i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione degli incentivi sono in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata.

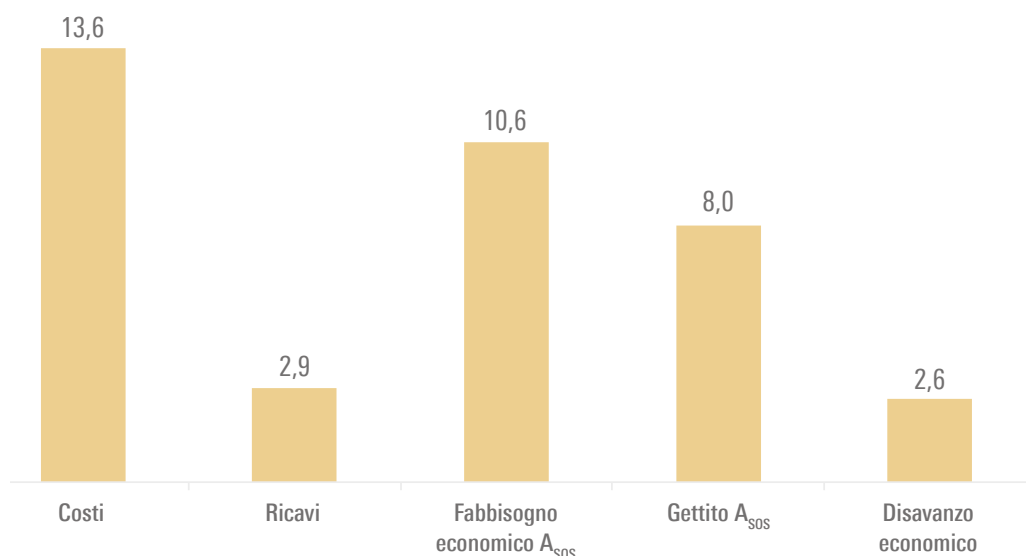
Nel 2021 il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendita giornaliere su MGP e sui MI, 25,6 TWh di energia elettrica. I ricavi complessivi ottenuti per l'anno 2021 sono stati pari a 2,9 mld€.

4.2.3 FABBISOGNO ECONOMICO E GETTITO DELLA COMPONENTE A_{SOS}

Per il 2021, la differenza tra costi (circa 13,6 mld€) e ricavi (circa 2,9 mld€) ha determinato un onere e, dunque, un fabbisogno economico della componente A_{SOS} , pari a 10,6 mld€. Il gettito A_{SOS} dai distributori connessi alla rete di trasmissione nazionale per l'anno 2021 è stato versato per circa 2,7 mld € al GSE e per circa 5,3 mld € alla CSEA così come previsto dalla Delibera 595/2020. Il gettito A_{SOS} totale per il 2021 risulta di conseguenza pari a circa 8 mld €. Pertanto, per l'anno 2021 è stato rilevato un disavanzo economico.

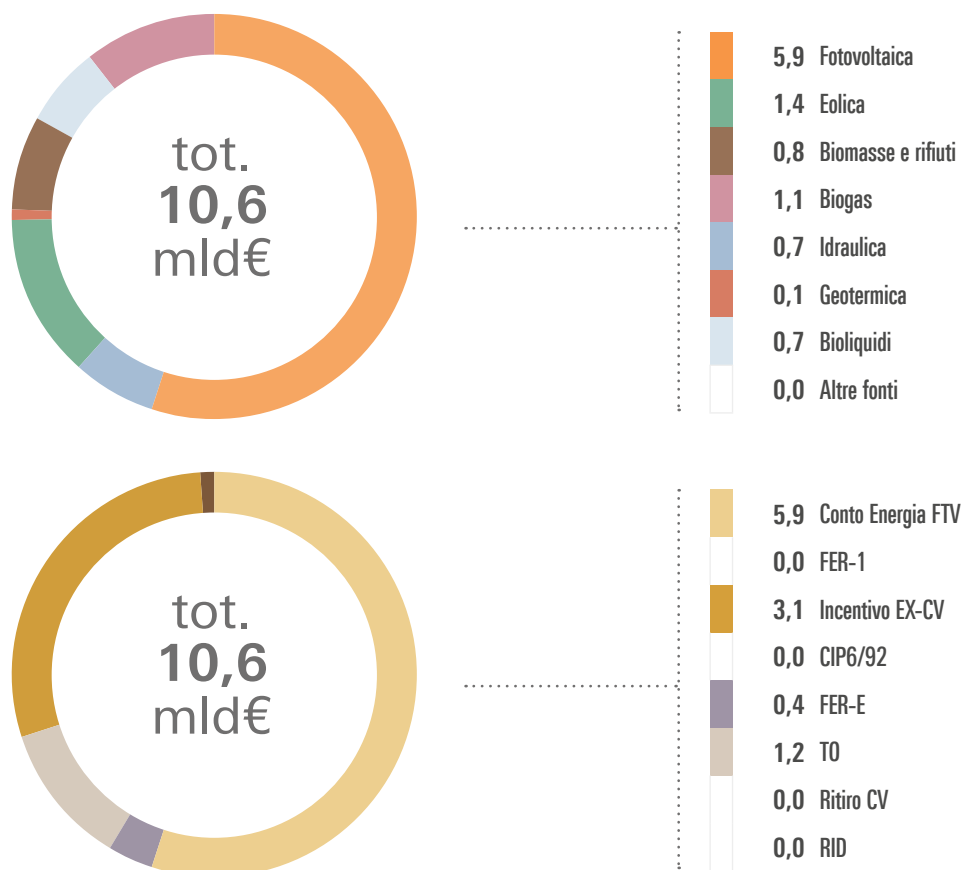
Si ricorda che, a partire dalla seconda metà del 2021, per mitigare l'impatto del forte aumento del prezzo dell'energia, sono state messe in atto disposizioni normative che hanno previsto dapprima la riduzione e quindi l'annullamento degli oneri generali di sistema nella bolletta elettrica dei consumatori domestici e di piccole e medie imprese.

■ **Figura 2** Fabbisogno economico e gettito della componente A_{SOS} nel 2021 [mld€]



Si riporta di seguito una stima della ripartizione del fabbisogno A_{SOS} relativo al 2021 per fonte e regime commerciale.

■ **Figura 3** Fabbisogno A_{SOS} 2021 per fonte e regime commerciale [mld€]



La fonte solare è quella che incide maggiormente sul fabbisogno economico, con circa 5,9 mld€, seguita dall'eolico (1,4 mld€) e dal biogas (1,1 mld€); seguono biomasse e rifiuti (0,8 mld€), idroelettrico (0,7 mld€), e bioliquidi (0,7 mld€). In termini di regimi commerciali, spicca il Conto Energia fotovoltaico con 5,9 mld€, seguito dall'incentivo sostitutivo dei CV (3,1 mld€), dalle Tariffe Onnicomprensive (1,2 mld€) e dagli incentivi dei D.D.M.M. 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019 (0,4 mld€).

Si rappresenta di seguito una stima della ripartizione territoriale del suddetto fabbisogno Asos 2021, facendo riferimento alla Regione di ubicazione degli impianti incentivati, ed evidenziando altresì la fonte e il regime commerciale.

Figura 4 distribuzione del Fabbisogno A_{SOS} 2021 [mln€] per Regione e fonte

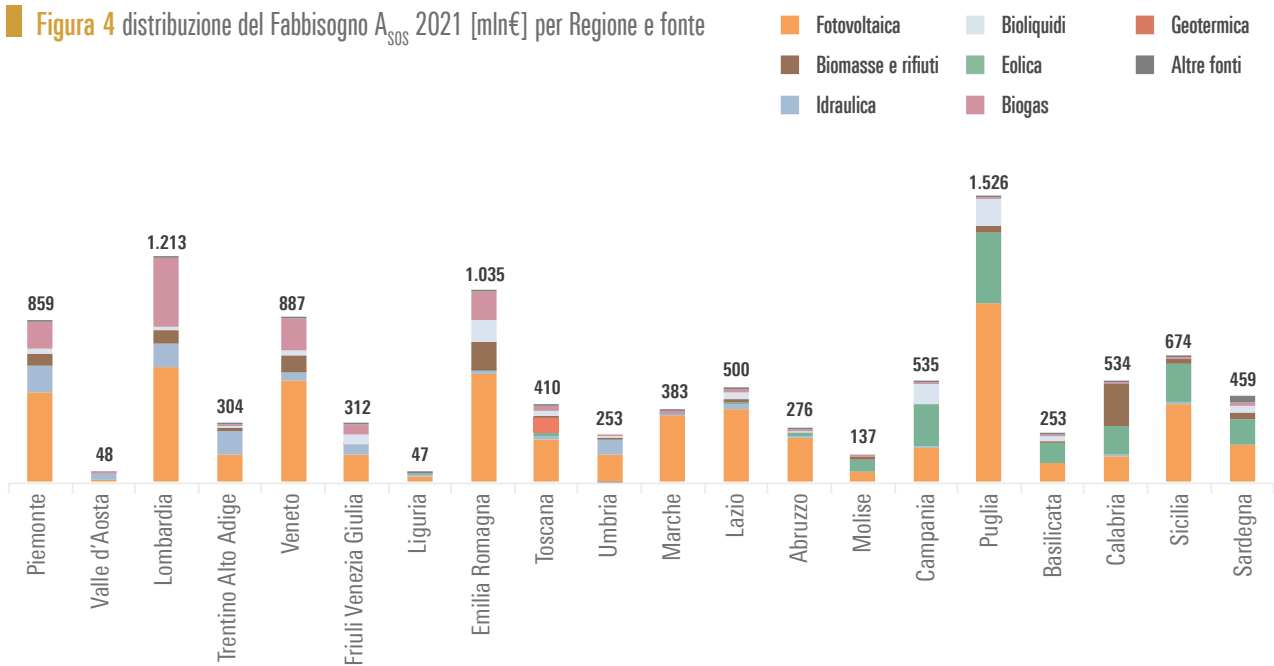
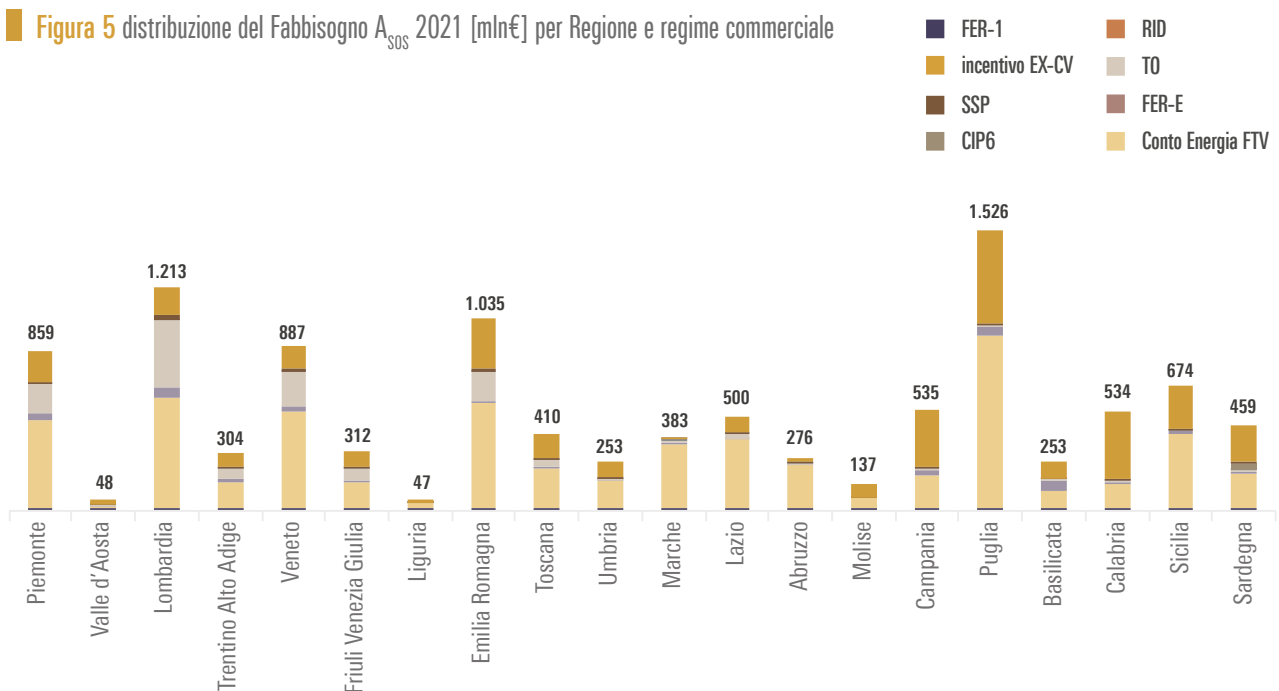


Figura 5 distribuzione del Fabbisogno A_{SOS} 2021 [mln€] per Regione e regime commerciale



La Regione cui corrisponde il maggior onere di incentivazione è la Puglia, con circa 1,5 mld€, poi Lombardia (oltre 1,2 mld€) ed Emilia Romagna (1,0 mld€) e a seguire le altre Regioni. In termini di fonte, è possibile notare come l'onere fotovoltaico (con il Conto Energia) sia distribuito in tutto il territorio nazionale, mentre l'eolico sia prevalente nelle Regioni meridionali (specialmente mediante GRIN); l'idroelettrico e il biogas (quest'ultimo specialmente con la TO) sono invece prevalenti nelle Regioni settentrionali. L'onere geotermico è invece ascrivibile alla sola Toscana.

Ipotizzando di utilizzare le aliquote dei 4 trimestri del 2021 la spesa annua per la A_{SOS} può essere ridistribuita su una platea di clienti tipo, secondo quanto indicato nella tabella seguente.

■ **Figura 6** stima dell'onere A_{SOS} a carico degli utenti finali [€/anno]

cliente tipo	€/anno
Domestico residente con consumi per 2640 kWh/anno	58
Domestico non residente con consumi per 3.500 kWh/anno	157
In bassa tensione con 10 kW di potenza e consumi per 15.000 kWh/anno	611
In media tensione con 500 kW e 2.000 ore/anno di utilizzazione	42.456
In alta tensione con 3 MW di potenza e 2.500 ore/anno di utilizzazione	299.793

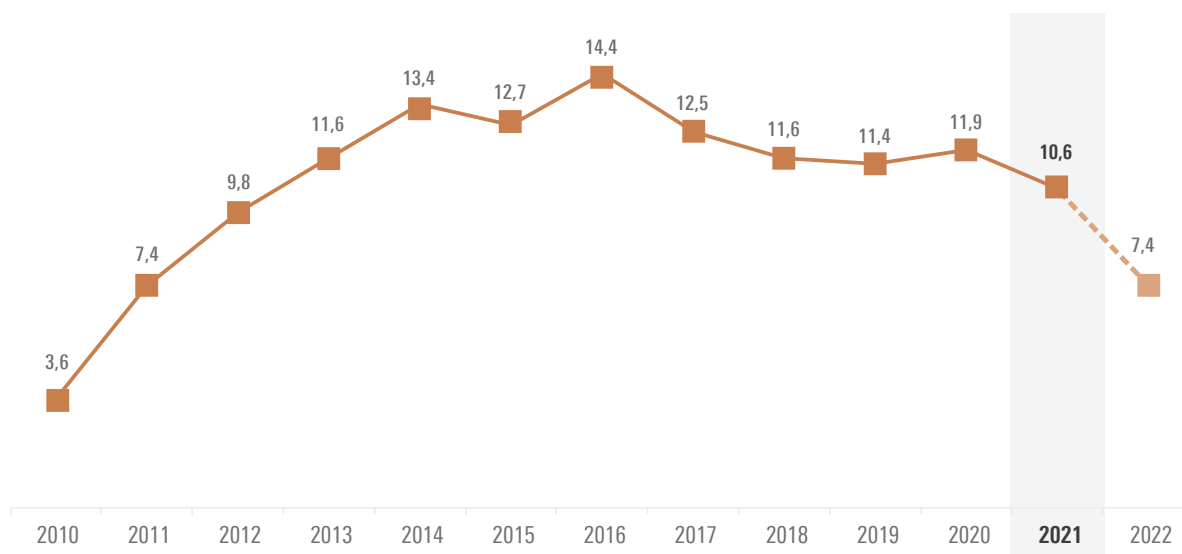
4.3

EVOLUZIONE DELLA COMPONENTE A_{SOS}

Si riporta di seguito l'evoluzione del fabbisogno economico A_{SOS} a partire dal 2010, con indicazione del trend previsto nel breve termine. Il fabbisogno economico A_{SOS} è cresciuto rapidamente dai circa 3,6 mld€ nel 2010 a circa 13 mld€ nel 2014 e 2015, raggiungendo quindi un picco di oltre 14 mld€ nel 2016, anno in cui l'avvio dell'incentivo sostitutivo dei Certificati Verdi si è sovrapposto al ritiro dei Certificati Verdi di competenze precedenti. Per l'anno 2021 il fabbisogno economico A_{SOS} si è attestato a circa 10,6 mld€, in decremento rispetto agli 11,9 mld€ del 2020. La diminuzione del fabbisogno è attribuibile principalmente ad un PUN 2021 in fortissima crescita rispetto allo scorso anno (+ 86 €/MWh) che ha comportato sia un aumento dei ricavi che una diminuzione dei costi degli incentivi per differenza (ad esempio i grandi impianti supportati con i D.D. M.M. 6/7/2012 e 23/6/2016); d'altra parte si segnala l'ingresso di nuove convenzioni Scambio sul Posto e D.M. 4 luglio 2019, queste ultime con minimo impatto sull'onere di incentivazione, e dall'incremento dell'onere di incentivazione GRIN, la cui tariffa incentivante dipende in modo inverso dal PUN registrato nell'esercizio precedente (e il PUN 2020 aveva visto una netta diminuzione rispetto al 2019).

Per il 2022 si prevede un fabbisogno economico in forte diminuzione e stimabile in circa 7,4 mld€. La diminuzione del fabbisogno è attribuibile sia ai maggiori ricavi da vendita energia sia ai minori costi per gli incentivi per differenza causa di un PUN previsionale in ulteriore aumento rispetto al 2021 (ipotesi di 227 €/MWh nel 2022); a ciò si aggiunge l'attesa diminuzione dell'onere relativo agli incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi che, come detto in precedenza, nel 2022 dipende dal prezzo registrato nel 2021, in forte aumento rispetto al 2020.

■ **Figura 7** Evoluzione del fabbisogno economico A_{SOS} e stima al 2022 [mld€]



4.4

SCENARI DI LUNGO TERMINE

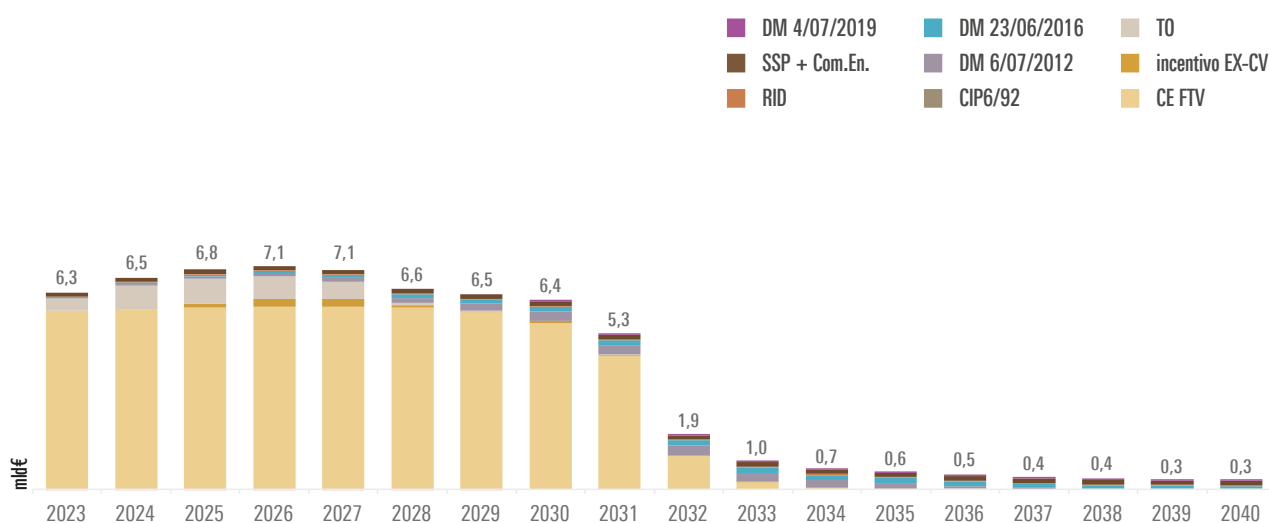
L'onere di incentivazione è determinato da un insieme di contributi, relativi ai diversi schemi di supporto, ciascuno avente specifiche caratteristiche in termini di entità e durata dell'incentivo. Accanto a incentivi che devono ancora dispiegare per lo più totalmente o in parte i loro effetti economici, quali rispettivamente il D.M. 4 luglio 2019 e il D.M. 23 giugno 2016, vi sono meccanismi in cui gli impianti sono prossimi alla scadenza del periodo incentivante, come parte dell'incentivazione ex CV e TO, e casistiche intermedie, quali il CE fotovoltaico.

È dunque rilevante tracciare uno scenario di lungo periodo del fabbisogno di incentivazione, che tenga conto dell'insieme degli impianti incentivati, ciascuno con il proprio impegno di spesa in termini di entità e durata, e considerando anche gli impianti attualmente non in esercizio per i quali è previsto un costo di incentivazione futuro, quali gli impianti a registri e aste dei DD.MM. 4 luglio 2019 e 23 giugno 2016.

Per lo SSP ed eventuali modifiche si può ipotizzare un andamento costante, in linea con gli ultimi anni, cui si aggiunge il contributo ascrivibile al supporto agli autoconsumatori collettivi e comunità energetiche. Lo scenario di lungo periodo considera un prezzo dell'energia di 219 €/MWh e 170 €/MWh rispettivamente nel 2023 e 2024 sulla base delle quotazioni futures EEX, e quindi progressivamente decrescente verso il prezzo dello scenario PNIEC al 2030, intorno a 70 €/MWh, poi assunto costante fino al 2040.

L'andamento dello scenario elaborato risulta principalmente influenzato dalle dinamiche di uscita dai meccanismi di incentivazione esistenti, ma anche dalle ipotesi sul prezzo dell'energia.

■ **Figura 8** Scenario di lungo termine del fabbisogno di incentivazione A_{SOS} [mld€]



Si osserva un onere di incentivazione che da 6,3 €mld al 2023 risale fino intorno a 7,1 €mld al 2026-2027, principalmente per via dell'ipotesi di riduzione del prezzo dell'energia, che risulta prevalente rispetto alle attese uscite degli impianti dai meccanismi ex CV e TO.

Queste ultime determinano quindi una progressiva riduzione dello scenario dell'onere dal 2027 al 2030, cui corrisponde un onere di circa 6,4 €mld.

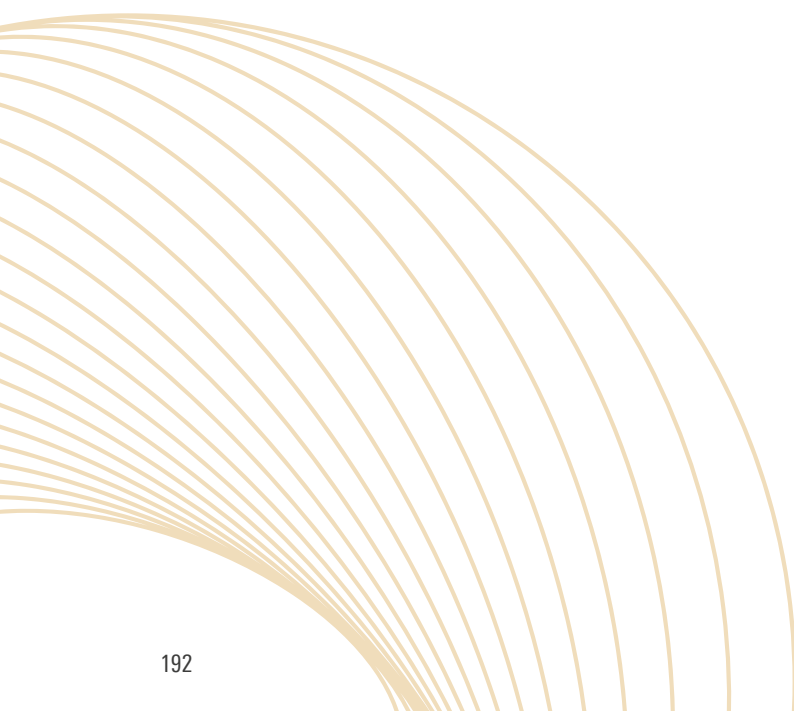
Successivamente, tra il 2030 e il 2033, l'onere associato al Conto Energia fotovoltaico decresce molto rapidamente fino ad annullarsi, portando il fabbisogno complessivo al di sotto di un miliardo di euro dal 2034.

È infine interessante osservare che all'ultimo dei meccanismi di incentivazione, il D.M. 4 luglio 2019, in ragione degli elevati prezzi dell'energia, corrisponderebbero mediamente oneri negativi per buona parte dei prossimi anni, data la natura "a due vie" del meccanismo e gli alti prezzi dell'energia.

ELETTRICITÀ

5

CERTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DELL'ENERGIA





63,3mln

di Garanzie di Origine
emesse nel corso del
2021 (41,6 mln per
produzioni 2021 e 21,7
mln per produzioni 2020)

20 mln

di Garanzie di Origine
vendute attraverso le
aste organizzate dal GSE
nel corso del 2020

1.475

offerte verdi
comunicate da 178
imprese di vendita
risultanti nel 2020

CERTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E DELL'ENERGIA

5.1

LA GARANZIA DI ORIGINE DA FONTI RINNOVABILI

La Garanzia di Origine (GO) è una certificazione elettronica che attesta l'origine rinnovabile della produzione di energia elettrica.

Coerentemente a quanto previsto dalla Direttiva 2009/28/CE e dal D.M. 31 luglio 2009 (c.d. Decreto Fuel Mix), la GO può essere utilizzata dai fornitori per provare ai clienti finali la quota rinnovabile dichiarata nel proprio mix energetico.

Le principali attività svolte dal GSE per quanto riguarda la gestione del sistema delle GO sono le seguenti:

- rilascio della qualifica cosiddetta IGO agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, a esclusione degli impianti che si avvalgono del RID, dello SSP e degli incentivi onnicomprensivi (CIP6/92 e TO), che prevedono il ritiro dell'energia da parte del GSE (le GO relative alle produzioni realizzate da tali impianti esclusi sono emesse e trasferite a titolo gratuito al GSE per essere poi assegnate mediante procedure concorrenziali);
- l'emissione delle GO sull'energia elettrica immessa in rete;
- supervisione delle transazioni di import/export sulla piattaforma internazionale gestita dall'Association of Issuing Bodies (AIB), degli annullamenti e delle transazioni di compravendita GO tramite bilaterali e sessioni di mercato gestiti dal GME.

Ogni titolo di GO è rilasciato dal GSE a fronte di un MWh di energia elettrica immessa in rete ed è valido fino al termine del dodicesimo mese successivo a quello a cui la produzione di energia elettrica è riferita e, comunque, non oltre il 31 marzo dell'anno successivo a quello di produzione.

I titoli di GO vengono rilasciati e annullati in maniera elettronica tramite l'apposito portale web gestito dal GSE, con possibilità anche di scambio con l'estero attraverso l'hub dell'AIB, secondo lo standard European Energy Certificate System, con 28 Paesi aderenti al 2021. In qualità di membro dell'AIB, il GSE è tenuto a rispettare le regole associative per lo scambio internazionale delle GO definite dalla stessa AIB, in coerenza con la Direttiva europea 2009/28/CE e successiva 2018/2001. A tal riguardo, a settembre 2019 l'AIB ha effettuato un audit sul processo di gestione delle GO per verificare l'adesione del GSE alle regole di partecipazione alla piattaforma di scambio internazionale e alla normativa europea in materia.

L'audit da parte dell'AIB ha lo scopo di confermare la membership del GSE nell'associazione e, di conseguenza, l'opportunità per gli operatori di scambiare le GO con i Paesi attualmente connessi all'hub.

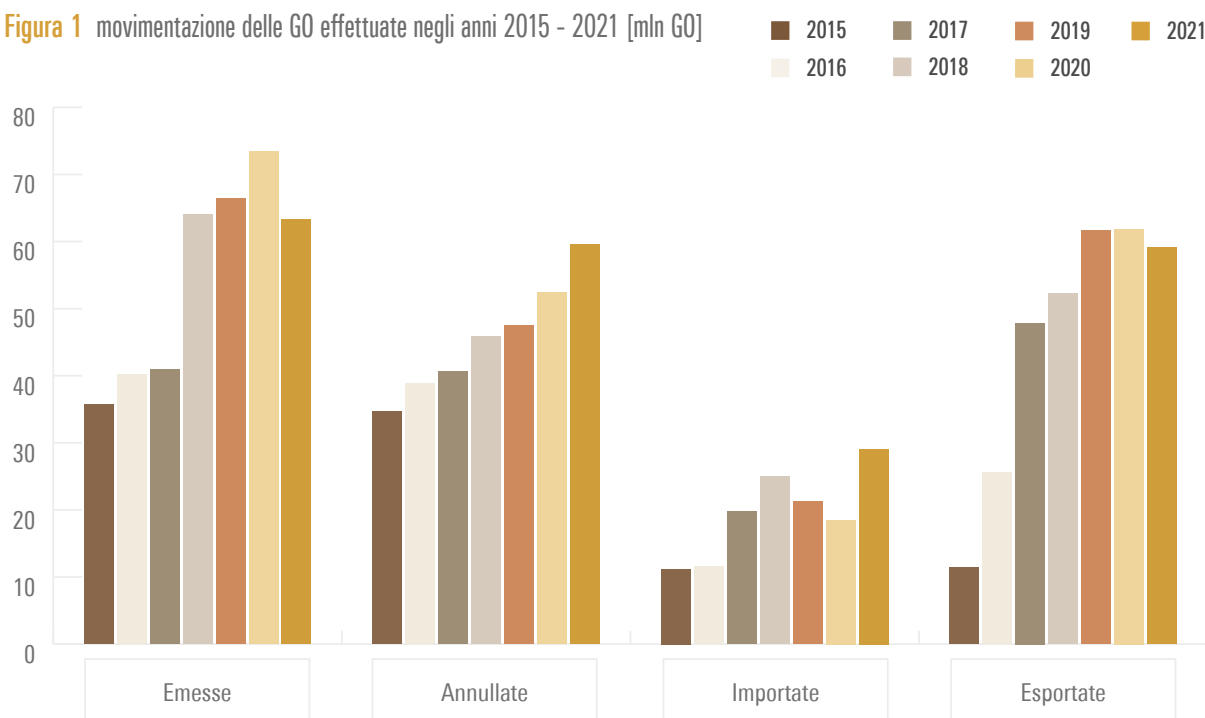
Gli scambi nazionali si svolgono sul mercato organizzato (M-GO) o sulla piattaforma bilaterale (PB-GO) gestiti dal GME. L'annullamento delle GO è consentito esclusivamente alle imprese di vendita ai fini della determinazione del proprio mix di approvvigionamento e, a partire dal 2012, ai sensi di quanto disposto dall'ARERA con la Delibera ARG/elt 104/2011, per comprovare l'origine rinnovabile dell'energia elettrica venduta ai clienti finali nell'ambito dei contratti di vendita di energia rinnovabile.

Al 31 dicembre 2021 sono risultati qualificati IGO 4.782 impianti (4.529 nel 2020), per complessivi 38,6 GW di potenza. Si riportano di seguito i dati relativi al numero di GO complessivamente emesse, annullate, importate, esportate e trasferite.

Tabella 1 movimentazione delle GO effettuate negli anni 2015 - 2021

Anno di movimentazione GO	Emesse	Annullate	Importate	Esportate
2015	35.709.634	34.714.944	11.213.958	11.363.977
2016	40.206.573	38.796.750	11.602.934	25.525.831
2017	40.953.439	40.626.544	19.753.834	47.854.870
2018	63.990.852	45.885.415	24.955.966	52.250.376
2019	66.442.693	47.526.091	21.248.747	61.650.724
2020	73.421.525	52.358.384	18.505.892	61.889.027
2021	63.314.173	59.605.292	29.084.394	59.060.229

Figura 1 movimentazione delle GO effettuate negli anni 2015 - 2021 [mln GO]



Ai sensi di quanto previsto dalla Delibera ARG/elt 104/2011, le GO nella disponibilità del GSE sono oggetto di assegnazione mediante procedure concorrenziali, organizzate secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione.

Ogni anno il GSE organizza cinque sessioni d'asta e in ciascuna asta sono negoziabili le GO differenziate per tipologia di impianto e periodo di produzione, come di seguito indicato:

- **GO gennaio:** GO relative al mese di gennaio dell'anno «n» con validità di 12 mesi dal periodo di produzione;
- **GO febbraio:** GO relative al mese di febbraio dell'anno «n» con validità di 12 mesi dal periodo di produzione;
- **GO altri mesi:** GO relative a mesi diversi da quelli di cui alle lettere a) e b) dell'anno «n» con validità fino al 31 marzo dell'anno «n+1». Quanto all'esito delle sessioni d'asta svolte nel 2020 - in cui sono state scambiate GO relative sia alla produzione 2020 sia alla produzione 2021 - è stata registrata l'offerta di 22.424.657 GO e la vendita di 20.253.161 titoli, per un controvalore economico pari a 13 mln€.

Tabella 2 GO offerte e vendute nelle Aste organizzate dal GSE dal 2015 al 2021

Sessioni d'Asta*	GO offerte	GO vendute	% Assegnazione
2015	143.933.360	4.686.000	3,3%
2016	104.372.511	18.263.571	17,5%
2017	30.319.603	28.003.380	92,4%
2018	27.305.777	25.394.289	93,0%
2019	25.802.610	22.702.094	88,0%
2020	20.482.964	20.404.756	99,6%
2021	22.424.657	20.253.161	90,3%

* in ciascuna sessione d'asta vengono negoziate GO relative alla produzione dell'anno *n* e all'anno *n-1*

Tabella 3 GO offerte e vendute nelle Aste organizzate dal GSE dal 2015 al 2021

Anno di produzione	GO offerte	GO vendute	% Assegnazione
2015	124.041.350	8.340.000	6,7%
2016	80.442.185	15.510.968	19,3%
2017	29.536.942	29.536.942	100,0%
2018	29.958.315	25.462.001	85,0%
2019	20.990.531	20.435.024	97,4%
2020	21.668.134	21.605.233	99,7%
2021*	21.227.412	19.079.125	89,9%

* In corso, l'anno 2021 si chiude con l'asta del 21 marzo 2022

Si segnala che l'articolo 46 del D.M. 199/2021 di recepimento della Direttiva EU 2018/2001, entrato in vigore il 15 dicembre 2021, ha introdotto delle novità normative in materia di Garanzie di Origine (GO da biometano, GO idrogeno, GO riscaldamento e raffrescamento e altre novità nel settore elettrico).

5.2

FUEL MIX DISCLOSURE

Con l'entrata in vigore del D.M. 31 luglio 2009 (Decreto Fuel Mix), le imprese che operano nel comparto della vendita dell'energia elettrica sono tenute a fornire informazioni ai clienti finali, circa la composizione del mix energetico relativo all'energia elettrica immessa in rete e circa l'impatto ambientale della produzione stessa. Questa forma di tutela dell'informativa del cliente finale è stata introdotta, a livello comunitario, dalla Direttiva 2003/54/CE e successivamente confermata dalla Direttiva 2009/72/CE.

In particolare, le imprese di vendita devono fornire, con riferimento ai due anni precedenti, le informazioni necessarie a tracciare il mix energetico di riferimento, riportando tali informazioni nei documenti di fatturazione (con frequenza almeno quadrimestrale), nei propri siti internet, nel materiale promozionale dato al cliente nella trattativa precontrattuale, secondo lo schema indicato dal Decreto Fuel Mix.

Tabella 4 schema del mix energetico di riferimento indicato dal decreto Fuel Mix

Fonti primarie utilizzate	Composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta dall'impresa nei due anni precedenti		Composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nei due anni precedenti	
	Anno (n-1) [%]	Anno (n-2) [%]	Anno (n-1) [%]	Anno (n-2) [%]
Fonti rinnovabili				
Carbone				
Gas naturale				
Prodotti petroliferi				
Nucleare				
Altre fonti				

Ciò consente ai consumatori finali di confrontare il mix energetico della propria impresa di vendita con la composizione del mix energetico medio utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nazionale, cui contribuisce anche l'eventuale quota di energia importata.

Al fine di assicurare la corretta determinazione del mix energetico delle imprese di vendita e del mix energetico nazionale, il citato Decreto ha fissato degli obblighi cui devono attenersi imprese di vendita e produttori che operano nel mercato elettrico italiano.

Il Decreto Fuel Mix ha assegnato al GSE un ruolo chiave nell'intero processo di determinazione del mix energetico (processo disclosure).

In particolare, il GSE ha il compito di:

- determinare e pubblicare i mix energetici dei soggetti inclusi nel processo disclosure, dai produttori alle imprese di vendita, nonché il mix energetico complementare nazionale;
- effettuare verifiche di congruenza, in collaborazione con Terna, sulle determinazioni relative al mix energetico dei soggetti coinvolti nel processo disclosure;
- redigere rapporti annuali di carattere informativo;
- supportare il MiTE nelle azioni informative relative all'impatto ambientale della generazione elettrica e al risparmio energetico.

5.2.1 DETERMINAZIONE DEI MIX ENERGETICI

Il Decreto Fuel Mix prevede la determinazione del mix energetico complementare del produttore, del mix di approvvigionamento dell'impresa di vendita e del mix energetico nazionale. A tal fine, i produttori sono tenuti a comunicare i dati di anagrafica dei propri impianti e del mix energetico iniziale, su base annuale, entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello di competenza. Con la medesima tempistica le imprese di vendita devono comunicare i dati di energia venduta ai clienti finali, specificando i quantitativi di energia venduta nell'ambito delle offerte verdi e l'eventuale quota di energia importata.

Sulla base delle informazioni ricevute e in proprio possesso, il GSE provvede a calcolare, per l'anno "N-2" (dato di consuntivo) e "N-1" (dato di preconsuntivo), i seguenti mix energetici:

- il mix energetico complementare di ogni produttore, dato dal mix energetico iniziale al netto delle GO emesse e trasferite;
- il mix energetico iniziale nazionale, costituito dal totale dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nazionale, inclusa l'energia di importazione (per la determinazione del mix energetico nazionale, associato all'energia prodotta e immessa da impianti di produzione localizzati in Italia, si fa riferimento ai dati comunicati dai produttori);
- il mix energetico complementare nazionale, dato dal mix energetico iniziale nazionale, al netto delle GO annullate dalle imprese di vendita;
- il mix energetico di approvvigionamento delle imprese di vendita con l'algoritmo di calcolo specificato nella "Procedura per la determinazione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta dall'impresa di vendita".

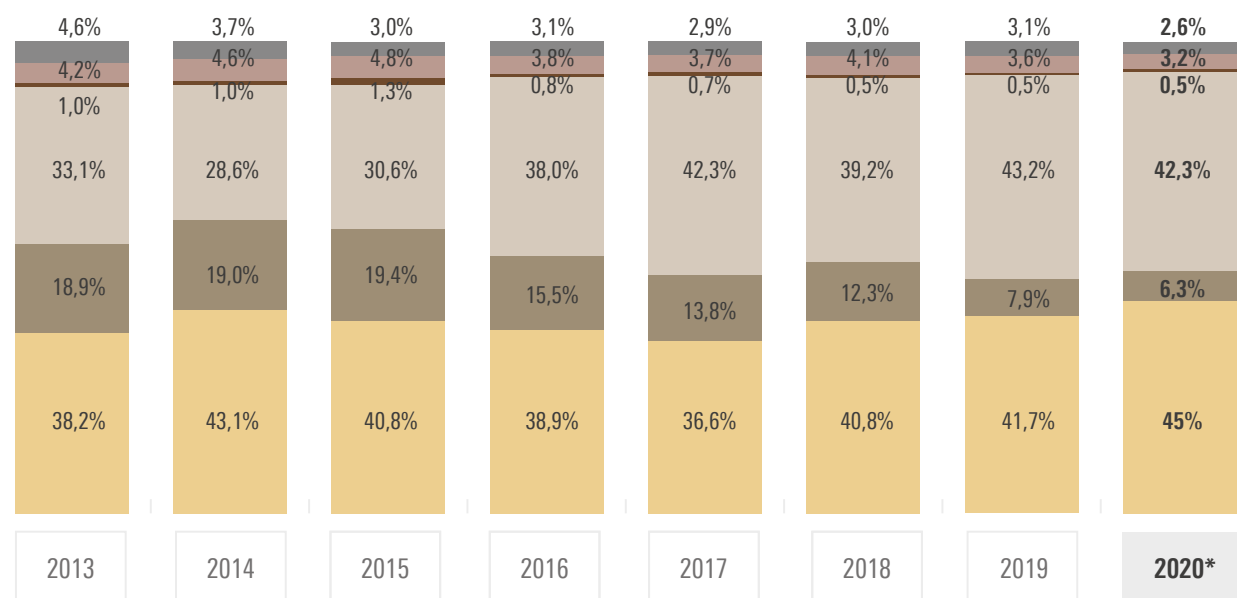
All'energia elettrica importata il GSE assegna un mix energetico europeo rielaborato sulla base di dati Eurostat.

Tabella 5 evoluzione della composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico tra il 2013 e il 2020*

Fonti primarie utilizzate	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Fonti rinnovabili	38,2%	43,1%	40,8%	38,9%	36,6%	40,8%	41,7%	45%
Carbone	18,9%	19,0%	19,4%	15,5%	13,8%	12,3%	7,9%	6,3%
Gas naturale	33,1%	28,6%	30,6%	38,0%	42,3%	39,2%	43,2%	42,3%
Prodotti petroliferi	1,0%	1,0%	1,3%	0,8%	0,7%	0,5%	0,5%	0,5%
Nucleare	4,2%	4,6%	4,8%	3,8%	3,7%	4,1%	3,6%	3,2%
Altre fonti	4,6%	3,7%	3,0%	3,1%	2,9%	3,0%	3,1%	2,6%

*dato di preconsuntivo

Figura 2 evoluzione della composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico tra il 2013 e il 2020*



*dato di preconsuntivo

■ fonti rinnovabili
 ■ carbone
 ■ gas naturale
■ prodotti petroliferi
 ■ nucleare
 ■ altre fonti

5.2.2 ATTIVITÀ DI CONTROLLO SULLE OFFERTE VERDI

L'ARERA, con la Delibera ARG/elt 104/2011, ha definito i requisiti che devono presentare i contratti di vendita di energia rinnovabile per garantire la tutela del consumatore e assicurare che la stessa energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non venga inclusa in più contratti di vendita. Ciascun contratto di vendita di energia rinnovabile deve essere comprovato da una quantità di GO pari alla quantità di energia elettrica venduta come rinnovabile nell'ambito del medesimo contratto.

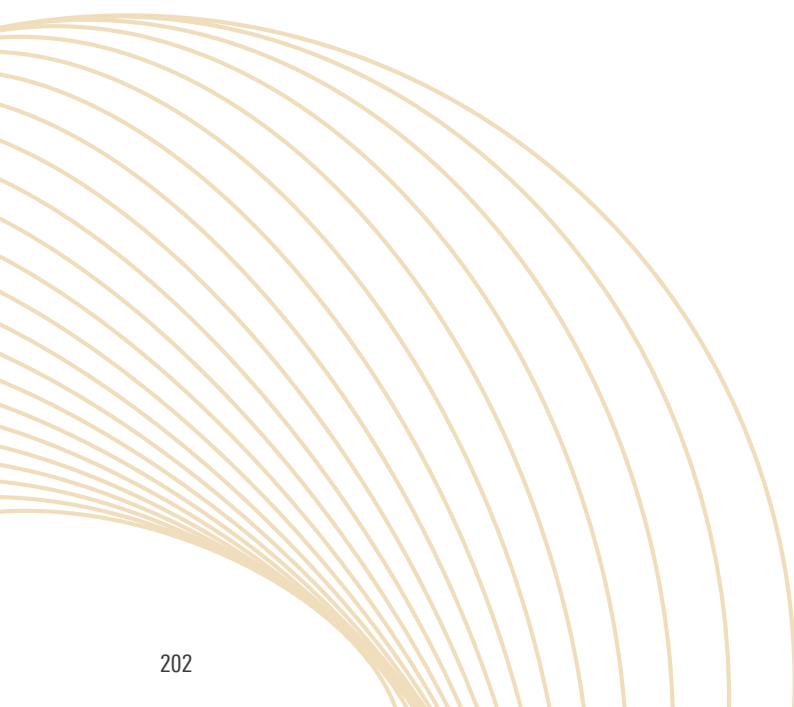
Nel 2019 sono risultate 1.043 offerte verdi delle imprese di vendita (851 nel 2018). L'attività di verifica delle offerte verdi è svolta a valle della pubblicazione dei mix energetici, ma alla data di pubblicazione del presente rapporto non sono disponibili informazioni relativamente al 2020.

Al GSE è assegnato il compito di effettuare le opportune verifiche di congruità tra le GO annullate dalle imprese di vendita e i dati di energia elettrica venduta da queste ultime nell'ambito delle offerte verdi. Qualora i suddetti controlli abbiano esito negativo, l'impresa di vendita in questione è chiamata a versare al GSE un corrispettivo pari al prodotto tra il numero di GO di cui non si è approvvigionata e il prezzo medio di negoziazione delle GO registrato dal GME. Eventuali ulteriori inadempienze sono segnalate all'ARERA per le azioni di propria competenza.

Al GSE è assegnato il compito di effettuare le opportune verifiche di congruità tra le GO annullate dalle imprese di vendita e i dati di energia elettrica venduta da queste ultime nell'ambito delle offerte verdi. Qualora i suddetti controlli abbiano esito negativo, l'impresa di vendita in questione è chiamata a versare al GSE un corrispettivo pari al prodotto tra il numero di GO di cui non si è approvvigionata e il prezzo medio di negoziazione delle GO registrato dal GME. Eventuali ulteriori inadempienze sono segnalate all'ARERA per le azioni di propria competenza.

6

INCENTIVAZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA E DELLE RINNOVABILI TERMICHE





2.096

unità di produzione per cui sono state presentate nel 2021 richieste procedibili per il riconoscimento della Cogenerazione ad Alto Rendimento

1,1 mln

Certificati Bianchi riconosciuti nel 2021

100.074

richieste per il Conto Termico nel 2021

INCENTIVAZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA E DELLE RINNOVABILI TERMICHE

6.1

LA COGENERAZIONE

Con il termine cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e di energia termica. Per produrre la sola energia elettrica si utilizzano generalmente centrali termoelettriche che disperdono parte dell'energia nell'ambiente: questa è energia termica di scarso valore termodinamico essendo a bassa temperatura. Per produrre la sola energia termica si usano tradizionalmente delle caldaie, che convertono l'energia primaria contenuta nei combustibili, di elevato valore termodinamico, in energia termica di ridotto valore termodinamico. Se un'utenza richiede contemporaneamente energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia e acquistare energia elettrica dalla rete, si può realizzare un ciclo termodinamico per produrre energia elettrica sfruttando i livelli termici più alti e cedendo il calore residuo a più bassa temperatura per soddisfare le esigenze termiche.

L'obiettivo fondamentale che si vuole perseguire con la cogenerazione è quello di sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile: a ciò consegue un minor consumo della fonte energetica utilizzata e un minor impatto ambientale. Il GSE è incaricato di svolgere molteplici attività inerenti la cogenerazione. In particolare, riconosce gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) e determina il numero di CB cui hanno diritto gli impianti CAR.

6.1.1 IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

Il D.Lgs. n.102/2014, con cui è stata recepita la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica e che ha abrogato la Direttiva 2004/8/CE e la Direttiva 2006/30/UE, non ha avuto un impatto sulle attività condotte dal GSE nell'ambito del riconoscimento CAR e del meccanismo di sostegno previsto per la cogenerazione, ma ha conferito alla Società nuovi compiti in tema di promozione, monitoraggio e supporto istituzionale. In particolare, in applicazione dell'art.10 il GSE ha predisposto un rapporto contenente una valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR, nonché del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti. Il Decreto, inoltre, ribadisce all'art.17 il ruolo di supporto del GSE al MiSE nell'ambito del monitoraggio della produzione da cogenerazione e dei relativi risparmi conseguiti. In particolare, entro il 30 aprile di ciascun anno, il MiSE, su proposta del GSE, approva e trasmette alla Commissione europea una relazione annuale sulla cogenerazione contenente dati statistici su: produzione di energia elettrica e calore, capacità di generazione installata, combustibili utilizzati e risparmi conseguiti. A decorrere dal 1° gennaio 2011, la CAR è quella che rispetta i requisiti previsti dalla Direttiva 2004/8/CE, ripresi dal D.Lgs. n. 20/2007 come integrato dal D.M. 4 agosto 2011. Il D.Lgs. n. 20/2007, per definire la CAR, utilizza un criterio basato sull'indice PES (Primary Energy Saving) che rappresenta il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica ed energia termica.

Il D.M. 5 settembre 2011 ha istituito il regime di sostegno per la CAR attraverso il riconoscimento dei CB, prevedendo che i benefici debbano essere riconosciuti sulla base del risparmio di energia primaria ottenuto. In applicazione del D.M. 4 agosto 2016 possono accedere a tale meccanismo anche impianti a bioliquidi sostenibili oggetto di riconversione in unità di CAR. Gli impianti riconosciuti CAR godono di alcuni benefici quali agevolazioni dal punto di vista delle condizioni tecnico-economiche per la connessione alla rete pubblica, ai sensi della Delibera ARERA ARG/elt 99/08 e, per gli impianti con potenza nominale inferiore a 200 kW, la possibilità di accedere al servizio di Scambio sul Posto, ai sensi della Delibera ARERA ARG/elt 74/08. Il Decreto del MiSE del 16 marzo 2017, inoltre, ha introdotto una procedura semplificata per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento, così come definiti dal D.Lgs. n. 20/2007, e di impianti di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili.

La procedura prevede che l'operatore comunichi esclusivamente con il gestore di rete per mezzo di modelli unici da compilare in occasione dell'inizio e della fine dei lavori. Il gestore di rete provvede, poi, allo scambio di informazioni con i Comuni, Terna e il GSE.

Esistono infine ulteriori vantaggi di cui la CAR può godere, quali:

- la priorità di dispacciamento, rispetto alla produzione da fonti convenzionali, dell'energia elettrica prodotta da unità CAR;
- l'accesso al premio FER - tariffe maggiorate per le unità di cogenerazione alimentate a fonte rinnovabile e qualificate FER (non cumulabile con i CB previsti per la cogenerazione), eventualmente abbinate a reti di teleriscaldamento, nel rispetto dei requisiti previsti dalla normativa specifica;
- il riconoscimento ASSPC e conseguente agevolazione sugli oneri generali di sistema per la quota autoconsumata.

Il Decreto del MiSE 4 agosto 2016, in attuazione del comma 11 quinquies dell'articolo 38 del D.L. n.133/2014, definisce condizioni e modalità per il riconoscimento di una maggiore valorizzazione dell'energia da CAR, ottenuta a seguito della riconversione di esistenti impianti a bioliquidi sostenibili che alimentano siti industriali o artigianali. In particolare, vengono individuate tre tipologie di riconversione per le quali è previsto l'accesso ai CB-CAR, secondo le modalità previste dal D.M. 5 settembre 2011.

6.1.2 IL RICONOSCIMENTO DELLA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO

Nel corso del 2021, relativamente alla produzione 2020 e alle richieste di valutazione preliminare, per 2.204 unità di produzione sono state presentate 2.213 richieste (nel 2020 furono ricevute 2.209 richieste), di cui:

- 108 valutazioni preliminari;
- 392 per il solo riconoscimento del funzionamento dell'unità in regime CAR;
- 1.706 per l'accesso al regime di sostegno dei Certificati Bianchi, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011;

- 6 per il riconoscimento alle unità qualificate di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento ai sensi del D.M. 24 ottobre 2005 (7 di cui 1 improcedibile);
- 1 ritenuta improcedibile poiché presentata non conformemente a quanto stabilito dalla normativa.

Sono state, inoltre, presentate 5 richieste per l'accesso al regime di sostegno dei Certificati Bianchi, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011 relativamente alla produzione 2019 per unità di produzione entrate in esercizio dal 1° gennaio 2019 e che, ai sensi di quanto disposto dal DL Rilancio, hanno potuto accedere al regime di sostegno previsto dal DM 5 settembre 2011 dalla data di entrata in esercizio (e non dal 1° gennaio dell'anno successivo).

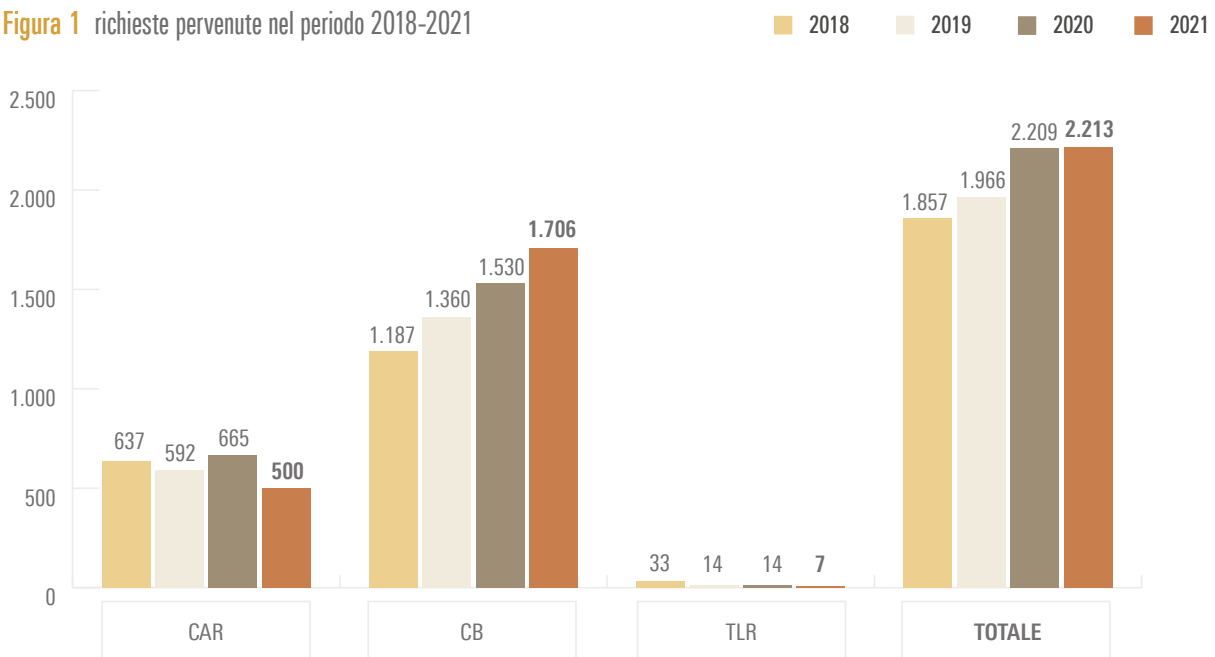
L'ambito di analisi del presente rapporto si riferisce alle richieste oggetto di istruttoria relativamente alla produzione 2020 e alle richieste di valutazione preliminare: 2.203 unità e 2.212 richieste. Focalizzando l'attenzione sulle richieste presentate negli ultimi quattro anni, 2018-2021, si nota un incremento nel numero complessivo di circa il 19% (6% tra il 2018 e il 2019, 12% tra il 2019 e il 2020 e nessun incremento tra il 2019 e il 2020).

Le richieste per il solo riconoscimento del funzionamento delle unità in regime CAR e le richieste di valutazione preliminare sono diminuite.

Le richieste per l'accesso al regime di sostegno dei CB ai sensi del D.M. 5 settembre 2011 hanno registrato un aumento di circa il 44% (15% tra il 2018 e il 2019, il 13% tra il 2019 e il 2020 e il 12% tra il 2020 e il 2021).

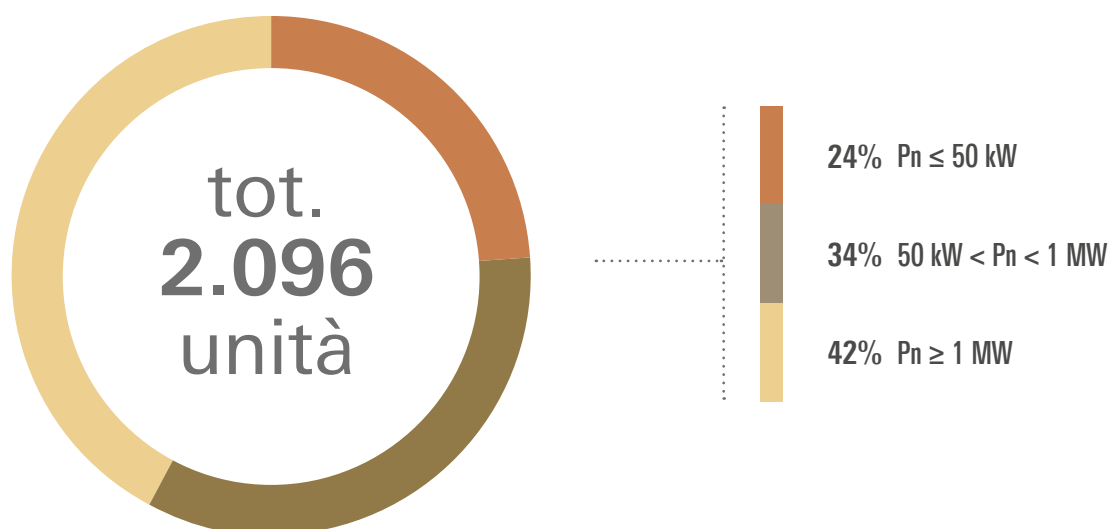
Nel 2020 il GSE ha riconosciuto circa 1,39 milioni di Certificati Bianchi CAR, (corrispondenti a un risparmio di energia primaria di 1,14 Mtep); il 74% dei titoli si riferisce a unità di cogenerazione esercite in ambito industriale, il 16% in ambito civile, il 10% nel terziario. Le richieste per il riconoscimento alle unità qualificate di cogenerazione abbinate a una rete di teleriscaldamento, presentabili solo per unità con qualifica IAFR ancora attiva ai sensi del D.M. 24 ottobre 2005, hanno avuto, invece, un decremento del 79% (-58% tra il 2018 e il 2019, 0% tra il 2019 e il 2020 e -50% tra il 2020 e il 2021). Questo calo è determinato dal termine del periodo di diritto all'incentivazione mediante CV (riconvertiti dal 1° gennaio 2016 in tariffa).

Figura 1 richieste pervenute nel periodo 2018-2021



Le unità per le quali è stata presentata richiesta a consuntivo sono 2.096, per una capacità di generazione complessiva pari a 7.642 MW. Tali unità hanno prodotto nel 2020 circa 31 TWh elettrici e 27 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 82 TWh. Esaminando le caratteristiche degli impianti, relative alle richieste presentate per la produzione 2020, si nota che più della metà degli stessi ha una potenza inferiore a 1 MW (piccola cogenerazione) e la sola microcogenerazione (potenza inferiore a 50 kW) rappresenta il 24% del totale. Non mancano, infine, esempi di grandi impianti di solito ubicati all'interno di importanti siti industriali. Per il 92% delle unità di cogenerazione la tecnologia adottata è il motore a combustione interna.

■ **Figura 2** suddivisione in base alla potenza delle unità di cogenerazione per le quali nel 2021 è stata presentata richiesta a consuntivo [100% = 2.096 unità]



■ **Figura 3** suddivisione in base alla tecnologia delle unità di cogenerazione per le quali nel 2021 è stata presentata richiesta a consuntivo [100% = 2.096 unità]

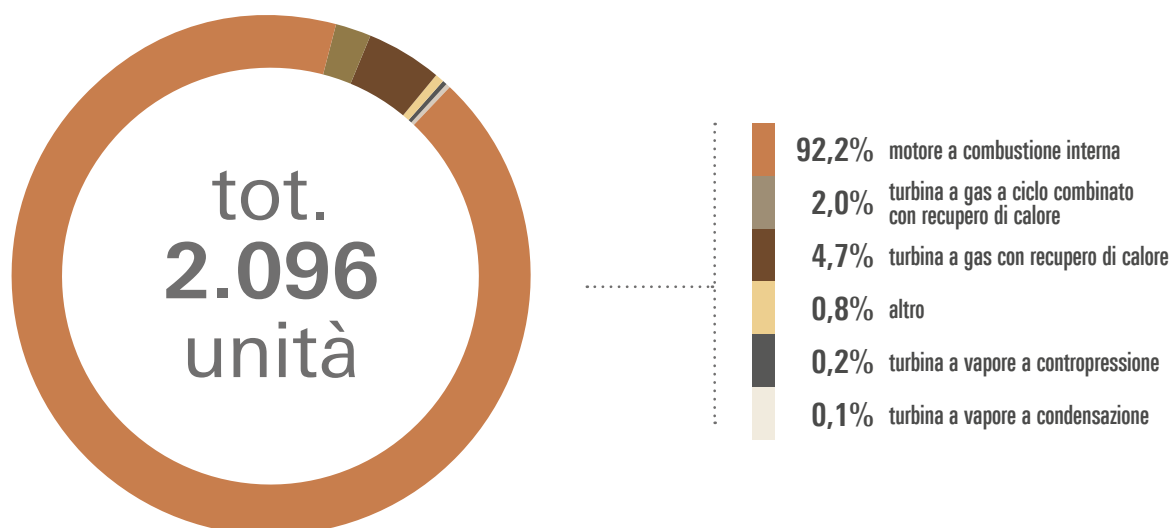


Figura 4 capacità di generazione delle unità per le quali nel 2021 è stata presentata richiesta a consuntivo, in funzione della tecnologia [100% = 7.642 MW]

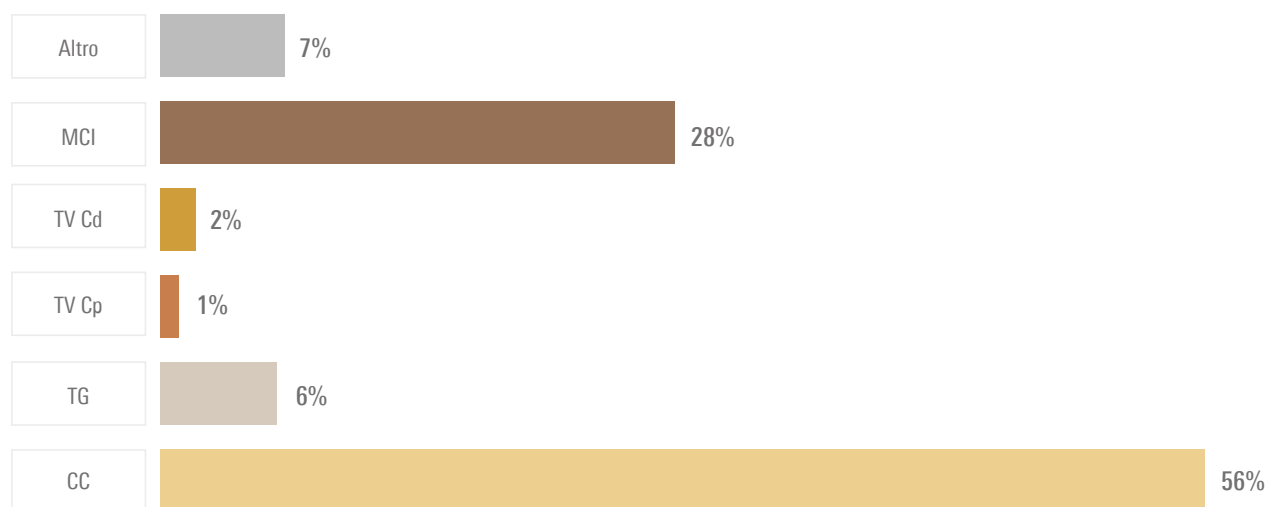


Tabella 1 capacità di generazione installata nelle unità di cogenerazione per le quali nel 2021 è stata presentata richiesta a consuntivo [MW]

Regione	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore (CC)	Turbina a gas con recupero di calore (TG)	Turbina a vapore a contropressione (TV Cp)	Turbina a vapore a condensazione (TV Cd)	Motore a combustione interna (MCI)	Altro	Totale
Abruzzo	102	0	0	0	50	0	153
Basilicata	52	0	0	0	11	0	63
Calabria	0	4	0	0	13	0	17
Campania	0	6	0	0	57	0	63
Molise	0	0	0	0	11	0	11
Puglia	0	7	0	0	20	5	32
Sardegna	0	0	0	0	1	0	1
Sicilia	393	0	0	0	14	0	407
Totale sud e isole	547	18	0	0	177	5	746
Lazio	114	12	0	0	159	0	284
Marche	52	8	0	0	29	0	88
Toscana	139	73	0	0	116	386	714
Umbria	0	6	0	0	34	0	41
Totale centro	305	98	0	0	338	386	1.127
Emilia Romagna	146	103	0	18	318	0	585
Friuli Venezia Giulia	114	14	0	0	66	22	215
Liguria	0	14	0	0	25	24	63
Lombardia	1.047	105	61	129	605	67	2.014
Piemonte	1.962	76	0	0	276	3	2.317
Trentino Alto Adige	113	24	1	0	58	0	196
Valle d'Aosta	0	1	0	0	7	0	8
Veneto	78	27	11	0	252	2	371
Totale nord	3.459	363	73	147	1.607	119	5.769
Totale	4.311	479	73	147	2.122	510	7.642

6.2

RISTORO DELL'ELEMENTO RE_{TEE} PER IMPIANTI TERMOELETTRICI ALIMENTATI A GAS NATURALE

6.2.1 IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

Con la Delibera 96/2020/R/eel, l'ARERA ha pubblicato le disposizioni in materia di revisione delle modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica e di applicazione delle componenti tariffarie RE e RET.

Il provvedimento introduce alcune innovazioni alla regolazione generale riguardo le modalità con le quali i prelievi di gas naturale destinati alla produzione di energia elettrica vengono assoggettati al pagamento di componenti aggiuntive funzionali alla copertura dei fabbisogni di gettito per oneri generali di sistema e, in particolare, delle componenti tariffarie RE e RET a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE).

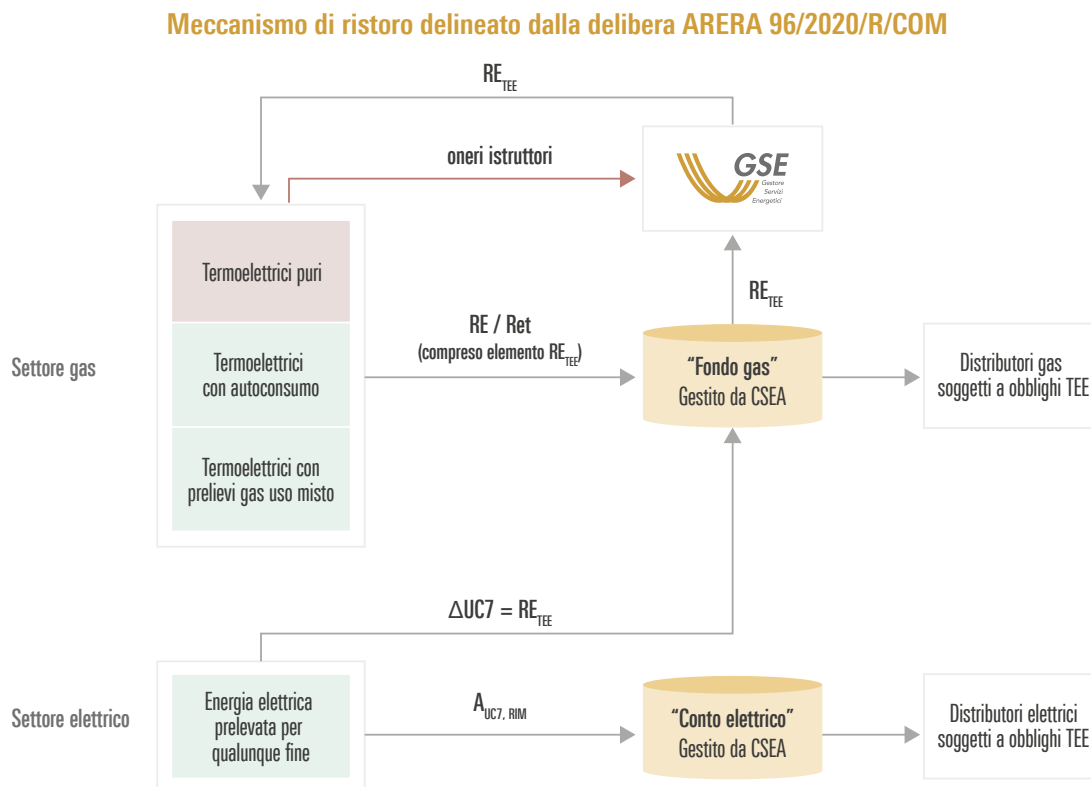
Il vigente assetto regolatorio prevede, infatti, che gli impianti termoelettrici, pur consumando gas naturale prelevato dalle reti di trasporto o distribuzione, non costituiscano dei veri e propri "clienti finali" del sistema energetico nel suo complesso poiché effettuano, di fatto, la trasformazione di un prodotto energetico (gas naturale in un determinato periodo temporale) in un altro (energia elettrica nel medesimo periodo temporale). L'imposizione degli oneri di sistema su detti consumi di gas naturale implica, di fatto, un implicito trasferimento dei costi ad essi connessi sui prezzi dell'energia elettrica attraverso le offerte presentate e accettate nei mercati dell'energia dalle suddette unità termoelettriche, con conseguenti distorsioni e inefficienze, sia a livello nazionale che europeo, e, in ultima analisi, costi maggiori per i clienti finali del settore elettrico.

Al fine di evitare effetti traslativi e distorsivi della corretta imputazione dei costi tra le diverse filiere, secondo la finalità generale di perseguimento del presupposto secondo il quale è opportuno che certe tipologie di oneri (es. tariffe di trasporto/distribuzione e oneri generali di sistema) vengano applicate solamente all'energia prelevata per usi finali e non a quella prelevata per attività di "trasformazione". La Delibera interviene, quindi, in tal senso disponendo che parte dell'onere derivante dall'imposizione delle componenti tariffarie RE e RET (limitatamente a quelli necessari alla copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica - RE_{TEE}), possa essere non più direttamente gravante sul gas naturale prelevato per alimentare le unità di produzione termoelettriche a fini della successiva immissione di energia elettrica in rete, ma possa essere invece traslato ai clienti finali elettrici.

Il meccanismo regolatorio introdotto con la Delibera prevede la facoltà, per i produttori termoelettrici che prelevano gas naturale per la produzione di energia elettrica da immettere in rete, di presentare al GSE istanza di accesso a un meccanismo di ristoro ex-post dei maggiori oneri sostenuti con il

pagamento delle componenti tariffarie gas RE/REt sulle forniture di gas naturale; detti maggiori oneri sono individuati pari all'elemento RE_{TEE} , quale parte delle componenti tariffarie RE/REt necessario alla copertura degli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE, secondo il seguente schema:

■ **Figura 5** schema di funzionamento del meccanismo di restituzione dell'elemento RE_{TEE} denominato "approccio omogeneo ex post"



Le richieste di accesso al meccanismo formulate dai produttori termoelettrici hanno validità di dodici mesi e possono essere oggetto di tacito rinnovo; l'accesso al meccanismo di agevolazione ha decorrenza dal 1° luglio 2021.

Sulle istanze presentate dai produttori il GSE effettua una apposita istruttoria di ammissione, basata sulle informazioni fornite dagli stessi e necessarie all'esatta identificazione e qualificazione degli impianti termoelettrici nonché sulle ulteriori informazioni possedute dal GSE in quanto già disponibili in relazione ad altri procedimenti amministrativi o, eventualmente, acquisite dal Registro Centrale Ufficiale (RCU) mediante scambio dati con il Gestore del Sistema Informativo Integrato.

Gli impianti termoelettrici ammissibili al meccanismo, appartengono a una delle seguenti tipologie:

- a. impianti termoelettrici "puri";
- b. impianti termoelettrici cogenerativi;
- c. impianti termoelettrici asserviti ad altri siti di qualunque natura;

Ai fini della determinazione di quantitativi di gas naturale agevolabili, la delibera dispone che siano assunti a riferimento:

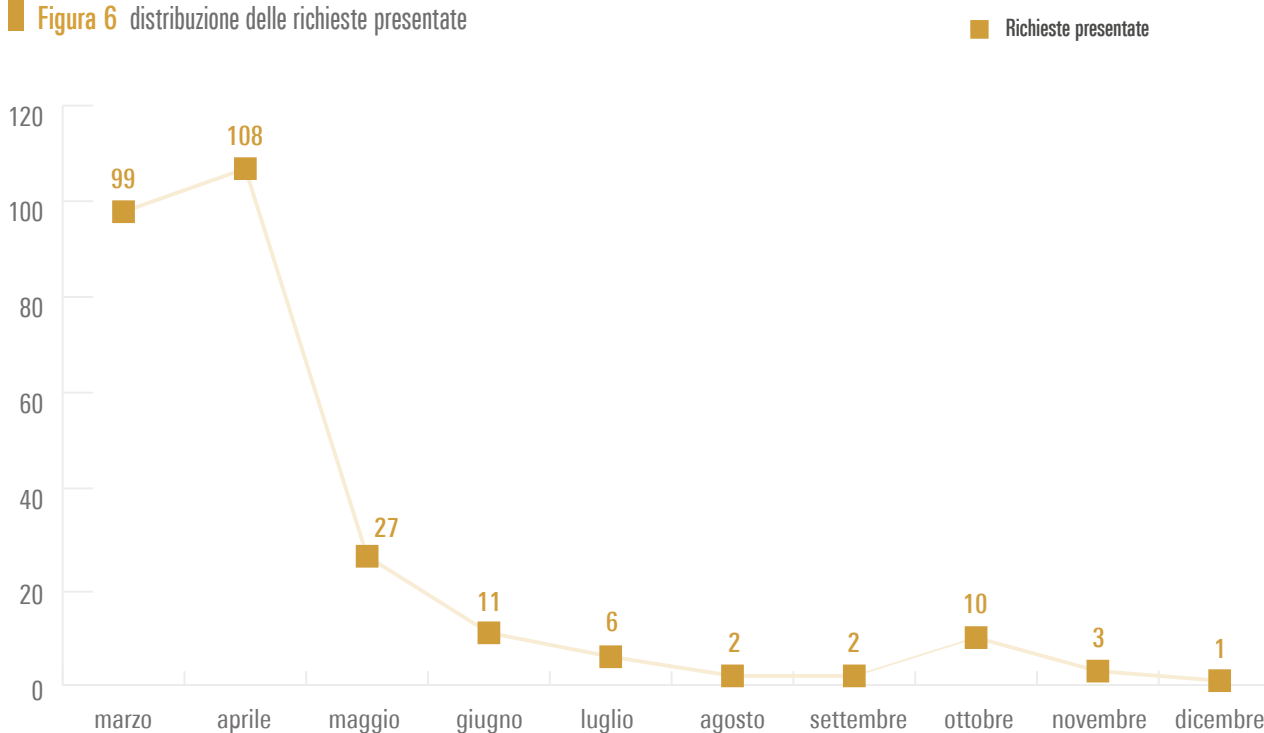
- nei casi di impianti termoelettrici puri: l'intera quantità di gas naturale prelevata dalla rete di trasporto o di distribuzione per la produzione termoelettrica;
- nei casi di impianti termoelettrici cogenerativi: la quantità di energia elettrica prodotta da gas naturale e immessa in rete, nonché un rendimento medio netto di produzione dell'energia elettrica assunto convenzionalmente pari al rendimento elettrico depurato;
- in tutti gli altri casi, considerando la quantità di energia elettrica da gas naturale e immessa in rete, nonché un rendimento medio netto di produzione dell'energia elettrica.

6.2.2 RUOLO E ATTIVITÀ DEL GSE

Nel corso del 2021, sono state presentate 269 richieste di qualifica relative, quindi, a un eguale numero di impianti.

La presentazione delle richieste si è concentrata maggiormente nei primi due mesi di entrata in funzione dell'applicativo informatico del GSE, ovvero nei mesi di marzo (99 richieste) e aprile (108 richieste), mentre da giugno in poi, l'intensità di presentazione delle richieste ha subito una brusca decelerazione (35 richieste complessive).

Figura 6 distribuzione delle richieste presentate



La maggior parte delle richieste è stata presentata per impianti termoelettrici cogenerativi. Per tale tipologia di impianti (tipologia b), sono state presentate 226 richieste. Gli impianti termoelettrici "puri" (tipologia a) sono stati 42. Il GSE ha qualificato, infine, un impianto termoelettrico multi-configurazione (tipologia d) costituito da una sezione termoelettrica ed un'unità di cogenerazione.

Le taglie degli impianti (capacità di generazione) sono state molto diverse tra di loro: dai 20 kW degli impianti più piccoli (di tipologia b: cogenerativi), agli oltre 3.000 MW degli impianti più grandi (di tipologia a: "puri"). In particolare, la taglia degli impianti termoelettrici "puri" è compresa tra i 50 MW e i 3.700 MW, mentre la taglia degli impianti termoelettrici "cogenerativi" è compresa tra 20 kW e i 1.200 MW.

Anche gli impianti alimentati a più combustibili si sono affacciati al meccanismo.

Delle 392 sezioni termoelettriche e unità di cogenerazioni costituenti i 269 impianti oggetto di richiesta, circa il 93% è alimentato interamente a gas naturale, mentre il rimanente 7% è alimentato da più combustibili.

Delle 269 richieste di qualifica presentate, più del 98% sono state accolte. Al netto di 3 richieste attualmente in corso di valutazione, solo 2 sono state respinte.

Nel corso del 2021, sono state presentate, inoltre, 11 richieste relative a comunicazioni di avvenuta modifica impiantistica (variazioni tecniche). 2 di queste fanno riferimento a interventi non significativi.

6.3

I CERTIFICATI BIANCHI

I Certificati Bianchi (CB), anche noti come Titoli di Efficienza Energetica (TEE), sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento dei risparmi di energia primaria realizzati attraverso progetti finalizzati all'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia.

6.3.1 IL QUADRO NORMATIVO

Il meccanismo dei Certificati Bianchi, introdotto dai Decreti Ministeriali del 24 aprile 2001, attualmente si configura come un regime obbligatorio di risparmio di energia primaria posto in capo ai distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti. L'obbligo è determinato sulla base del rapporto tra la quantità di energia elettrica e gas naturale distribuita dai singoli distributori e la quantità complessivamente distribuita sul territorio nazionale dalla totalità dei soggetti obbligati.

I soggetti obbligati possono adempiere alla quota d'obbligo realizzando direttamente i progetti di efficienza energetica per i quali vengono riconosciuti i TEE dal GSE oppure, in alternativa, acquistando i titoli attraverso le negoziazioni sul mercato dei TEE gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) o attraverso transazioni bilaterali.

Le Linee guida EEN 9/11, il D.M. 28 dicembre 2012 e il D.Lgs.102/2014 hanno introdotto rilevanti aggiornamenti sia in termini di ambiti di applicazione e soggetti eleggibili sia di strumenti operativi per il riconoscimento dei titoli. In particolare, le Linee guida EEN 9/11, fra le altre disposizioni, hanno modificato la modalità di riconoscimento dei titoli con l'introduzione del coefficiente di durabilità tau, anticipando negli anni di vita utile - cinque o otto, a seconda della tipologia di intervento - i risparmi conseguibili nel corso dell'intera vita tecnica dell'intervento. Il D.M. 28 dicembre 2012 ha assegnato al GSE la responsabilità della gestione del meccanismo, introducendo aggiornamenti soprattutto in merito alla possibilità di rendicontare risparmi conseguibili esclusivamente attraverso progetti ancora da realizzarsi o in corso di realizzazione e disciplinando le possibilità di cumulo dei CB con altre forme di incentivazione.

Successivamente il D.Lgs.102/2014, che ha recepito nell'ordinamento italiano la Direttiva 2012/27/UE, ha fissato un obiettivo di risparmio cumulato minimo da conseguire nel periodo 2014-2020, pari a 25,5 Mtep di energia finale, stabilendo un contributo per il meccanismo dei CB pari al 60% di tale obiettivo. Il Decreto, fra gli altri aggiornamenti, ai fini dell'accesso al meccanismo introduce l'obbligo di certificazione, rispettivamente, secondo le UNI CEI 11352 e UNI CEI 11339, per i soggetti di cui all'articolo 7, comma 1, lettere c), d) ed e) del Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012. Il D.M. 22 dicembre 2015 ha revocato le schede tecniche 40E, 47E, 36E e 21T e ha aggiornato la scheda 22T alla luce degli orientamenti dell'Unione europea per gli aiuti di stato e per garantire piena e più efficace attuazione del D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 e del D.Lgs. 4 luglio 2014, n.102.

Il 4 aprile 2017, a seguito della consultazione pubblica, è entrato in vigore il Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017 (di seguito Decreto Certificati Bianchi) che:

- a. determina gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti negli anni dal 2017 al 2020 attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi, in coerenza con gli obiettivi nazionali di efficienza energetica e in coordinamento con gli altri strumenti di sostegno e promozione dell'efficienza energetica;
- b. determina gli obblighi annui di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia a carico dei distributori di energia elettrica e di gas nel periodo tra il 2017 e il 2020;
- c. stabilisce, ai sensi dell'articolo 7, comma 5 del Decreto Legislativo n.102 del 2014, le nuove linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei Certificati Bianchi;
- d. definisce la metodologia di valutazione e certificazione dei risparmi conseguiti e le modalità di riconoscimento dei Certificati Bianchi;
- e. individua i soggetti che possono essere ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi e le modalità di accesso allo stesso;
- f. introduce misure per potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo dei Certificati Bianchi, anche mediante forme di semplificazione amministrativa;
- g. introduce misure volte a favorire l'adempimento degli obblighi previsti;
- h. aggiorna le disposizioni in materia di controllo e verifica dell'esecuzione tecnica ed amministrativa dei progetti ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi ed il relativo regime sanzionatorio.

In particolare, nell'ambito del punto d, ha introdotto la metodologia di valutazione per i progetti standardizzati "PS".

In considerazione dell'evoluzione del mercato dei titoli e della maturità del settore, è entrato in vigore il Decreto 10 maggio 2018, tramite cui:

- a. si aggiornano i criteri di determinazione del contributo tariffario, tra cui l'introduzione, fino alle sessioni valide per l'adempimento degli obblighi per il 2020, di un valore massimo di riconoscimento del contributo tariffario ai soggetti obbligati, a parziale copertura dei costi sostenuti per l'assolvimento dell'obbligo, pari a 250 €/TEE;
- b. si aggiornano i criteri di definizione del consumo di baseline in caso di interventi di sostituzione;
- c. si estende l'elenco degli interventi ammissibili con trenta nuovi tipi di interventi e si introduce un valore differenziato di vita utile a seconda se si tratti di intervento di nuova installazione ovvero di intervento di sostituzione;

- d. è pubblicato l'elenco degli interventi incentivabili attraverso il metodo di valutazione per progetti standardizzati;
- e. si stabilisce che il GSE potrà emettere Certificati Bianchi non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, a favore e su specifica richiesta dei soggetti obbligati, al fine di garantire la necessaria copertura della domanda in considerazione della riduzione della capacità di generazione annua di Certificati Bianchi prevista;
- f. sono aggiornati:
 - i criteri di cumulabilità dei Certificati Bianchi con altre forme di incentivazione;
 - i termini per la verifica periodica di obiettivi e obblighi;
 - i termini per la compensazione dell'obbligo residuo;
 - i criteri di copertura degli oneri per l'adempimento degli obblighi.

Successivamente, con il Decreto Direttoriale 30 aprile 2019 è stato aggiornato l'elenco dei progetti di efficienza energetica ammissibili ed è stata approvata la guida operativa volta a promuovere l'individuazione, la definizione e la presentazione di progetti nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, prevista dal comma 1 dell'articolo 15 del Decreto 11 gennaio 2017. La Guida è suddivisa in tre distinte parti:

- i. chiarimenti operativi per la presentazione dei progetti;
- ii. guide settoriali relative a specifici settori produttivi e tecnologie:
 - a. processo produttivo della ceramica
 - b. processo produttivo del vetro
 - c. processo di lavorazione delle materie plastiche
 - d. processo produttivo della carta
 - e. tecnologie per la produzione di energia termica e frigorifera
 - f. il servizio idrico integrato
- iii. interventi di efficienza energetica non ammissibili. Elenco non esaustivo degli interventi di efficienza energetica che non rispettano i requisiti di cui all'articolo 6 del Decreto 11 gennaio 2017 e s.m.i..

Con il Decreto Direttoriale 9 maggio 2019 è stata approvata la guida operativa per l'emissione dei Certificati Bianchi non derivanti da progetti di efficienza energetica con cui, tra l'altro, è stato chiarito che il soggetto obbligato per chiedere l'emissione di tali Certificati Bianchi debba avere la disponibilità sul proprio conto proprietà, a partire dalla data di richiesta al GSE e fino alla data di assolvimento dell'obbligo, di un ammontare di TEE (derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica) pari almeno al 30% dei Certificati necessari al conseguimento del proprio obbligo minimo pari al 60% dell'obbligo dell'anno "n".

Con la pubblicazione del Decreto Interministeriale 1° luglio 2020, invece, è stata aggiornata la lista dei progetti eleggibili al sistema dei Certificati Bianchi. Il provvedimento rientra nelle azioni di potenziamento della politica di promozione dell'efficienza energetica, prevista dal PNIEC, e precede l'emanazione nei prossimi mesi del decreto ministeriale che fissa gli obiettivi per il sistema dei Certificati Bianchi per il periodo 2021-2024.

Successivamente l'ARERA, con la Delibera 270/2020/R/efr del 14 luglio 2020, ha approvato la revisione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE.

Più recentemente, in data 31 maggio 2021 è stato pubblicato il Decreto Ministeriale 21 maggio 2021 che, modificando e aggiornando il Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017, ha anche determinato gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024.

■ **Tabella 2** obiettivi quantitativi nazionali di risparmio di energia primaria 2017-2021 [Mtep]

	2017	2018	2019	2020	2021
Obiettivi di risparmio energia primaria [Mtep]	7,14	8,32	9,71	11,19	1

■ **Figura 7** obblighi di incremento dell'efficienza energetica 2021-2024



I distributori di energia elettrica sono tenuti, nel periodo 2021-2024, a realizzare misure e interventi che comportino una riduzione dei consumi di energia primaria, espressa in numero di Certificati Bianchi, secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:

0,45 milioni di Certificati Bianchi
da conseguire nell'anno 2021

0,75 milioni di Certificati Bianchi
da conseguire nell'anno 2022

1,05 milioni di Certificati Bianchi
da conseguire nell'anno 2023

1,08 milioni di Certificati Bianchi
da conseguire nell'anno 2024



I distributori di gas naturale sono tenuti, nel periodo 2021-2024, a realizzare misure e interventi che comportino una riduzione dei consumi di energia primaria, espressa in numero di Certificati Bianchi, secondo le seguenti quantità e cadenze annuali:

0,55 milioni di Certificati Bianchi
da conseguire nell'anno 2021

0,93 milioni di Certificati Bianchi
da conseguire nell'anno 2022

1,30 milioni di Certificati Bianchi
da conseguire nell'anno 2023

1,34 milioni di Certificati Bianchi
da conseguire nell'anno 2024

In sintesi, al fine di potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo, il Decreto:

- a. determina gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti negli anni dal 2017 al 2020 e per il periodo dal 2021 al 2024 attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi, in coerenza con gli obiettivi nazionali di efficienza energetica e in coordinamento con gli altri strumenti di sostegno e promozione dell'efficienza energetica;
- b. determina gli obblighi annui di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia a carico dei distributori di energia elettrica e di gas nel periodo tra il 2017 e il 2020 e per il periodo dal 2021 al 2024;
- c. stabilisce le disposizioni per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei Certificati Bianchi;
- d. definisce la metodologia di valutazione e certificazione dei risparmi conseguiti e le modalità di riconoscimento dei Certificati Bianchi;
- e. individua i soggetti che possono essere ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi e le modalità di accesso allo stesso;
- f. introduce misure per potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo dei Certificati Bianchi, anche mediante forme di semplificazione amministrativa nonché modalità alternative o aggiuntive di conseguimento dei risultati e di attribuzione dei benefici funzionali al conseguimento degli obiettivi di cui alla lettera a);
- g. introduce misure volte a favorire l'adempimento degli obblighi previsti, ivi incluse le misure straordinarie per l'assolvimento degli obblighi per l'anno 2020;
- h. aggiorna le disposizioni in materia di controllo e verifica dell'esecuzione tecnica ed amministrativa dei progetti ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi ed il relativo regime sanzionatorio.

Allo stesso tempo, in considerazione delle risultanze del monitoraggio dell'andamento del mercato dei titoli e degli effetti sul meccanismo derivanti dall'emergenza sanitaria legata al COVID-19, il D.M. 21 maggio 2021 prevede misure straordinarie e transitorie volte a ristabilire la normale operatività del meccanismo e l'equilibrio del suddetto mercato riducendo l'obiettivo quantitativo da conseguire nell'anno d'obbligo 2020, il quale è passato da 11,19 a 5,08 milioni di Certificati Bianchi.

Con l'intento di favorire il conseguimento dell'obiettivo di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali al 2030 il Legislatore definisce nuove modalità di attribuzione dei benefici. A tal proposito, il D.M. 21 maggio 2021 dispone che con successivo Decreto MiTE, d'intesa con la Conferenza unificata e sentita ARERA, sarà definito un meccanismo delle aste al ribasso per la quantificazione del valore economico degli incentivi riconoscibili ai progetti di efficienza energetica.

Alla luce del mutato contesto normativo e di mercato, il D.M. 21 maggio 2021 prevede la possibilità di revisione degli obiettivi annui di risparmio energetico e delle condizioni per l'accesso all'emissione di Certificati Bianchi non derivanti dalla realizzazione di efficienza energetica in favore dei soggetti obbligati a fronte della valutazione periodica delle dinamiche caratteristiche del mercato dei titoli e delle risultanze delle sessioni di annullamento.

6.3.2 RUOLO E ATTIVITÀ DEL GSE

Il GSE, nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, è responsabile dell'attività di gestione del processo di valutazione e certificazione dei risparmi relativi ai progetti di efficienza energetica incentivati. In particolare, il GSE:

- svolge l'attività di valutazione e certificazione dei risparmi di energia primaria conseguiti attraverso la realizzazione dei progetti. Inoltre, in collaborazione con ENEA e RSE, può proporre l'aggiornamento della tabella degli interventi ammissibili e dell'elenco dei progetti standardizzati;
- svolge il controllo sugli interventi di efficienza energetica mediante verifiche documentali ovvero ispezioni e sopralluoghi in situ, al fine di accertare la corretta esecuzione tecnica ed amministrativa dei progetti per i quali è stato richiesto o concesso l'accesso agli incentivi;
- trasmette, avvalendosi del supporto del GME, una relazione sull'attività svolta e sui progetti realizzati al Ministero della Transizione Ecologica, alla Conferenza unificata, e all'ARERA;
- svolge attività di verifica del livello di conseguimento degli obblighi da parte dei soggetti obbligati;
- in collaborazione con ENEA e RSE, predispone e sottopone al MiSE e al MiTE, una guida operativa per promuovere l'individuazione, la definizione e la presentazione di progetti, corredata di tutte le informazioni utili alla predisposizione delle richieste di accesso agli incentivi, nonché della descrizione delle migliori tecnologie disponibili, tenendo in considerazione anche quelle identificate a livello europeo, delle potenzialità di risparmio in termini economici ed energetici derivanti dalla loro applicazione che fornisca indicazioni in merito all'individuazione del consumo di riferimento.

Tenuto conto delle tempistiche dettate dal procedimento amministrativo, nell'anno 2021 il GSE, con riferimento esclusivamente ai progetti e alle richieste di verifica e certificazione dei risparmi presentati nell'anno 2021, al 28 febbraio 2022 ha concluso 869 valutazioni di progetti e di richieste di verifica della certificazione dei risparmi presentati ai sensi del Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012, nonché 369 progetti e rendicontazioni presentate ai sensi del Decreto 11 gennaio 2017 e s.m.i. In particolare, circa il 69% dei progetti presentati dagli operatori nell'anno 2021 sono stati valutati dal GSE.

6.3.3 CERTIFICATI BIANCHI RICONOSCIUTI NEL 2021

Nel corso dell'anno 2021 sono state presentate complessivamente 947 richieste, nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi definito dal D.M. 28 dicembre 2012. In particolare:

- 764 Richieste di Verifica e Certificazione a consuntivo (RVC-C), pari al 81% del totale delle richieste annuali, di cui 21 prime rendicontazioni relative a PPPM approvate negli anni precedenti e per cui non erano ancora stati riconosciuti titoli;
- 183 Richieste di Verifica e Certificazione analitica (RVC-A) che costituiscono il 19% del totale delle richieste annuali.

Ai sensi del D.M. 11 gennaio 2017 e s.m.i., invece, sono state presentate complessivamente 845 richieste, nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi definito dal Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017 e s.m.i. In particolare:

- 418 progetti a consuntivo (PC), pari al 92% del totale dei progetti annuali;
- 36 progetti standardizzati (PS);
- 318 richieste a consuntivo (RC) pari al 95% del totale delle rendicontazioni annuali;
- 15 Richieste standardizzate (RS);
- 52 Comunicazioni Preliminari (CP);
- 6 Richieste di Verifica Preliminare (RVP).

Per l'anno di riferimento, il GSE ha riconosciuto circa 1,1 mln di TEE a cui corrispondono risparmi di energia primaria pari a circa 0,40 Mtep. Complessivamente, dall'avvio del meccanismo (2006) al 2020 sono stati riconosciuti circa 57,1 mln di TEE corrispondenti a circa 28,9 Mtep di risparmio di energia primaria.

Tabella 3 sintesi dei progetti, TEE riconosciuti e risparmi certificati nel 2021

	RVC-C	RVC-A	RVC-S	PC	PS	RC	RS	CP	RVP	Totale
N° richieste presentate	764	183	-	418	36	318	15	52	6	1.792
N° TEE riconosciuti	788.135	28.162	254.407	-	-	49.724	244			1.120.672
Risparmi energia primaria [tep]	242.690	10.280	93.337	-	-	49.724	244			396.275

Tabella 4 TEE riconosciuti per metodo di valutazione nel periodo 2013-2021

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Titoli riconosciuti per RVC-C	4.845.379	6.155.306	3.251.882	2.646.328	3.534.850	2.372.533	1.879.594	1.085.210	788.135
Titoli riconosciuti per RVC-A	288.126	217.370	179.327	436.848	138.725	85.139	70.389	43.843	28.162
Titoli riconosciuti per RVC-S	984.315	1.156.297	1.597.855	2.434.715	2.134.256	1.375.312	956.356	583.647	254.407
Titoli riconosciuti per RC	-	-	-	-	-	-	1.356	8.117	49.724
Titoli riconosciuti per RS	-	-	-	-	-	-	-	86	244
Totale	6.117.820	7.528.973	5.029.064	5.517.891	5.807.831	3.832.984	2.907.695	1.720.903	1.120.672

L'anno 2021 ha fatto registrare un decremento di circa il 35% dei titoli riconosciuti rispetto al 2020, anno in cui sono stati riconosciuti circa 1,7 mln di titoli. I TEE riconosciuti nel 2021, a seguito dell'accoglimento con esito positivo delle RVC e delle RC, sono così suddivisi:

- 788.135 TEE afferiscono a metodi di valutazione a consuntivo (RVC-C); tali metodi di valutazione consentono di quantificare il risparmio netto conseguibile attraverso uno o più interventi, in conformità a un programma di misura proposto dal soggetto titolare del progetto (PPPM);
- 28.162 TEE afferiscono a metodi di valutazione analitici (RVC-A); tali metodi consentono di quantificare il risparmio lordo conseguibile sulla base di un algoritmo di valutazione predefinito e della misura diretta di alcuni parametri di funzionamento del sistema a seguito della realizzazione dell'intervento;
- 254.407 TEE afferiscono a metodi di valutazione standardizzata (RVC-S); tali metodi consentono di quantificare il risparmio specifico lordo annuo dell'intervento, attraverso la determinazione dei risparmi relativi a una singola unità fisica di riferimento, senza procedere a misurazioni dirette;
- 49.724 TEE afferiscono alle richieste a consuntivo (RC); tali metodi di valutazione consentono di quantificare il risparmio netto conseguibile a seguito di progetti a consuntivo (PC) approvati;
- 244 TEE afferiscono alle richieste standardizzate (RS); tali metodi di valutazione consentono di quantificare il risparmio netto conseguibile a seguito di progetti standardizzati (PS) approvati.

In particolare, ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012, per le RVC-C si registra che il 69,2% dei TEE riconosciuti dal GSE per l'anno 2021 si riferisce a progetti di efficienza energetica realizzati nel settore industriale (pari a circa 741.000 titoli), mentre la quota restante è rispettivamente rappresentata dal

23,6% del settore civile (circa 252.000 titoli), dal 5,4% dagli interventi relativi all'illuminazione (circa 58.000 TEE) e l'1,8% dagli interventi relativi al settore reti e trasporti (circa 19.000 TEE).

Nello specifico, analogamente a quanto avvenuto negli ultimi anni, la maggioranza assoluta dei TEE è stata riconosciuta a progetti di efficienza energetica realizzati nel settore industriale pari a circa il 90% dei titoli riconosciuti attraverso le certificazioni a consuntivo.

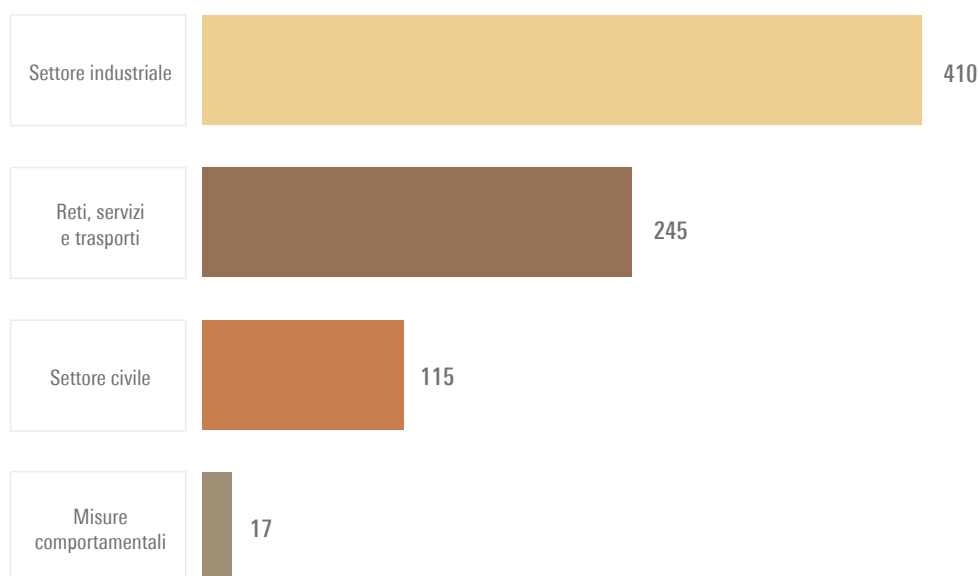
A tal proposito, si evidenzia che circa il 52% dei TEE riconosciuti attraverso le RVC-C si riferisce ad interventi relativi alla generazione o recupero di calore per raffreddamento o essiccazione (IND-T), mentre circa il 35% dei TEE riconosciuti attraverso le RVC-C si riferiscono ad interventi relativi all'ottimizzazione energetica dei processi produttivi e dei layout di impianto (IND-FF).

Nel settore civile, che complessivamente rappresenta quasi il 4% delle RVC-C, gli interventi si riferiscono prevalentemente alla generazione di calore/freddo per climatizzazione e produzione di acqua calda (CIV-T) e al settore residenziale, agricolo e terziario: riduzione dei fabbisogni di energia con e per applicazioni ICT (CIV-INF).

Per le RVC-A, risulta invece che oltre il 42% dei TEE è rappresentato da una scheda tecnica applicata in ambito civile, ovvero all'installazione di impianti termici centralizzati nel settore civile e alla riduzione dei fabbisogni di energia con e per applicazioni ICT (26T), mentre le altre schede tecniche sono caratterizzate da percentuali inferiori.

Ai sensi del D.M. 11 gennaio 2017 e s.m.i., invece, la quasi totalità dei TEE erogati sono afferenti al settore industriale.

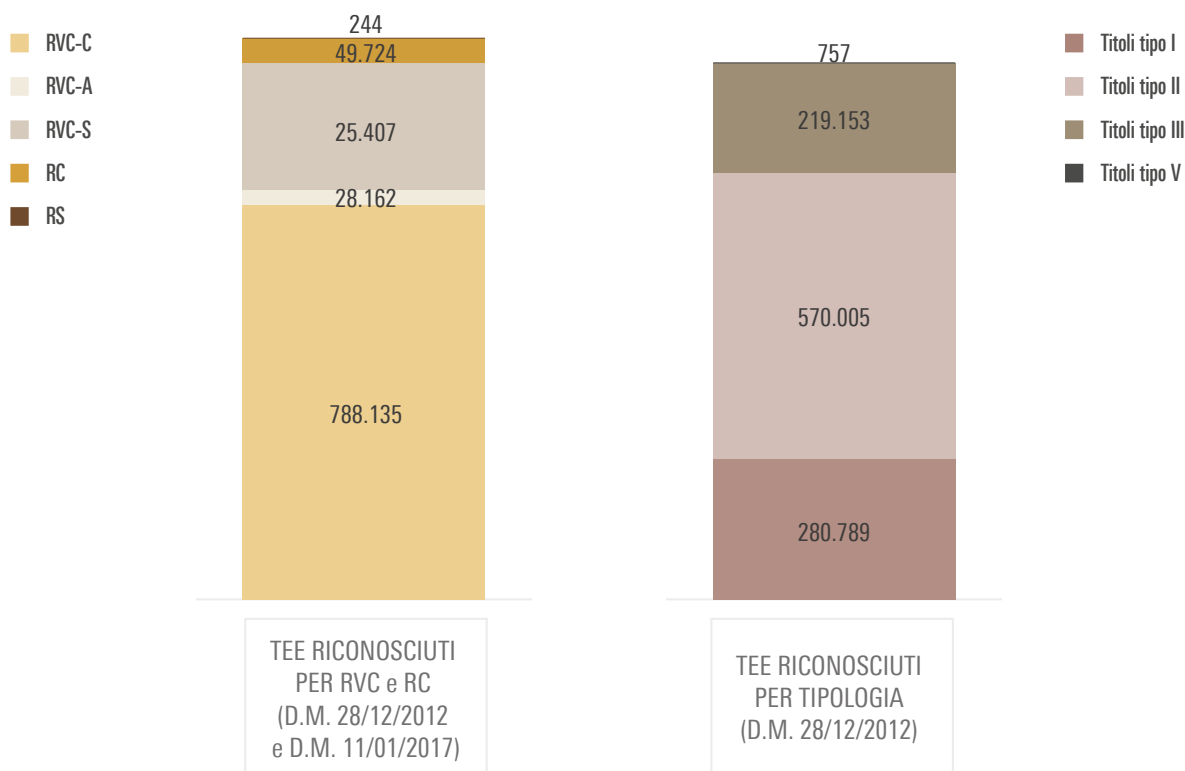
Figura 8 progetti a consuntivo (PC), (PS) e (RC) presentati nel 2021 per settore di intervento



I TEE riconosciuti nell'anno solare 2021 ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012:

- per il 26% riguardano risparmi di energia primaria conseguiti attraverso progetti di efficienza energetica per la riduzione dei consumi di energia elettrica (TIPO I);
- per il 53% riguardano risparmi di energia primaria conseguiti attraverso progetti di efficienza energetica per la riduzione dei consumi di gas naturale (TIPO II);
- per circa il 20% riguardano risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti (TIPO III).

Figura 9 suddivisione dei TEE 2021 per metodo di valutazione e per tipologia di risparmio [migliaia di TEE; totale 2021 = 1.721 migliaia di TEE]



Per quanto riguarda i CB riconosciuti per la CAR, relativamente alla produzione dell'anno 2020 il GSE ha riconosciuto 1.360.006 TEE II CAR, di cui 1.099.225 rilasciati sul conto proprietà degli operatori e 260.781 oggetto di ritiro da parte del GSE.

6.4

IL PROGRAMMA PREPAC

Nell'ambito delle misure rivolte al miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici della PA introdotte dal D.Lgs. n.102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, il Decreto del MiSE 16 settembre 2016 ha definito le modalità di attuazione del programma di interventi per il miglioramento della prestazione energetica degli immobili della PA centrale (c.d. PREPAC). Il programma è finalizzato a riqualificare almeno il 3% annuo della superficie utile del patrimonio edilizio della PA centrale, in ottemperanza a quanto previsto dalla direttiva europea 2012/27 sull'efficienza energetica. Il decreto dà il via libera ai finanziamenti per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici della PA centrale, per i quali il D.Lgs. 102/2014 ha stanziato 355 mln€ nel periodo 2014-2020. Il coordinamento e monitoraggio dello stato di avanzamento del Programma è assegnato alla cabina di regia per l'efficienza energetica, istituita dal MiSE e dal MiTE. Il GSE, insieme all'ENEA, fornisce supporto tecnico alle attività della cabina di regia.

Nel corso del 2021 sono state presentate alla cabina di regia le graduatorie dei progetti ammissibili a valere sulla call 2020, le quali dovranno essere approvate con Decreto Direttoriale del MiTE.

Inoltre, sono state avviate a settembre le procedure di valutazione per la call 2021, che ha stimolato la presentazione di 51 proposte progettuali, per circa 70 mln€. Il GSE ha curato la valutazione di 25 proposte di progetto, per un possibile impegno di spesa di circa 35 mln€.

6.5

IL CONTO TERMICO

Il Conto Termico è lo strumento messo a disposizione dei privati e della PA per incentivare la realizzazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Disciplinato dal D.M. 16 febbraio 2016, recante aggiornamenti del D.M. 28 dicembre 2012, il Conto Termico concorre al raggiungimento degli obiettivi nazionali previsti dai Piani di azione per le energie rinnovabili e per l'efficienza energetica.

Il GSE è il soggetto responsabile dell'attuazione e gestione del sistema di incentivazione e provvede a diffondere la conoscenza delle opportunità offerte dallo strumento, mettere a disposizione dei soggetti destinatari degli incentivi gli strumenti utili a promuovere l'effettuazione degli interventi di riqualificazione energetica, nonché ad assegnare e a erogare gli incentivi secondo le modalità e i criteri specificati nelle Regole applicative. Al GSE è anche affidata la funzione di controllo sugli interventi incentivati tramite verifiche documentali e sopralluoghi.

6.5.1 TRATTI DISTINTIVI DEL SISTEMA INCENTIVANTE

Gli interventi incentivabili mediante il Conto Termico sono volti alla riqualificazione del patrimonio edilizio grazie a un processo di trasformazione dell'assetto edificio-impianto mediante la sostituzione degli elementi preesistenti e operano per il raggiungimento dell'efficienza stimolando la riduzione del fabbisogno di energia termica, la produzione di energia necessaria attraverso apparecchi più performanti e, infine, l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione dell'energia termica necessaria agli usi finali. Il D.M. 16 febbraio 2016 ha aggiornato il precedente D.M. 28 dicembre 2012, favorendo un più ampio accesso alle risorse per imprese, famiglie e Pubblica Amministrazione e al contempo recependo tutte le disposizioni normative, anche di natura tecnica, adottate negli ultimi anni con impatto sulle tipologie di investimento incentivate.

Possono accedere al sistema di incentivazione gli interventi realizzati dalle amministrazioni pubbliche e dai soggetti privati, direttamente, oppure avvalendosi di una ESCo (Energy Service Company), mediante contratti di prestazione o di servizi energetici.

Il decreto definisce due diverse modalità di accesso al meccanismo di incentivazione:

- **accesso diretto:** procedura disponibile per soggetti pubblici e privati; è consentita a seguito della conclusione degli interventi;
- **prenotazione:** consentita alle sole amministrazioni pubbliche e alle ESCo che operano per loro conto, ad esclusione delle cooperative di abitanti e cooperative sociali; è relativa ad interventi ancora da realizzare.

Il Conto Termico stanzia per la PA 200 mln€ annui (di cui fino a 100 mln€ per la procedura a prenotazione) a sostegno di interventi riconducibili a due principali categorie:

INCREMENTO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA DEGLI EDIFICI ESISTENTI

- isolamento termico di superfici opache;
- sostituzione di chiusure trasparenti;
- sostituzione impianti di climatizzazione invernale con generatori di calore a condensazione;
- installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento;
- trasformazione degli edifici esistenti in «edifici a energia quasi zero» (nZEB);
- sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne con sistemi efficienti di illuminazione;
- installazione di tecnologie di gestione e controllo automatico (building automation).

SOSTITUZIONE DI IMPIANTI ESISTENTI PER LA CLIMATIZZAZIONE INVERNALE CON IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI O CON SISTEMI AD ALTA EFFICIENZA

- pompe di calore per climatizzazione eventualmente abbinata alla produzione acqua calda sanitaria;
- caldaie, stufe, camini e termocamini alimentati a biomassa;
- impianti solari termici per climatizzazione, produzione di acqua calda sanitaria o calore di processo, anche abbinati a sistemi di solar cooling;
- scaldacqua a pompe di calore;
- impianti ibridi a pompa di calore per la climatizzazione invernale.

I privati, per i quali è riservata una quota di 700 mln€ annui, possono accedere al meccanismo incentivante esclusivamente per la realizzazione di interventi di categoria 2. Sulla base delle spese ammissibili sostenute, gli incentivi per gli interventi di categoria 1 sono riconosciuti nel rispetto dei limiti percentuali¹ e dei massimali di costo unitario e complessivo previsti per ciascuna tipologia di intervento.

Per gli interventi di categoria 2, l'incentivo è calcolato in base alla producibilità presunta per ogni zona climatica, alla tecnologia e alla taglia dell'impianto, ed in ogni caso deve essere inferiore al 65% delle spese sostenute.

Gli interventi sono incentivabili dal Conto Termico se non superano precise soglie dimensionali, così modificate dal D.M. 16 febbraio 2016: la potenza massima dell'impianto termico dell'edificio è stata innalzata da 1.000 kW a 2.000 kW, mentre per i collettori solari la superficie lorda dell'impianto è stata innalzata da 1.000 m² a 2.500 m². Sono stati altresì innalzati i massimali degli incentivi riconoscibili per gli interventi di categoria 1.

Il D.M. 16 febbraio 2016 ha inoltre ampliato la gamma dei soggetti ammessi a beneficiare degli incentivi, consentendo anche alle cooperative sociali e alle società a patrimonio interamente pubblico (cui è conferita la gestione di reti e servizi locali di rilevanza pubblica) di accedere al sistema di incentivazione per gli interventi riservati alle amministrazioni pubbliche.

Sono state infine agevolate le modalità di pagamento; la nuova disciplina ha confermato l'erogazione del contributo in 1, 2 o 5 rate annuali in funzione della taglia e della tipologia di intervento, introducendo, per le richieste presentate dai privati, il pagamento in un'unica soluzione per importi fino a 5.000 € mentre per la PA sono previsti pagamenti in un'unica soluzione anche per valori eccedenti questa cifra.

¹ Fino al 65% per la trasformazione degli edifici esistenti in «edifici a energia quasi zero» (nZEB); fino al 40% per gli interventi di isolamento termico o di sostituzione di chiusure finestrate, incrementabile fino al 55% se l'isolamento è accompagnato da un intervento sull'impianto (caldaia a condensazione, pompe di calore, solare termico, ecc.); fino al 40% per l'installazione di schermature solari, illuminazione di interni, installazione di tecnologie di building automation.

Per l'accesso su prenotazione, è previsto il pagamento di una rata di acconto al momento della comunicazione dell'avvio lavori e il saldo alla conclusione dell'intervento. L'importo in acconto, a seconda del tipo di intervento, può essere pari al 40% o al 50% dell'incentivo riconosciuto.

L'incentivo viene erogato entro l'ultimo giorno del mese successivo al bimestre in cui ricade la data di accettazione del contratto. Per spese sostenute in un'unica soluzione fino a 5.000 € sono ammessi pagamenti effettuati con carta di credito.

6.5.2 I RISULTATI 2013-2021

Nel 2021 il meccanismo ha confermato l'andamento positivo registrato negli ultimi anni. Il solo anno 2021 ha registrato volumi di richieste pari al 25% di tutto ciò che è pervenuto negli anni precedenti (2013-2020).

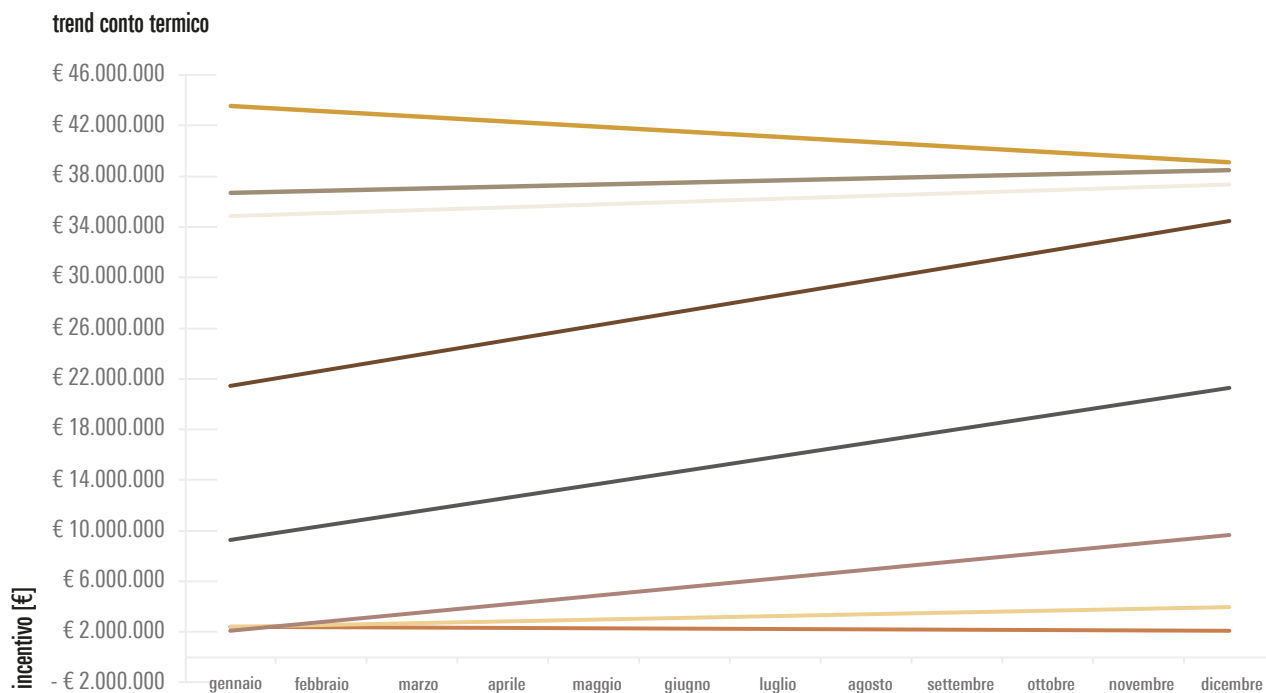
Nel 2021, sebbene siano pervenute meno richieste dell'anno precedente, 100.074 a fronte delle 113.498 del 2020, ad esse è corrisposto un incentivo pari a 496,1 mln€, con una crescita del 10% rispetto al 2020. Si è inoltre osservato nell'ultimo anno un aumento degli importi richiesti per la modalità di accesso "a prenotazione" da parte della PA, con una richiesta di ammissione agli incentivi per quasi 167 mln€ nel 2021.

Tabella 5 richieste di incentivazione pervenute e relativo incentivo (2013-2021)

Periodo	accesso diretto		prenotazione		registri		totale	
	n. richieste	incentivo richiesto [mln€]	n. richieste	incentivo richiesto [mln€]	n. richieste	incentivo richiesto [mln€]	n. richieste	incentivo richiesto [mln€]
2013-2014	9.613	32,4	131	4,6	33	5,1	9.777	42,1
2015	8.241	34,7	5	0,2	17	3,2	8.263	38,1
2016	14.814	49,5	141	18,8	*	*	14.955	68,3
2017	42.894	121,5	333	61,7	*	*	43.227	183,2
2018	92.461	247,8	489	87,9	*	*	92.950	335,7
2019	113.856	320,9	474	112,3	*	*	114.330	433,2
2020	112.935	319,8	563	131,4	*	*	113.498	451,2
2021	99.605	329,2	469	166,9	*	*	100.074	496,1
2013-2021	494.419	1.456	2.605	584	50	8	497.074	2.048

*I dati relativi al 2013-2015 comprendono le richieste inviate mediante l'iscrizione a registro, modalità di accesso eliminata dal D.M. 16 febbraio 2016.

Figura 10 trend annuali degli incentivi richiesti (2014-2021)



Il numero di richieste contrattualizzate è pari al 93% di quelle pervenute complessivamente dall'avvio del meccanismo incentivante; il rimanente 7% è costituito da:

- richieste che hanno ricevuto un esito positivo, ma per le quali non è stato ancora sottoscritto il relativo contratto da parte del soggetto responsabile;
- richieste in lavorazione;
- richieste rigettate: queste ultime rappresentano solo il 4% di tutte le richieste pervenute nel periodo 2013-2021.

Tabella 6 richieste ammesse nel periodo 2013-2021

Richieste di incentivazione ammesse e relativo incentivo (2013-2021)

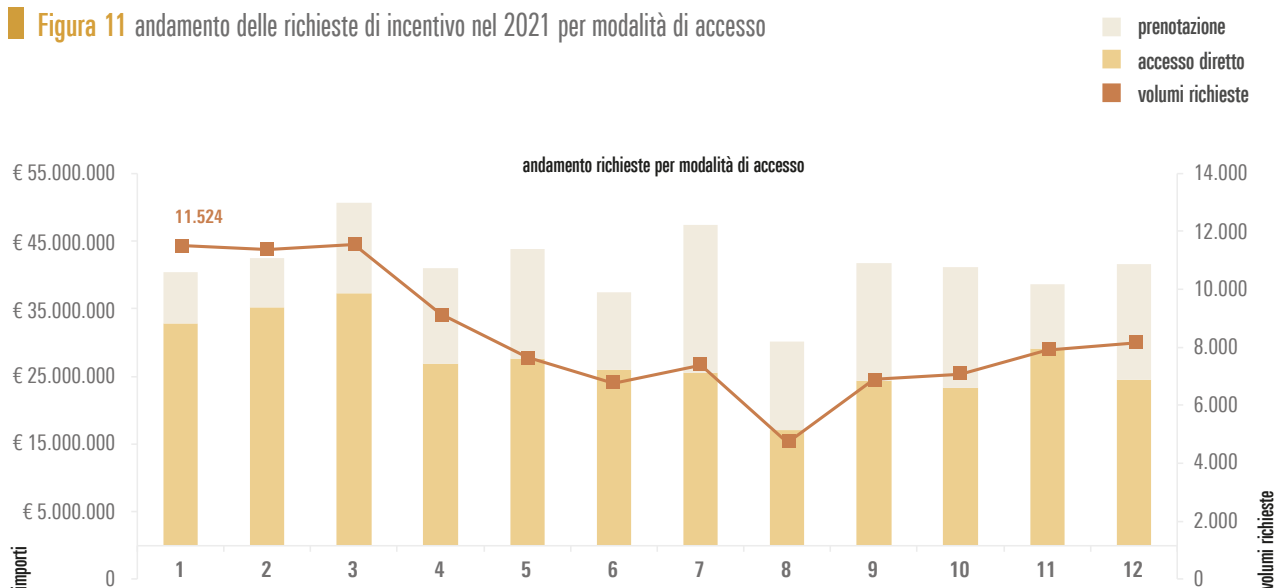
Periodo	accesso diretto		prenotazione	
	n. richieste contrattualizzate	incentivo riconosciuto [mln€]	n. richieste ammesse	incentivo prenotato [mln€]
2013-2014	7.720	23,8	15	0,2
2015	7.842	31,6	4	0,2
2016	9.861	35,0	53	8,0
2017	38.775	100,2	244	34,9
2018	75.827	190,2	384	75,3
2019	111.534	285,1	425	97,7
2020	107.786	296,5	489	102,7
2021	101.879	293,0	466	154,0
2013-2021	461.224	1.255	2.080	473

*Gli incentivi riconosciuti sono rappresentati con una vista per competenza, ovvero per i contratti attivati si riporta nell'anno di riconoscimento la sommatoria delle rate di incentivo spettanti a prescindere dall'anno di erogazione.

Dei 1.255 mln€ riconosciuti in accesso diretto dall'inizio del meccanismo, circa il 12% è riconducibile a interventi effettuati sul patrimonio dell'edilizia scolastica.

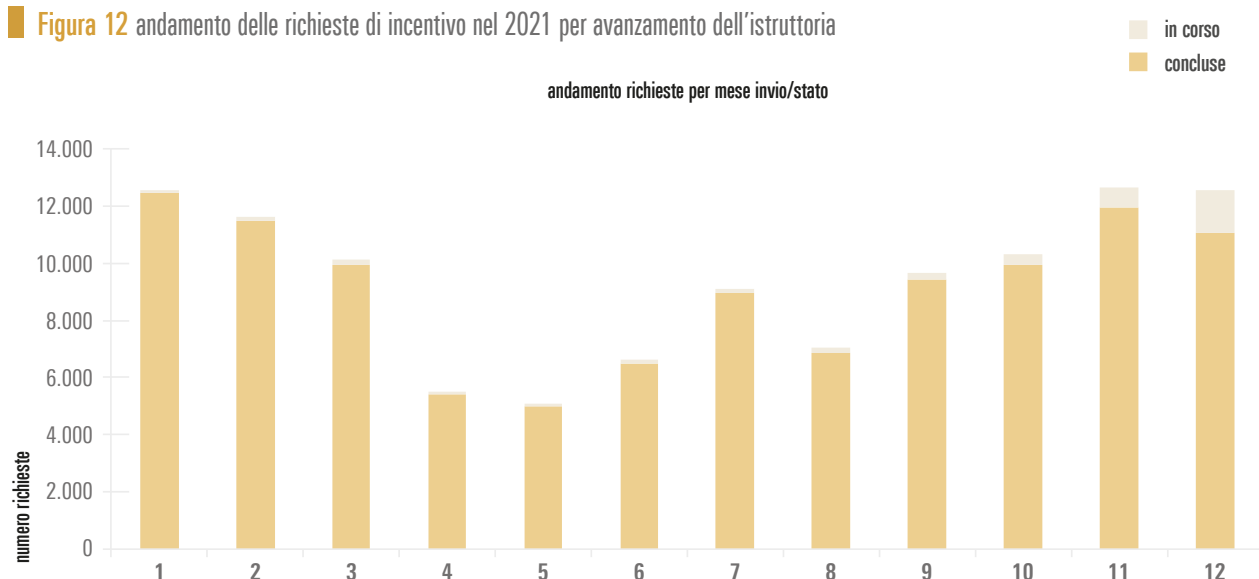
FOCUS SUL 2021

Nel 2021 la modalità dell'accesso diretto ha rappresentato il 99% delle domande ricevute dal GSE, corrispondenti a circa il 66% degli importi complessivamente richiesti. Le richieste di accesso "a prenotazione" per quanto rappresentino solo l'1% delle richieste pervenute, corrispondono al 34% degli incentivi richiesti. Al proposito si registra un sensibile aumento dell'entità dell'incentivo in questo settore che si può imputare, in parte a una crescente fiducia del settore pubblico nello strumento e in parte agli effetti dell'emendamento 48-ter del Decreto Legge 14 agosto 2020 n.104, che consente di riconoscere incentivi fino al 100% delle spese sostenute per interventi su scuole pubbliche ed edifici del servizio sanitario nazionale.

Figura 11 andamento delle richieste di incentivo nel 2021 per modalità di accesso

Nel 2021 sono pervenute in media 8.340 richieste al mese, che, per quanto sia un valore elevato rispetto alle medie storiche, è un dato in leggera flessione rispetto all'anno precedente (mediamente 9.458 richieste al mese nel 2020).

Nonostante l'elevato volume di richieste, a fine gennaio 2022, il GSE ha concluso l'istruttoria del 98% delle richieste in accesso diretto pervenute nell'anno 2021.

Figura 12 andamento delle richieste di incentivo nel 2021 per avanzamento dell'istruttoria

Gli interventi incentivati in accesso diretto nel 2021 sono 103.522: tale numero è superiore al numero delle richieste con contratto attivato (101.879) per la presenza di richieste cosiddette "multi-intervento", con più interventi realizzati contestualmente.

Nel 2021 sono stati riconosciuti 293 mln€ di incentivi in accesso diretto (rispetto ai 296,5 mln€ dell'anno precedente).

Gli interventi più frequenti sono riconducibili alle tipologie "2.B – Generatori a biomasse" e "2.C – Solare termico", che, nel loro insieme, costituiscono circa l'84% delle richieste con contratto attivato.

Nell'anno 2021 si registra una forte crescita degli interventi di categoria 1, cioè quelli riservati alle pubbliche amministrazioni, aspetto che manifesta una progressiva specializzazione dello strumento nel settore pubblico. In particolare, gli incentivi riconosciuti per gli interventi di categoria 1 passano da 46,5 mln€ nell'anno 2020 a 67,5 mln€ nell'anno 2021; per merito principalmente degli interventi riferibili alle trasformazioni di edifici in nZEB con un incentivo riconosciuto di 21,3 mln€ nel 2021, rispetto ai 14,4 mln€ riconosciuti nel 2020.

Tabella 7 accesso diretto - dettaglio dei contratti attivi per tipologia di intervento nel 2021

Accesso Diretto - Dettaglio dei contratti attivi per tipologia di intervento nel 2021

Tipologia di intervento	n. interventi	incentivi per intervento [mln€]	incentivo medio [€/intervento]
1.A - Involucro opaco	361	20,64	57.171
1.B - Chiusure trasparenti	430	10,83	25.175
1.C - Generatori a condensazione	2.422	9,69	4.001
1.D - Schermature	41	0,28	6.809
1. E nZEB	51	21,34	418.459
1.F - Sistemi di illuminazione	277	4,09	14.749
1.G - Building Automation	61	0,64	10.446
2.A - Pompe di calore	12.793	42,11	3.292
2.B - Generatori a biomasse	64.714	134,15	2.073
2.C - Solare termico	22.012	47,50	2.158
2.D - Scaldacqua a pdc	321	0,20	636
2.E - Sistemi Ibridi	39	0,17	4.257
TOTALE (parziale)	103.522	291,63	2.817
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica (*)	845	1,39	
TOTALE		293,0	

*Le Diagnosi e Certificazioni energetiche non sono considerate interventi indipendenti in quanto sono propedeutiche all'accesso agli incentivi in determinate condizioni.

Si osserva come, seppur lievemente, vi sia un aumento progressivo della taglia media dell'incentivo richiesto che nel 2019 si attestava a 2.497 €/intervento, nel 2020 a 2.697 €/intervento e nell'anno 2021 si posiziona a 2.817 €/intervento.

Nel 2021 si registra un incremento degli interventi presentati dalla PA, dovuto anche alla maggior fruibilità del meccanismo della prenotazione, accessibile sin dalla fase di diagnosi energetica dell'edificio. Questo elemento consente alla PA di realizzare interventi più rilevanti che si riflettono in un più elevato importo medio degli incentivi richiesti.

Sul fronte dell'impegno degli incentivi in prenotazione, agli interventi nZEB (120,36 mln€) seguono gli incentivi per la coibentazione dell'involucro (19,85 mln€) e la sostituzione dei serramenti (7,63 mln€).

Si conferma il trend in crescita di questi anni per gli importi prenotati per la trasformazione degli edifici esistenti in edifici nZEB (da 77,28 mln€ del 2020 a 120,36 mln€ nel 2021), registrando un incremento di quasi 43,1 mln€ rispetto all'anno precedente. Si segnala che, come previsto dal Decreto, in caso di prenotazione dell'incentivo, a seguito della comunicazione da parte del soggetto responsabile della data di avvio dei lavori, il GSE eroga una "rata di acconto" dell'incentivo prenotato. Nel 2021, il GSE ha riconosciuto la rata di acconto per 334 richieste ammesse a prenotazione, cui corrispondono incentivi erogati nell'anno 2021 pari a 36,93 mln€, in aumento rispetto ai 21,65 mln€ del 2020.

Tabella 8 prenotazione - dettaglio degli interventi prenotati nel 2021 dalla PA

Prenotazione - Dettaglio delle richieste ammesse per tipologia di intervento nel 2021

Tipologia di intervento	n. interventi prenotati	Incentivi prenotati per intervento [mln€]
1.A - Involucro opaco	179	19,85
1.B - Chiusure trasparenti	161	7,63
1.C - Generatori a condensazione	91	1,04
1.D - Schermature	40	0,38
1. E nZEB	196	120,36
1.F - Sistemi di illuminazione	85	1,90
1.G - Building Automation	28	0,45
2.A - Pompe di calore	37	1,04
2.B - Generatori a biomasse	2	0,00
2.C - Solare termico	18	0,12
2.D - Scaldacqua a pdc	8	0,01
2.E - Sistemi Ibridi	1	0,01
TOTALE (parziale)	846	152,79
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica	420	1,26
TOTALE		154,04

Sul fronte dell'accesso diretto, i successivi grafici descrivono gli interventi (già conteggiati nelle tabelle e nelle analisi precedenti) in capo alla PA, in termini di numerosità e incentivi riconosciuti (esclusi gli incentivi attribuiti a DE+APE). L'intervento di tipologia "1.A - Isolamento involucro opaco" rappresenta il 29,3% del totale degli incentivi riconosciuti in accesso diretto alla PA, a fronte di un peso limitato al 9,4% in termini di numerosità degli interventi: ciò è rappresentativo di consistenze degli interventi mediamente importanti. Particolarmente cresciuti gli incentivi riconosciuti per gli interventi di tipologia "1.E – nZEB", che hanno registrato un ulteriore incremento rispetto agli anni precedenti (da 3,93 mln€ del 2019 a 14,4 mln€ riconosciuti nel 2020, fino a 21,34 mln€ riconosciuti nel 2021). In generale, in termini di distribuzione degli interventi realizzati dalla PA non si registrano variazioni consistenti rispetto al 2020.

Figura 13 accesso diretto - distribuzione degli interventi realizzati nel 2021 dalla PA

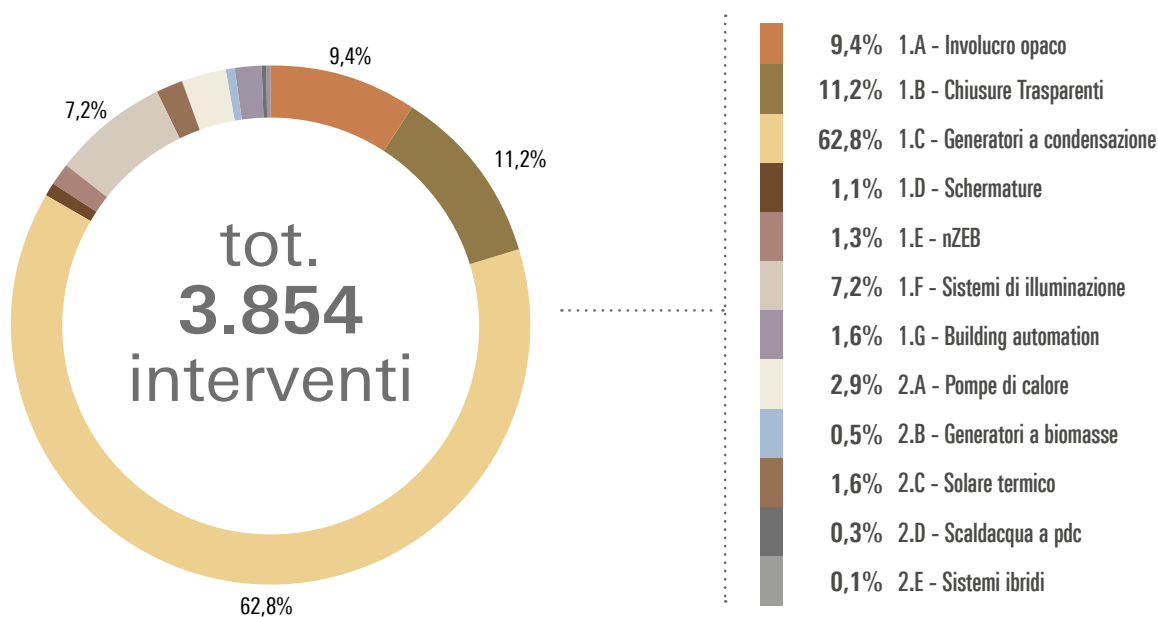
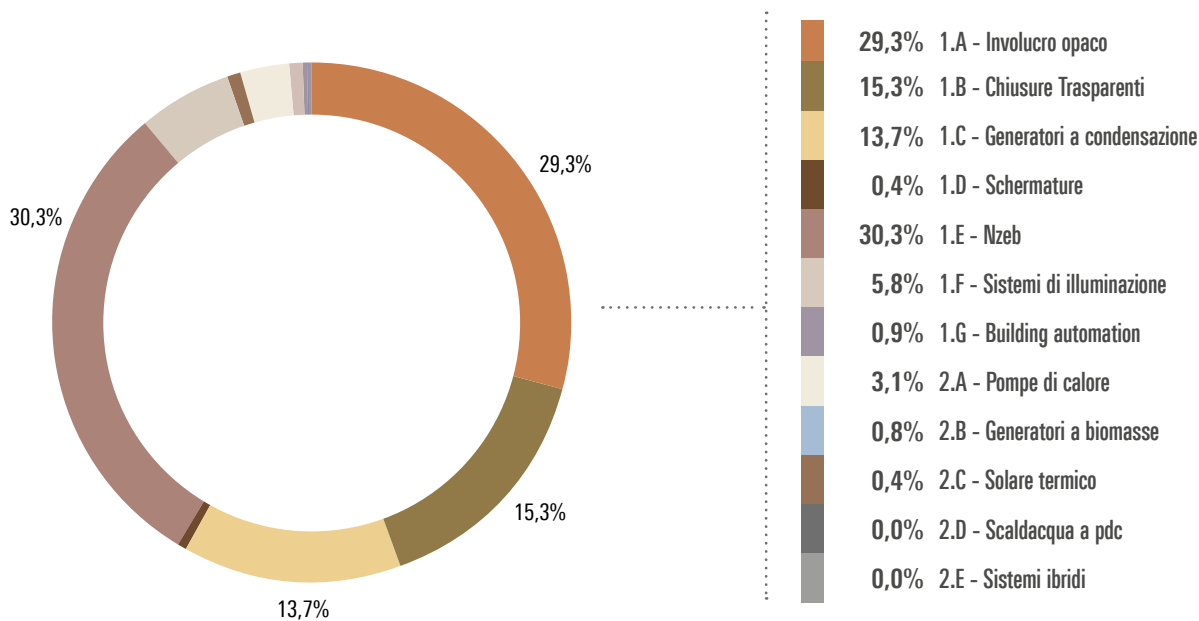


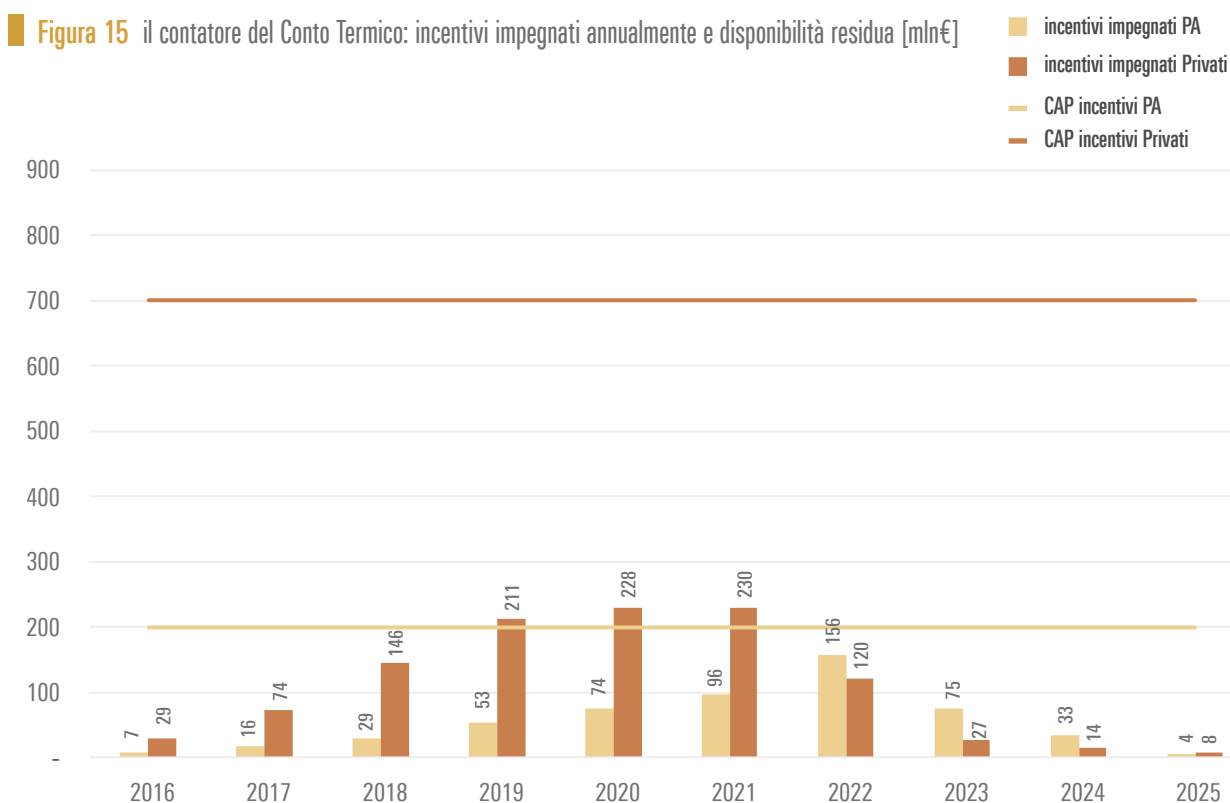
Figura 14 accesso diretto - distribuzione incentivi per interventi realizzati nel 2021 dalla PA



6.5.3 MONITORAGGIO DELL'IMPEGNO DI SPESA E MISURE DI ACCOMPAGNAMENTO

Il Conto Termico mette a disposizione degli interventi di efficienza ed energia termica da fonti rinnovabili un importo complessivo di 900 mln€ annui di cui 700 mln€ riservati ai privati e 200 mln€ alla PA (di cui fino a 100 mln€ per l'accesso a prenotazione).

Il GSE, chiamato a monitorare l'andamento del meccanismo incentivante, aggiorna con cadenza mensile il "Contatore del Conto Termico" calcolato come somma delle rate da erogare nell'anno di riferimento relative alle richieste sia con contratto attivo, sia da attivare. L'impegno di spesa nel 2021 ammonta a 326 mln€, di cui 230 mln€ per la promozione di interventi realizzati da privati. L'impegno di spesa nel 2021 per la promozione di interventi realizzati e da realizzare dalla Pubblica Amministrazione ammonta a 96 mln€, di cui 33 mln€ impegnati mediante prenotazione. Per gli incentivi richiesti tramite il meccanismo della prenotazione, l'impegno di spesa è determinato all'avvio lavori, per la quota di acconto, e alla conclusione degli stessi per il saldo. L'impegno della spesa per questa modalità di accesso può avere effetto su periodi temporali anche rilevanti in considerazione del lasso di tempo con cui la PA può concludere i lavori (entro 18 mesi, o 36 in caso di nZEB, dalla data di accettazione della prenotazione).



Nel corso del 2021 il GSE ha messo in campo una serie di misure di accompagnamento, volte a promuovere la conoscenza delle opportunità offerte dal meccanismo di incentivazione facilitandone la fruizione da parte delle imprese, delle famiglie e della PA.

È stata rafforzata in particolare l'attività di comunicazione con azioni rivolte alla PA, per stimolare il processo di efficientamento del patrimonio edilizio pubblico.

6.6

IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI NELLE ISOLE NON INTERCONNESSE

Il D.M.14 febbraio 2017 ha introdotto disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili assegnando all'ARERA il compito di definire le modalità di remunerazione degli interventi e di utilizzo dell'energia elettrica e termica prodotte nel rispetto dei principi ivi richiamati. L'ARERA, con la Delibera 558/2018/R/efr, ha pertanto dato seguito a quanto precedentemente descritto definendo la remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili nelle isole non interconnesse, nonché le relative modalità di accesso.

Nello specifico, l'accesso al nuovo regime di remunerazione è previsto per determinate tipologie d'interventi, ossia, per interventi di nuova costruzione, potenziamento e riattivazione di impianti di produzione di energia elettrica di potenza non inferiore a 0,5 kW, entrati in esercizio dal 15 novembre 2018 (giorno successivo alla data di entrata in vigore della Delibera 558/2018/R/efr) collegati alla rete elettrica isolana e alimentati da fonti rinnovabili disponibili localmente; l'installazione, presso utenze domestiche e non domestiche, di sistemi con pannelli solari termici per il fabbisogno di acqua calda o per il solar cooling; l'installazione, esclusivamente in sostituzione di scaldacqua elettrici, di pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili i benefici sono erogati dal GSE, per vent'anni, tramite il riconoscimento al produttore di una tariffa base, per la quota di energia elettrica prodotta e immessa in rete, a fronte del ritiro dell'energia da parte del GSE; oppure tramite il riconoscimento, per la quota di energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito, di una tariffa calcolata come differenza tra la tariffa base e il valore attribuito all'energia in base ai prezzi di mercato. Per quanto riguarda, invece, la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, i benefici sono riconosciuti dal GSE in un'unica soluzione, fermo restando il mantenimento dei requisiti che hanno consentito l'accesso ai benefici nei cinque anni successivi all'erogazione degli stessi, in analogia alle previsioni del Conto Termico.

A tal proposito, si segnala che nel corso del 2021 il GSE ha attivato 26 convenzioni per impianti di produzione di energia termica, 25 impianti solari termici e 1 pompa di calore, per un controvalore economico pari a circa 134 mila euro.

Il disavanzo economico connesso al regime di remunerazione delle rinnovabili nelle isole non interconnesse trova copertura ai sensi dell'art. 8, comma 4 del D.M. 14 febbraio 2017 sulla componente tariffaria UC4 (ora elemento AUC4RIM della componente tariffaria A_{RIM} di cui all'articolo 48, comma 48.1, lettera h), del TIT) secondo le modalità stabilite dall'ARERA.

Tabella 9 impianti di produzione di energia termica - DM 14 febbraio 2017 (DM Isole Minori) nel 2021

Impianti	convenzioni ammesse	superficie solare termico [m ²]	incentivi [€]
Solari Termici	19	217,36	152.094
di cui a circolazione naturale			
di cui circolazione forzata e altre tipologie	19		
Pompe di calore	3		2.500
Totale	22	217	154.594

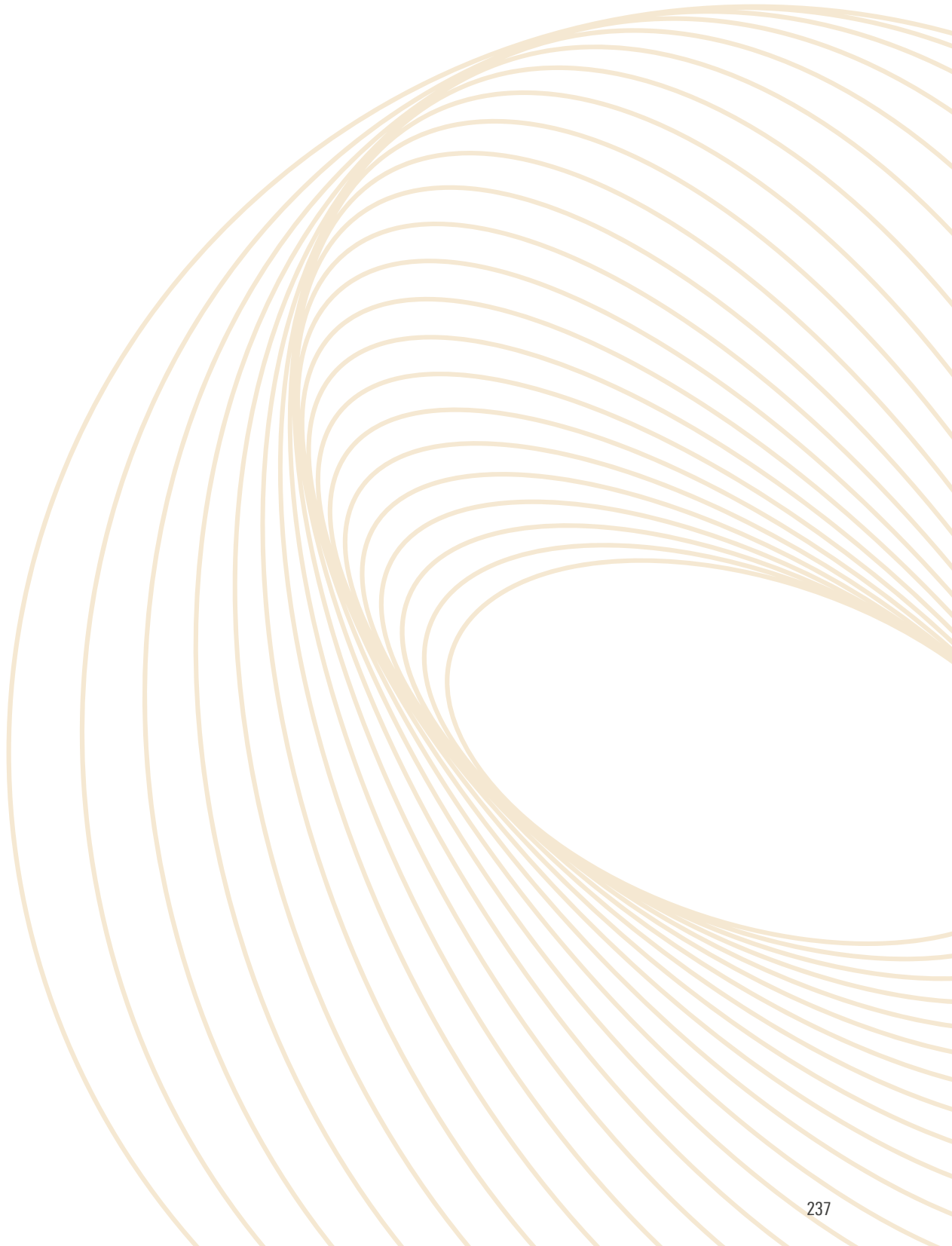
*Dati comprensivi di eventuali stime

Tabella 10 impianti di produzione di energia termica - DM 14 febbraio 2017 (DM Isole Minori) nel 2021

Isole	convenzioni ammesse	convenzioni solare termico ammesse	convenzioni PDC ammesse	superficie solare termico [m ²]	potenza termica pdc [kW]	incentivi [€]
Favignana	2	2		25		18.308
Lampedusa e Linosa	1	1		5		3.548
Lipari	15	14	1	69	2	49.993
Ponza	8	8		90		61.940
Totale	26	25	1	189	2	133.790

Tabella 11 impianti di produzione di energia termica - DM 14 febbraio 2017 (DM Isole Minori) cumulato 2019 - 2021

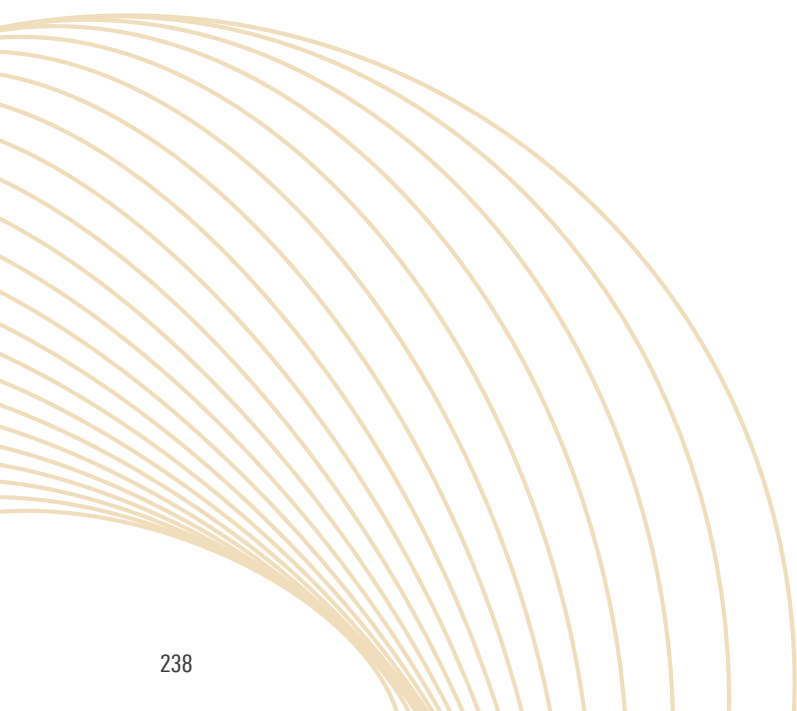
Isole	convenzioni ammesse	convenzioni solare termico ammesse	convenzioni PDC ammesse	superficie solare termico [m ²]	potenza termica pdc [kW]	incentivi [€]
Favignana	2	2		25		18.308
Lampedusa e Linosa	3	3		15		8.809
Lipari	35	31	4	266	6	189.784
Ponza	9	9		106		73.196
Totale	49	45	4	411	6	290.097



TRASPORTI

7

BIOCARBURANTI, BIOMETANO E MOBILITA' ELETTRICA





5,21%

**quota in energia
di biocarburanti**
rispetto al totale dei
carburanti di origine
fossile immessi in
consumo nel 2020
(verificati nel 2021)

43,11%

**quota di
biocarburanti 2020**
prodotti a partire da
materie prime UE

4,1 mln/ton CO₂

Emissioni di **gas serra
evitate nel 2020**
grazie all'impiego di
biocarburanti rispetto
all'impiego di carburanti
fossili

BIOCARBURANTI E BIOMETANO

7.1

IL SISTEMA DI IMMISSIONE IN CONSUMO DEI BIOCARBURANTI

In linea con le direttive europee, da alcuni anni in Italia è stato introdotto l'obbligo per i fornitori di benzina e gasolio (soggetti obbligati) di immettere in consumo una quota minima di biocarburanti, al fine di svilupparne la filiera, aumentarne l'utilizzo e limitare l'immissione di CO₂ in atmosfera.

7.1.1 QUADRO NORMATIVO E SOGGETTI OBBLIGATI

A partire dall'anno 2015 la quantità minima annua di biocarburanti che i soggetti obbligati devono immettere in consumo è calcolata sulla base del contenuto energetico di benzina e gasolio immessi in consumo nello stesso anno.

Nel 2021 la quota d'obbligo è stata pari al 10%, con un sotto-obiettivo di biocarburanti avanzati pari al 2,5%: ciò significa che i soggetti obbligati hanno avuto l'obbligo di immettere in consumo una quantità di biocarburanti tradizionali, il cui contenuto energetico fosse almeno pari al 7,5% di quello della benzina e del gasolio immessi nello stesso anno. Analogamente, per l'assolvimento della quota d'obbligo avanzata di cui al D.M. MiSE 2 marzo 2018 (2% complessivo), i soggetti obbligati hanno potuto scegliere di aderire ai meccanismi di ritiro introdotti da detto D.M., oppure immettere in consumo biocarburanti avanzati e/o acquistare CIC dai produttori di biometano avanzato. Infine, a partire dal 2021 per i soggetti obbligati è stato introdotto un ulteriore obiettivo di immissione in consumo di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, pari allo 0,5% del prodotto fossile immesso.

Il controllo dell'assolvimento dell'obbligo effettuato nel 2021 è stato invece volto a verificare che le immissioni di biocarburanti sostenibili nel 2020 siano state almeno l'8,1% del contenuto energetico della benzina e del gasolio immessi in consumo nello stesso 2020, fatte salve le tolleranze di legge e al netto degli obblighi avanzati di cui al D.M. MiSE 2 marzo 2018 (0,9%), per un obbligo complessivo pari al 9% del contenuto fossile immesso in consumo.

Al fine di monitorare l'assolvimento dell'obbligo, il GSE rilascia i CIC ai soggetti obbligati che immettono in consumo biocarburanti sostenibili (dal 2018 anche ai produttori di biometano e biometano avanzato). Generalmente un certificato attesta l'immissione di 10 Gigacalorie (Gcal) di biocarburante.

Per alcuni biocarburanti sono previste maggiorazioni in termini di certificati ottenibili a parità di biocarburante immesso in consumo.

In particolare, ai biocarburanti prodotti da materie prime non alimentari, rifiuti e specifici residui, è riconosciuto un CIC ogni 5 Gcal immesse in consumo. Tali biocarburanti vengono perciò chiamati double counting. Dal 2019 sono state altresì introdotte due ulteriori tipologie di CIC: i CICA (riferiti ai biocarburanti avanzati) e i CIBMT AV (riferiti al biometano avanzato), utilizzabili in primis per l'assolvimento dei relativi obblighi avanzati (qualora non si sia aderito ai meccanismi di ritiro) e in secondo luogo anche ai fini dell'assolvimento dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti tradizionali.

L'istituzione dei CIC svincola il rispetto dell'obbligo di immissione in consumo dalla miscelazione del biocarburante, traducendolo nel conseguimento di un certo numero di certificati che ogni soggetto deve possedere per dimostrare di aver coperto il proprio obbligo. Pertanto, il soggetto obbligato che non avesse fisicamente miscelato e immesso in consumo il biocarburante, può assolvere al proprio obbligo acquistando i CIC da coloro che ne avessero in eccesso per aver immesso più biocarburante rispetto alla propria quota minima obbligatoria.

A partire dalle immissioni in consumo del 2016 viene applicata la nuova normativa prevista in caso di sanzione - D.M. MiSE del 20 gennaio 2015 - che introduce una sanzione unica, pari a 750 € per ogni certificato mancante alla copertura dell'obbligo oltre le tolleranze stabilite. Tale sanzione come espressamente previsto dal citato Decreto, non estingue l'obbligo di immissione dei biocarburanti che l'ha generata e l'obbligo inevaso è riportato in capo allo stesso soggetto obbligato per l'anno successivo, in aggiunta a quello derivante dall'obbligo relativo all'anno stesso.

Il biocarburante liquido maggiormente immesso in consumo in Italia è il biodiesel derivato in genere da acidi grassi, grassi animali, POME, oli vegetali (in particolare prodotti da palma e colza) e da oli di scarto come l'olio da cucina usato e, in misura notevolmente inferiore, l'olio vegetale idrotrattato e l'Etil-Ter-Butil Etere (ET-BE), il quale è considerato rinnovabile, dalla normativa nazionale, solo per il 47% in volume.

Nel 2020 si rileva inoltre l'aumento dell'immissione in consumo del biometano (0,82 mln di Gcal, + 200% circa rispetto al 2019), biocarburante gassoso derivante dall'upgrading del biogas prodotto principalmente da rifiuti organici o da sottoprodotti dell'attività agricola.

Presupposto imprescindibile per il rilascio dei CIC è la sostenibilità dei biocarburanti secondo specifici criteri stabiliti a livello europeo: si tratta di un aspetto fondamentale che investe l'intero ciclo di vita del biocarburante, volto a dimostrarne il valore ambientale in termini di riduzione delle emissioni di gas serra e dell'impatto sui terreni e sui prodotti agricoli destinati alla produzione alimentare.

Per verificare il rispetto di questi criteri, tutti i soggetti coinvolti nella filiera di produzione del biocarburante devono aderire al sistema nazionale di certificazione per la sostenibilità (Decreto MATTM del 14 novembre 2019) o a un sistema volontario approvato dalla CE, oppure conformarsi ad accordi bilaterali o multilaterali specifici, conclusi tra l'UE e Paesi terzi (D.Lgs. n. 66 del 21 marzo 2005).

Attraverso il D.Lgs. n. 51 del 21 marzo 2017 è stata inoltre recepita la Direttiva (UE) 652/2015 che integra la Direttiva (CE) 98/70, con particolare riferimento ai metodi di calcolo delle emissioni di gas serra da parte dei fornitori di carburanti e di energia elettrica utilizzata nei veicoli stradali, ai fini del rispetto degli obblighi annuali di comunicazione nonché degli obblighi di riduzione entro il 2020, delle emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita dei carburanti e dell'energia elettrica fornita. La Direttiva disciplina anche le modalità di comunicazione dei dati alla CE.

Con lo stesso Decreto è stata recepita anche la Direttiva (UE) 1513/2015 (ILUC), sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili che ha introdotto, tra le altre novità, la possibilità di conteggiare, ai fini del raggiungimento dell'obbligo di riduzione delle emissioni di gas serra, i biocarburanti a uso aviazione.

Ulteriori modifiche hanno previsto:

- a partire dal 2020, l'introduzione di un tetto massimo al contributo dei biocarburanti prodotti a partire da materie prime in competizione con il mondo alimentare ai fini dell'obiettivo sui consumi da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti;
- l'introduzione di un sotto obiettivo per i biocarburanti avanzati;
- una revisione delle premialità previste ai fini del raggiungimento dell'obiettivo al 2020 e un più rigoroso sistema di tracciabilità per i biocarburanti che godono di premialità.

Come anticipato all'inizio del paragrafo, il D.M. MiSE 2 marzo 2018 ha introdotto la possibilità, per i produttori di biometano, anche avanzato, e di biocarburanti avanzati, di entrare direttamente a far parte del meccanismo di obbligo in capo ai soggetti obbligati.

Nello specifico il Decreto prevede la possibilità per i produttori di richiedere al GSE a titolo di incentivo, di remunerare i CIC loro spettanti per i biocarburanti avanzati (incluso il biometano avanzato) da loro prodotti e destinati ai trasporti. Il prezzo fissato dal Decreto per la remunerazione dei citati titoli è pari a 375€ a CIC.

Il Decreto prevede altresì la possibilità, per i soli produttori di biometano avanzato, di vedersi ritirati fisicamente i quantitativi da loro prodotti e immessi nella rete del gas naturale, a un prezzo pari a quello medio mensile ponderato sulle quantità, registrato sul mercato a pronti del gas naturale (MPGAS) gestito dal GME, ridotto del 5%.

Infine, per i produttori di biometano non avanzato il Decreto prevede il rilascio dei CIC.

Gli oneri di ritiro dei CIC, incluse le eventuali differenze del ritiro fisico del gas tra il prezzo effettivo di vendita del gas sul mercato e quello previsto dalla normativa, sono coperti dai soggetti obbligati, i quali hanno il vantaggio di vedere il proprio obbligo (relativamente alla quota parte avanzata) assolto anche qualora sul mercato nazionale non sia presente un quantitativo sufficiente di biocarburanti avanzati per l'assolvimento degli obblighi dei soggetti aderenti ai meccanismi.

7.1.2 IL RUOLO AFFIDATO AL GSE

Le competenze operative e gestionali sui biocarburanti sono attribuite al MiTE, che le attua congiuntamente al Comitato tecnico consultivo sui biocarburanti, presieduto dallo stesso MiTE e composto dal MiPAAF, dal MEF, dall'Agencia delle Dogane e dei Monopoli e dal GSE. Quest'ultimo in particolare, oltre a essere membro del Comitato e a svolgerne le funzioni di segreteria tecnica, opera per conto del MiTE nell'attuazione esecutiva delle varie fasi del sistema d'obbligo che riguardano principalmente l'acquisizione dei dati relativi all'immissione in consumo di carburanti e biocarburanti, l'emissione dei CIC, la raccolta ed elaborazione dei dati sulle emissioni di CO₂ dei soggetti obbligati, dei fornitori di GPL, metano, idrogeno ed elettricità per i trasporti.

Gli oneri e i costi del sistema di immissione in consumo, inclusi quelli per il funzionamento del Comitato tecnico consultivo sui biocarburanti, sono interamente a carico dei soggetti che immettono in consumo biocarburanti, determinati e versati al GSE, a norma del Decreto del MiSE del 24 dicembre 2014.

7.1.3 DATI RELATIVI ALLE ATTIVITÀ CONDOTTE NEL 2020

CARBURANTI E BIOCARBURANTI IMMESSI IN CONSUMO

L'evoluzione della quantità di carburanti immessi in consumo, a partire dal 2013, ha fatto registrare una riduzione costante del valore riferito alla benzina salvo che nel 2019, mentre per il gasolio si è assistito a un andamento crescente fino al 2016 seguito da una diminuzione nel 2017 e nel 2018 e un nuovo incremento nel 2019. Nel 2020, a causa della pandemia, il crollo dei consumi ha riguardato pressoché proporzionalmente sia la benzina che il gasolio.

Nel 2021, 55 soggetti obbligati hanno effettuato le autodichiarazioni riguardanti i biocarburanti immessi in consumo nel corso dell'anno precedente.

Nel 2020 sono stati immessi in consumo circa 13,66 mln di Gcal di biocarburanti sostenibili, corrispondenti al 5,21% del contenuto energetico dei carburanti fossili immessi in consumo, pari a circa 262 mln di Gcal, di cui circa 204 mln di Gcal di gasolio e 58 mln di Gcal di benzina.

Tabella 1 Carburanti immessi in consumo dal 2013 al 2020 [mln Gcal]

Carburanti (mln Gcal)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Benzina	83,22	81,26	80,46	79,22	76,38	74,18	75,24	57,65
Gasolio	243,48	244,28	248,56	261,77	251,13	243,38	249,76	204,31
Biocarburanti:	12,84	10,8	11,84	10,6	10,81	12,71	13,38	13,65
di cui sostenibili	12,82	10,78	11,81	10,58	10,8	12,71	13,38	13,65
di cui non sostenibili	0,03	0,02	0,04	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00

La differenza fra la quota d'obbligo da raggiungere (8,1%) e quella fisicamente osservata (5,21%), è spiegata dall'incidenza dei biocarburanti double counting e dalla possibilità per i soggetti obbligati di rimandare all'anno successivo la copertura di una parte del proprio obbligo.

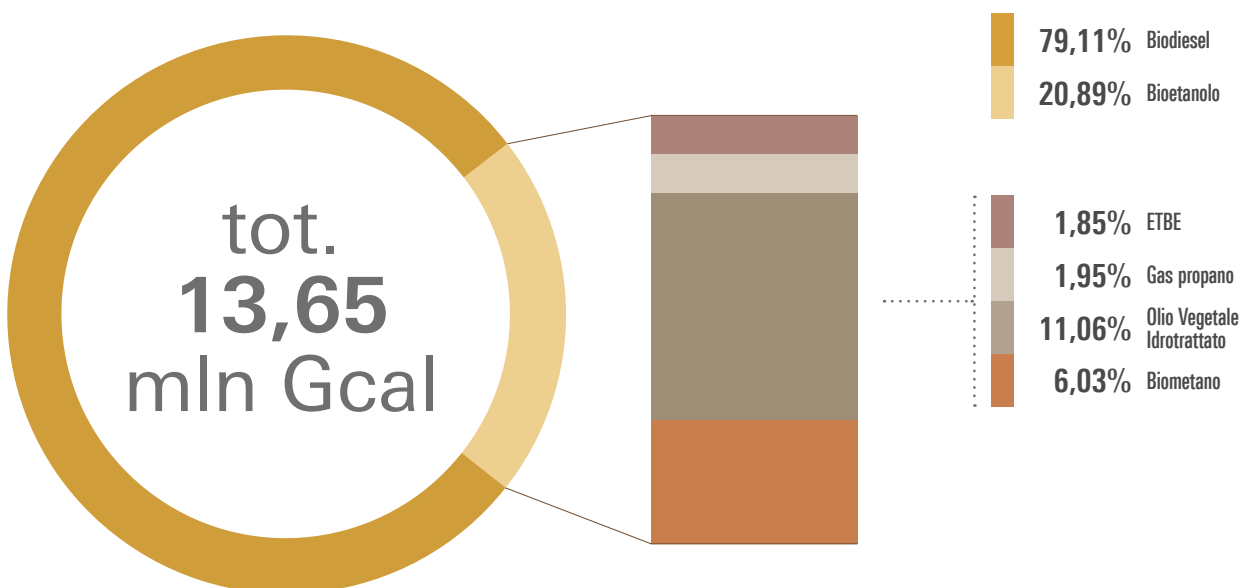
Di seguito si riportano i dati dei biocarburanti sostenibili immessi in consumo in Italia a partire dall'anno 2013.

Tabella 2 Biocarburanti sostenibili immessi in consumo dal 2013 al 2020 [mln Gcal]

Biocarburanti Sostenibili (mln Gcal)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biodiesel	11,77	10,08	10,22	9,41	9,63	11,54	11,47	10,80
ETBE	0,90	0,09	0,25	0,40	0,41	0,40	0,38	0,25
Olio vegetale idrotrattato	0,12	0,58	1,09	0,63	0,62	0,60	0,98	1,51
Bioetanolo	0,01	0,01	0,02	0,00	0	0,00	0,00	0,00
Gas propano	-	0,02	0,11	0,12	0,12	0,14	0,12	0,26
Olio vegetale puro	0,02	-	-	-	-	-	0,00	-
Diesel Fisher-Tropsch			0,11	-	-	-	0,00	-
Biometano	0	0	0	0	0	-	0,41	0,82
Totale 2021	12,82	10,78	11,8	10,58	10,8	12,71	13,38	13,67

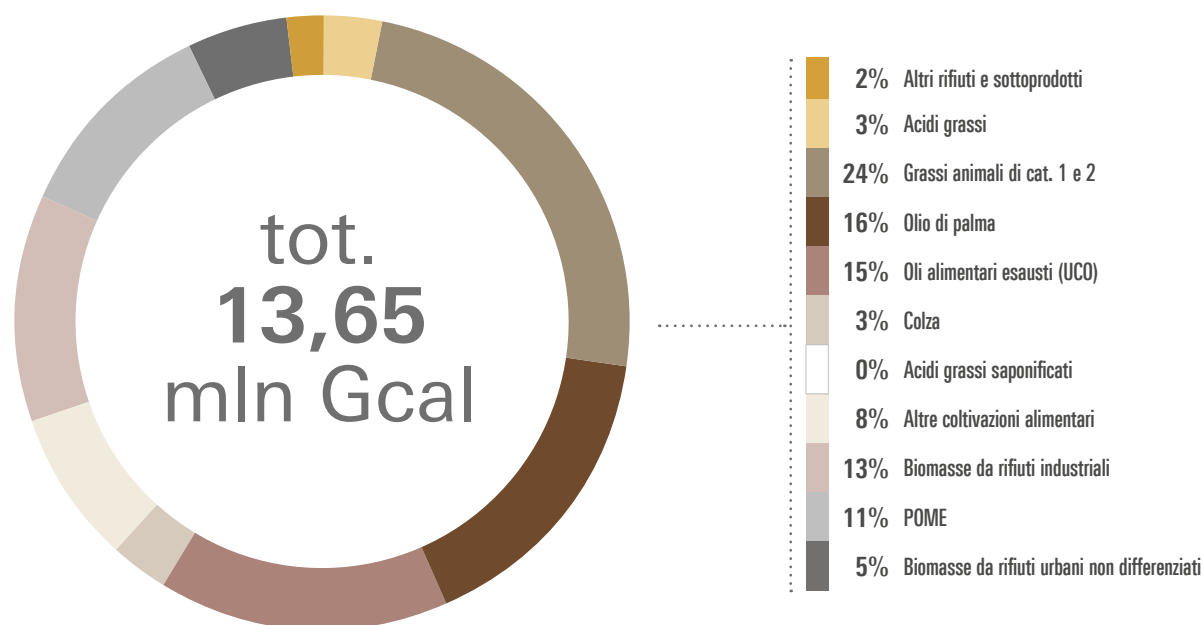
Il biocarburante principalmente immesso in consumo in Italia è il biodiesel, con una quota che nel 2020 raggiunge quasi l'80% del contenuto energetico complessivo dei biocarburanti sostenibili.

Figura 1 Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2020 [% su contenuto energetico]



Le materie prime più utilizzate per la produzione dei biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2020 sono risultate essere: grassi animali di categorie 1 e 2 (24,3%), olio di palma (16,1%) e oli alimentari esausti (15,5%). Tra le materie prime avanzate, invece, le più utilizzate sono risultate essere il POME (10,9%) e le biomasse da rifiuti industriali (lett. d dell'Allegato 3, parte A del D.M. MiSE 10 ottobre 2014 – 13%).

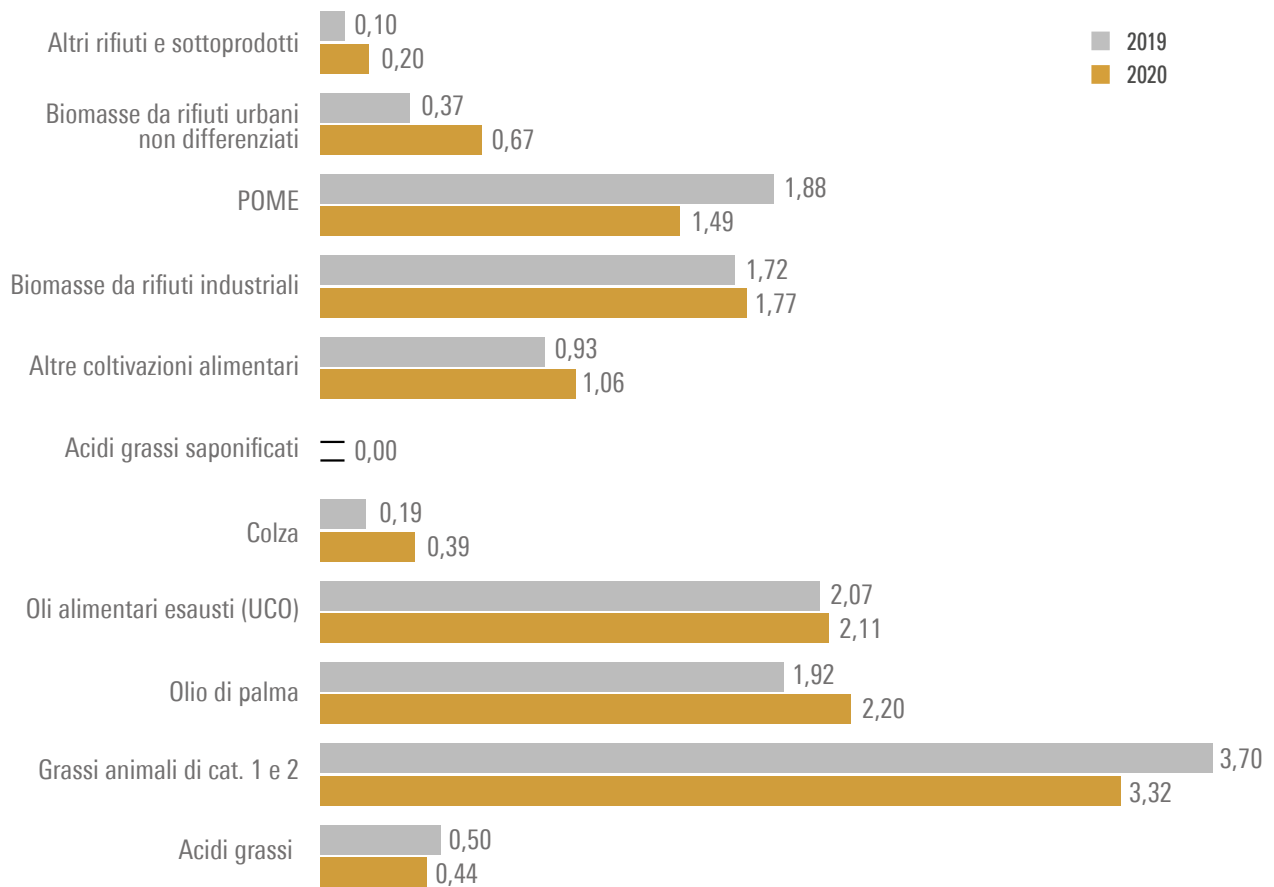
■ **Figura 2** Materie prime utilizzate per i biocarburanti sostenibili 2021 [% su contenuto energetico]



Il 2020 ha visto un consumo stabile, rispetto all'anno precedente, dei biocarburanti double counting prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti quali grassi animali di categoria 1 e 2 e UCO, oltre ad altri rifiuti e sottoprodotti. Sono altresì stati immessi in consumo biocarburanti avanzati prodotti da materie prime quali POME, biomasse da rifiuti industriali e biomasse da rifiuti urbani non differenziati.

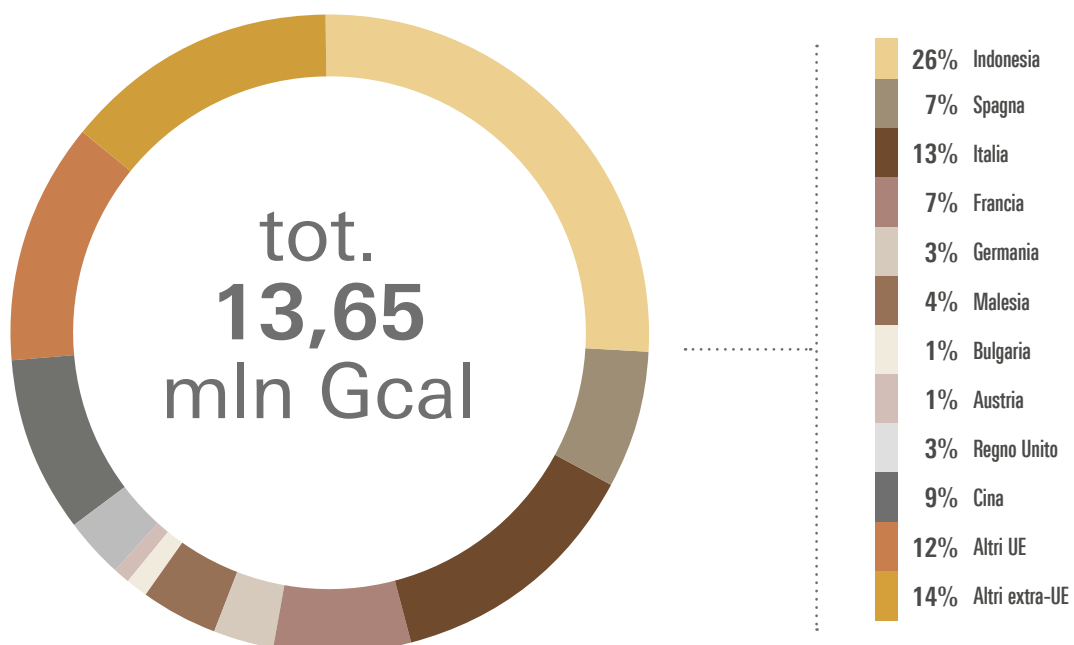
È diminuito il ricorso a biocarburanti prodotti da acidi grassi in quanto questi ultimi non sono più valevoli ai fini della maggiorazione double counting e pertanto sono meno pregiati ai fini dell'assolvimento dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti.

■ **Figura 3** Materie prime utilizzate per i biocarburanti sostenibili 2020 rispetto al 2019 [mln Gcal]

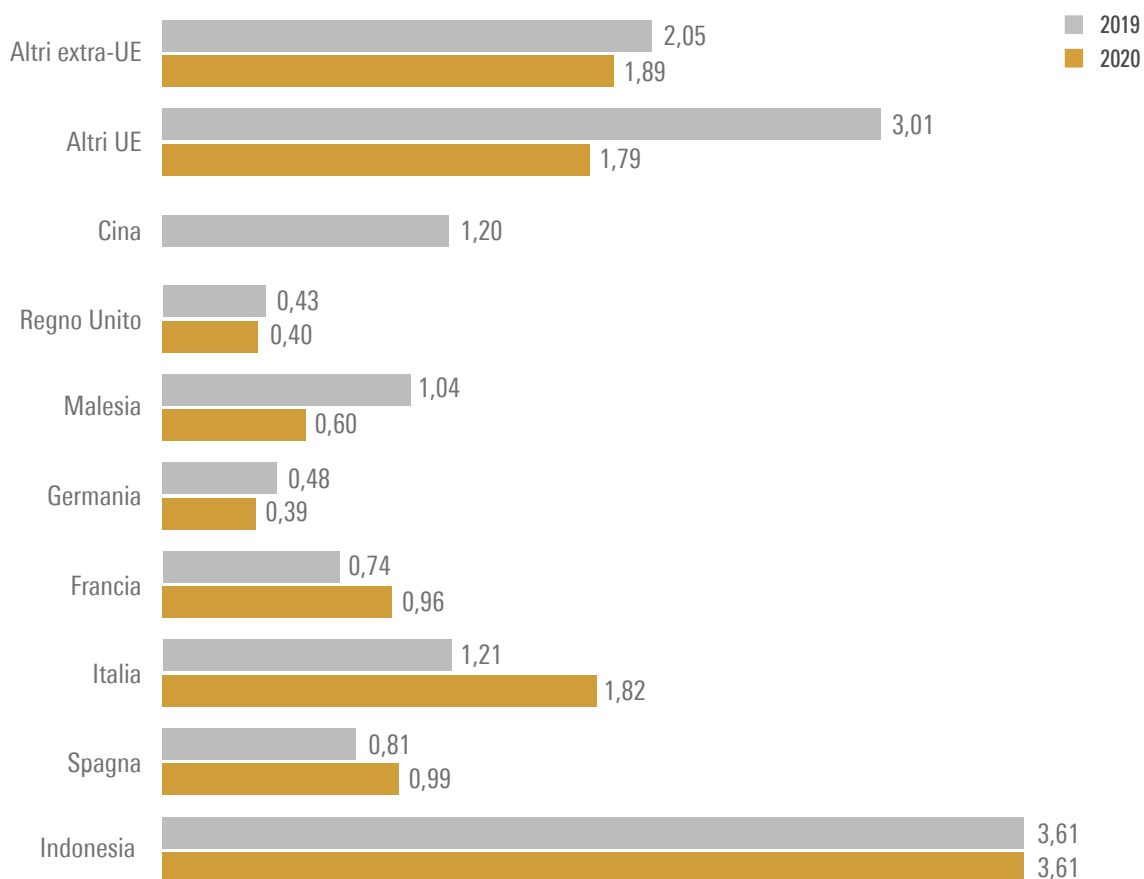


I biocarburanti immessi in consumo nel 2020 sono stati prodotti con materie prime di origine comunitaria per il 43% in termini di contenuto energetico; nell'ambito dell'UE, l'Italia, la Spagna e la Francia sono i principali Paesi di origine delle materie prime. Tra i Paesi non appartenenti all'UE risultano in forte aumento le importazioni di materie prime dalla Cina (UCO).

■ **Figura 4** Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2020 per Paesi di origine delle materie prime [% su contenuto energetico]



■ **Figura 5** Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2020 per Paesi di origine delle materie prime rispetto al 2019 [mln Gcal]

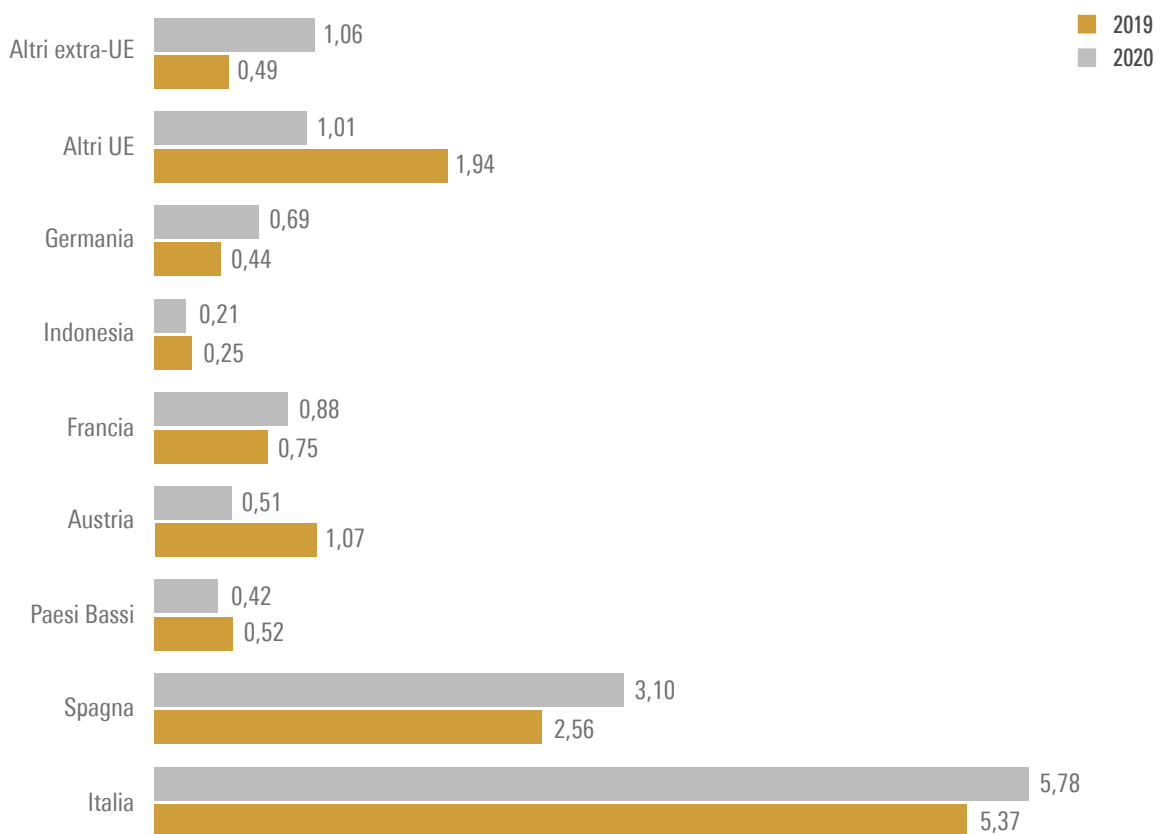


Il luogo di produzione dei biocarburanti immessi in consumo è in grande prevalenza comunitario (circa il 91% in termini di contenuto energetico nel 2020). Rispetto al 2018, sono aumentati i biocarburanti prodotti in Italia, Spagna, Francia e Germania e diminuiti quelli prodotti direttamente in Indonesia.

■ **Figura 6** Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2020 per Paese di produzione del biocarburante [% su contenuto energetico]



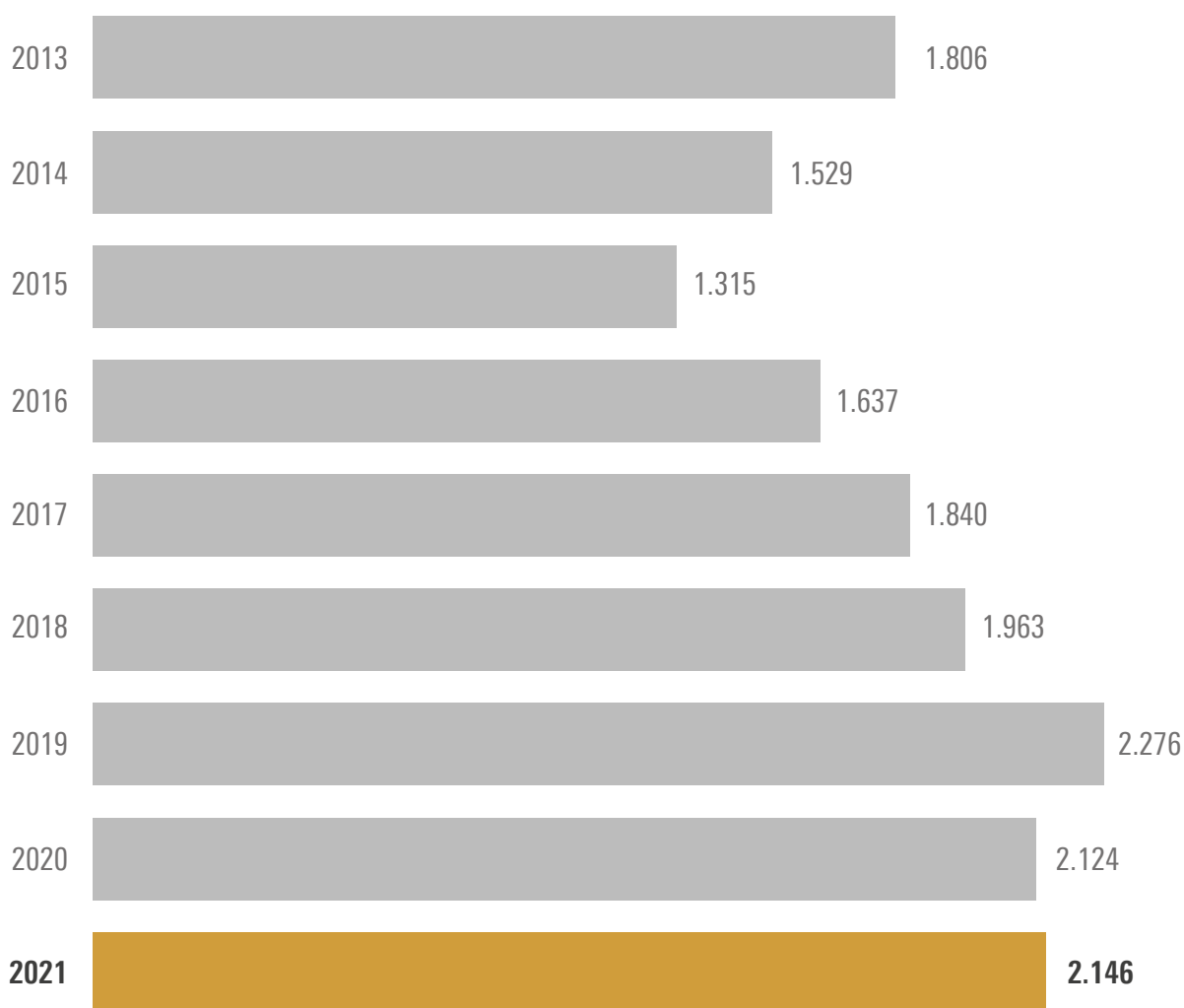
■ **Figura 7** Biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2020 per Paese di produzione del biocarburante rispetto al 2019 [mln Gcal]



CIC RILASCIATI NEL 2021

A fronte del quantitativo di biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2020, il GSE nel 2021 ha rilasciato ai soggetti obbligati quasi 2,15 mln di CIC, con un trend in aumento rispetto all'anno precedente (oltre 2,1 mln di Certificati rilasciati nel 2020 per i biocarburanti immessi in consumo nel 2019).

■ **Figura 8** CIC emessi dal 2013 al 2021 [migliaia di CIC]



I CIC possono essere scambiati tramite accordi bilaterali privati e, ai fini del conteggio per l'assolvimento dell'obbligo, le transazioni devono essere registrate tramite l'apposita piattaforma informatica del GSE. A partire dal 2020 inoltre, i CIC possono essere scambiati anche attraverso una piattaforma di mercato realizzata dal GME, denominata M-CIC, secondo i meccanismi previsti per le borse titoli. Il GME organizza una sessione di mercato al mese, ad eccezione del mese precedente alla verifica dell'assolvimento degli obblighi in capo ai soggetti obbligati, in cui vengono organizzate due sessioni al fine di facilitare gli scambi.

VERIFICHE DOCUMENTALI E IN LOCO

Il GSE per conto del MiTE effettua la verifica documentale delle autodichiarazioni, istruisce le medesime verifiche documentali in materia di sostenibilità (verifiche di congruità) tramite valutazione congiunta con il Comitato tecnico consultivo sui biocarburanti e partecipa alle verifiche di approfondimento in loco presso gli operatori interessati, al fine di appurare la veridicità e la correttezza delle autodichiarazioni annuali. In tale ambito, nel corso del 2021, è stato sottoposto a controlli tramite verifica in loco un operatore, per il quale è stata effettuata l'analisi per la produzione di biometano relativa a più di un anno e mezzo (intero periodo sottoposto ad incentivi).

EMISSIONI DI CO₂

In ottemperanza a quanto previsto dalla Direttiva 2009/30/CE, il D.Lgs. n. 55/2011 (che ha integrato il D.Lgs. n.66/2005) ha stabilito che i soggetti obbligati dovranno assicurare che le emissioni di gas a effetto serra, prodotte durante il ciclo di vita dei carburanti per autotrazione per i quali avranno assolto l'accisa nell'anno 2020 e dell'elettricità fornita a veicoli stradali nel medesimo anno, dovranno essere inferiori almeno del 6% rispetto al valore di riferimento stabilito dalla Direttiva stessa. Al fine di monitorare l'andamento delle emissioni, il D.Lgs. n. 51 del 21 marzo 2017, ha stabilito che gli stessi operatori trasmettano annualmente al MiTE, per il tramite del GSE, una relazione obbligatoria con valore di autocertificazione, contenente i quantitativi di carburanti (benzina, gasolio, GPL, metano e idrogeno) e biocarburanti immessi in consumo e di energia elettrica destinata a veicoli stradali nell'anno di riferimento e le relative emissioni di gas serra (CO₂). Il legislatore ha anche previsto l'irrogazione di ingenti sanzioni per coloro che non effettuano le autocertificazioni secondo le modalità di legge.

Nell'ottica di semplificare gli adempimenti a carico degli operatori, a partire dal 1° gennaio 2014, il GSE è subentrato all'ISPRA nella raccolta informatica di dette autocertificazioni e dei relativi dati, a norma del D.Lgs. n. 28 del 3 marzo 2011 in materia di raccordo dei flussi informativi.

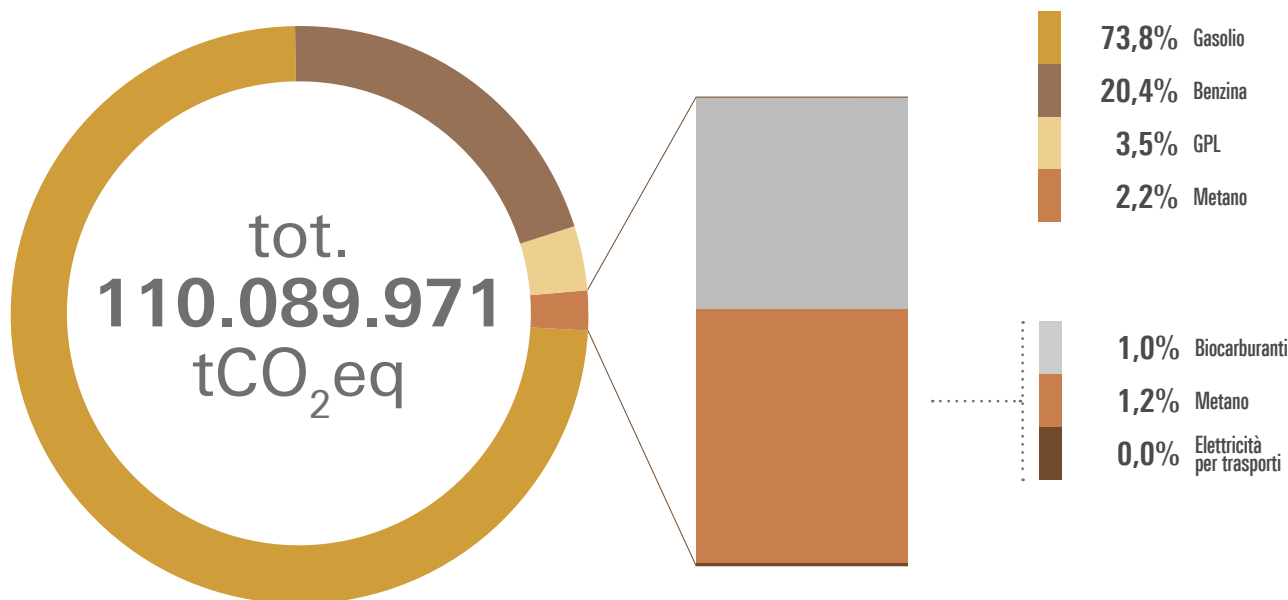
Al riguardo con le autodichiarazioni presentate nel 2020:

- 23 società fornitrici di GPL (compresi quegli operatori che eventualmente si configurano anche come soggetti obbligati) hanno dichiarato l'immissione in consumo nel 2020 di circa 1,15 mln t di GPL e 43 società fornitrici di metano (compresi quegli operatori che eventualmente si configurano anche come soggetti obbligati e/o fornitori di GPL) hanno dichiarato l'immissione in consumo nel 2020 di oltre 557,9 mln di Sm³ di metano, per un totale di circa 5,16 mln t di CO₂eq emesse. Nel 2020 inoltre, 14 fornitori di energia elettrica per i trasporti hanno dichiarato l'utilizzo per autotrazione di 65 mln di kWh di energia, corrispondente a circa 0,03 mln di t CO₂eq;
- 55 soggetti obbligati hanno dichiarato di aver immesso in consumo oltre 1,4 mln t di biocarburanti, circa 25,8 milioni di tonnellate di carburanti fossili e quasi 104 mln di Sm³ di biometano, per un totale di circa 105 mln t di CO₂eq emesse, di cui 1,1 mln t riferite ai biocarburanti e circa 104 mln t riferite ai carburanti fossili.

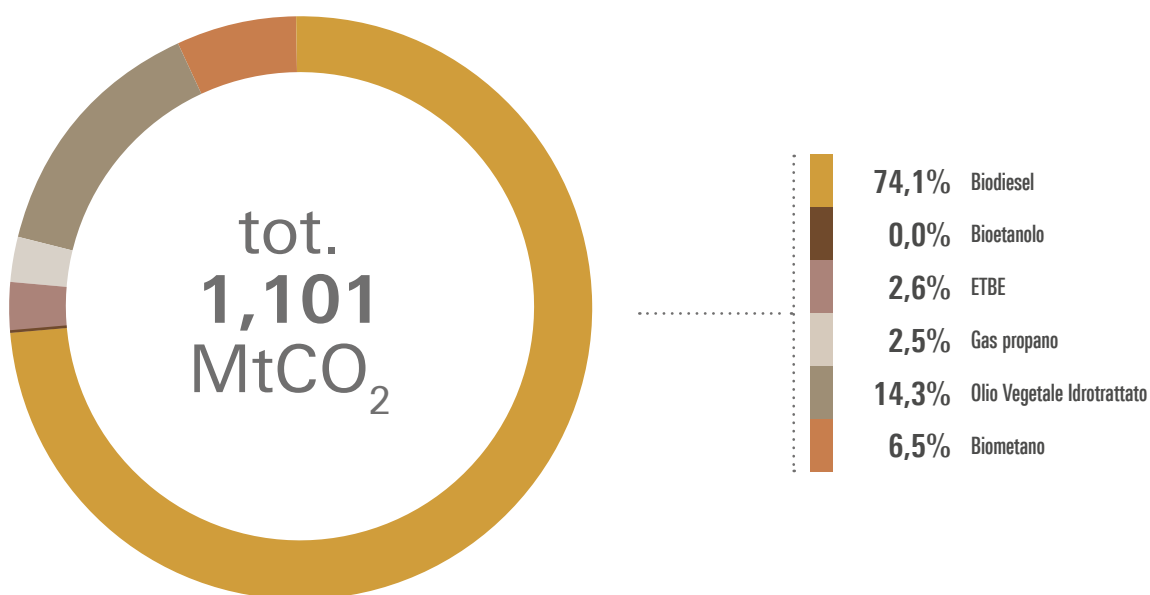
I dati di dettaglio delle dichiarazioni sono stati comunicati dal GSE al MiTE per le valutazioni e le verifiche di competenza da parte dello stesso Ministero.

Nelle figure sottostanti sono riportati i valori delle emissioni di gas a effetto serra (CO₂eq), correlate alle quantità dei carburanti e biocarburanti immessi in consumo.

■ **Figura 9** Emissioni di CO₂ relative ai carburanti immessi in consumo nel 2020 [Ripartizione %]



■ **Figura 10** Emissioni di CO₂eq relative ai biocarburanti immessi in consumo nel 2020 [Ripartizione %]



7.2

L'INCENTIVAZIONE DEL BIOMETANO E DEI BIOCARBURANTI AVANZATI

7.2.1 QUADRO NORMATIVO E PRODUTTORI

Con la Direttiva 2009/73/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, l'UE ha richiesto agli Stati membri di adottare misure concrete per un utilizzo più ampio del biogas e del gas proveniente dalla biomassa e l'accesso al sistema del gas naturale, compatibilmente con il rispetto delle norme tecniche e le esigenze di sicurezza. Analogamente con la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, l'UE ha affermato che gli impianti di produzione di biogas, dalla cui purificazione si ottiene il biometano, possono apportare grazie all'elevato potenziale di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, notevoli benefici ambientali nella produzione di calore e di elettricità e nell'utilizzo nei trasporti.

Con il Decreto MiSE del 5 dicembre 2013 che ha assegnato al GSE il compito di incentivare la produzione di biometano, sono state stabilite le disposizioni volte a favorire concretamente la produzione e il consumo di biometano in ottemperanza al D.Lgs. n.28/2011 di recepimento delle direttive comunitarie in materia di incentivazione del biometano. Attraverso tale D.M. è stato realizzato un solo impianto a biometano, tuttavia si è favorito il completamento della normativa tecnica necessaria allo sviluppo del settore. Al fine di agevolare l'accesso alle incentivazioni, il MiSE, di concerto con il MiTE e con il MiPAAF, il 2 marzo del 2018 ha emanato un nuovo Decreto interministeriale per l'utilizzo esclusivo nel settore dei trasporti del biometano e dei biocarburanti avanzati, consentendo anche il passaggio alla nuova normativa a impianti già qualificati o in corso di qualifica ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013.

Il Decreto prevede l'incentivazione della produzione di biometano non avanzato, biometano avanzato e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano destinata al settore dei trasporti, al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi fissati in ambito europeo sullo sviluppo delle fonti rinnovabili in tale settore.

Per gli impianti di produzione di biometano avanzato e di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano, il D.M. 2 marzo 2018 ha introdotto la possibilità di accedere al ritiro a titolo oneroso dei CIC da parte del GSE, a un prezzo prefissato stabilito dallo stesso Decreto (375€/CIC), con oneri di ritiro posti in capo ai soggetti sottoposti all'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, di cui al Decreto del MiSE 10 ottobre 2014 e s.m.i. Il Decreto inoltre, prevede la possibilità, riservata esclusivamente ai produttori di biometano avanzato che ne facciano richiesta, del ritiro fisico dello stesso biometano da parte del GSE.

Per i produttori di biometano non avanzato che immettono in consumo nei trasporti la loro produzione è previsto invece esclusivamente il rilascio di CIC. Oltre a confermare le maggiorazioni per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di gas naturale per i trasporti, già contemplate nel D.M. 5 dicembre 2013, sono previsti meccanismi premianti anche per la realizzazione di impianti di liquefazione del biometano, finalizzati a favorire la diffusione di tale vettore energetico anche in forma liquida.

Sono altresì agevolate le riconversioni parziali o totali, anche con incrementi di capacità produttiva, degli impianti di produzione di biogas esistenti.

Nell'ottica di comprovare l'origine rinnovabile del biometano sono state infine introdotte le GO per il biometano prodotto a partire da sottoprodotti e che non riceva altre forme di incentivazione, la cui gestione prevede la costituzione, presso il GSE, di un "Registro nazionale delle Garanzie di Origine del biometano".

Il D.Lgs. n. 199 dell'8 novembre 2021, di recepimento della Direttiva (UE) 2018/2001, ha successivamente esteso la previsione di Garanzie d'Origine gas a tutta la produzione di biometano incentivata dal GSE. Al fine di rendere operativo quanto previsto dal Decreto, è necessario attendere i decreti attuativi.

7.2.2 LA QUALIFICA DEGLI IMPIANTI

A partire dal 2018 il GSE ha svolto l'attività di qualifica di impianti, sia a progetto sia in esercizio, di produzione di biometano e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, finalizzata all'ammissione agli incentivi previsti dal Decreto 2 marzo 2018.

Possono accedere agli incentivi previsti dal D.M. 2 marzo 2018 gli impianti di produzione di:

- biometano (art.5 del Decreto);
- biometano avanzato (art.6 del Decreto);
- biocarburanti avanzati diversi dal biometano (art.7 del Decreto);

entrati in esercizio tra il 21 marzo 2018 e il 31 dicembre 2022.

Si riporta nella seguente tabella il dettaglio delle richieste di qualifica pervenute nell'ambito dei meccanismi di incentivazione previsti dal D.M. 2 marzo 2018 nel corso dell'anno 2021.

Tabella 3 Richieste di qualifica pervenute nell'anno 2021 ai sensi del D.M. 2 marzo 2018

	RICHIESTE DI QUALIFICA A PROGETTO		RICHIESTE DI QUALIFICA IN ESERCIZIO	
	N° richieste	Capacità Produttiva [Sm3/h] o [t/anno]	N° richieste	Capacità Produttiva [Sm3/h] o [t/anno]
Biometano - art.5	3	1354	1	1200
Biometano avanzato - art.6	43	23.186	11	7.116
Altri biocarburanti avanzati - art.7	1	2000	1	196
Totale	47	26.540	13	8.512

Come si evince dalla tabella, sono complessivamente 60 le richieste di qualifica pervenute nel 2021, corrispondenti ad altrettanti impianti di produzione che hanno richiesto di accedere ai meccanismi di incentivazione previsti dal Decreto 2 marzo 2018, 47 ancora in fase di progettazione/realizzazione ("a progetto") e 13 già realizzati e "in esercizio".

Le richieste di qualifica di impianti di produzione di biometano avanzato, finalizzate all'accesso agli incentivi previsti dall'art.6 del Decreto "Incentivazione del biometano avanzato immesso nella rete del gas naturale e destinato ai trasporti", sono state complessivamente 54, di cui 11 in esercizio. Sono pervenute 3 richieste di qualifica di impianti a progetto per l'accesso agli incentivi previsti dall'art.5 del Decreto 2 marzo 2018 "Disposizioni per il biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica nei trasporti".

In riferimento alla produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano di cui all'art.7, è pervenuta una sola richiesta di qualifica di impianto a progetto e una per la qualifica di impianto in esercizio.

Gli impianti complessivamente qualificati al 31 dicembre 2021, in riferimento all'intero periodo di vigenza del D.M. 2 marzo 2018, sono illustrati nella successiva tabella. Relativamente agli impianti di produzione di biometano qualificati, di cui agli artt. 5 e 6 del Decreto, il GSE ha qualificato complessivamente 51 impianti di produzione di biometano (corrispondenti a 67 istruttorie di qualifica): tra questi 1 impianto ha richiesto l'accesso agli incentivi previsti dall'art.5 e 50 impianti hanno richiesto l'accesso agli incentivi previsti dall'art.6 (biometano avanzato).

Con riferimento ai 50 impianti di produzione di biometano avanzato qualificati, 29 di questi risultano ancora a progetto, per una capacità produttiva pari a 11.145 Sm³/h, e 21 in esercizio, per una capacità produttiva pari a 26.810 Sm³/h.

Tabella 4 Impianti qualificati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018: situazione al 31/12/2021

Carburanti (mln Gcal)	IMPIANTI A PROGETTO		IMPIANTI IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm ³ /h] o [t/anno]	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm ³ /h] o [t/anno]
Biometano - art.5	1	550	0	0
Biometano avanzato - art.6	29	11.145	21	26.810
Altri biocarburanti avanzati - art.7	1	2000	5	69.255
Totale	31	13.695	26	96.065

Relativamente ai biocarburanti avanzati ai sensi dell'art.7 del Decreto 2 marzo 2018, la situazione degli impianti in esercizio incentivati è rimasta invariata rispetto all'anno precedente: 5 impianti qualificati in esercizio, di cui 4 incentivati per la produzione di biodiesel e 1 per la produzione di olio vegetale idrotrattato (HVO).

Tabella 5 Impianti di produzione di altri biocarburanti avanzati (art.7) qualificati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018: situazione al 31/12/2021

	IMPIANTI A PROGETTO		IMPIANTI IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [t/anno]	N° impianti	Capacità Produttiva [t/anno]
Biodiesel	0	0	4	63.948
Altri biocarburanti	1	2.000	1	5.307
Totale	1	2.000	5	69.255

In particolare, con riferimento ai 50 impianti di produzione di biometano avanzato, qualificati ai sensi dell'art. 6 del Decreto 2 marzo 2018, solo 20 di questi hanno chiesto di non avvalersi del ritiro fisico del biometano immesso nella rete di trasporto o di distribuzione del gas naturale; i restanti 30 hanno chiesto al GSE di effettuare il ritiro di suddetto biometano, con modalità totale o parziale a seconda dei casi. In particolare, considerando solo i 21 impianti di produzione di biometano avanzato in esercizio al 31 dicembre 2021, il GSE ha attivato il ritiro del biometano immesso in rete per 16 impianti.

Tabella 6 Impianti di produzione di biometano avanzato (art.6) qualificati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018: situazione al 31/12/2021

	IMPIANTI A PROGETTO		IMPIANTI IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm3/h]	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm3/h]
Con ritiro fisico del GSE	14	5.453	16	21.387
Senza ritiro fisico del GSE	15	5.692	5	5.423
Totale	29	11.145	21	26.810

Di seguito si riporta la tabella relativa agli impianti di produzione di biometano avanzato (art.6) qualificati al 31 dicembre 2021, con focus sulle materie prime utilizzate. In particolare, per 23 impianti le ricette di alimentazione autorizzate/in corso di autorizzazione sono costituite prevalentemente da rifiuti (FORSU e/o altri rifiuti), 12 dei quali sono già entrati in esercizio.

Tabella 7 Impianti di produzione di biometano avanzato (art.6) qualificati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018: situazione al 31/12/2021

	IMPIANTI A PROGETTO		IMPIANTI IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm3/h]	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm3/h]
Prevalenza materie di origine agricola e sottoprodotti	18	6.812	9	5.648
Prevalenza rifiuti	11	4.333	12	21.162
Totale	29	11.145	21	26.810

Si rappresenta di seguito la serie storica degli impianti qualificati negli anni 2019, 2020 e 2021 distinguendo tra impianti ancora in fase di progettazione/realizzazione (a progetto) e impianti in esercizio.

Tabella 8 Serie storica degli impianti qualificati a progetto ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 (numero e capacità produttiva)

	2019		2020		2021	
	N	C. [Sm ³ /h] o [t/anno]	N	C. [Sm ³ /h] o [t/anno]	N	C. [Sm ³ /h] o [t/anno]
Biometano - art.5	-		1	550	1	550
Biometano avanzato - art.6	14	9.005,4	18	8.601	29	11.145,28
Altri biocarburanti avanzati - art.7	0		1	2.000	1	2.000
Totale	14	9.005,4	20	11.151,38	31	13.695,28

Tabella 9 Serie storica degli impianti qualificati in esercizio ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 (numero e capacità produttiva)

	2019		2020		2021	
	N	C. [Sm ³ /h] o [t/anno]	N	C. [Sm ³ /h] o [t/anno]	N	C. [Sm ³ /h] o [t/anno]
Biometano - art.5	-	0	0	0	0	0
Biometano avanzato - art.6	4	5.748	14	22.262	21	26.810,4
Altri biocarburanti avanzati - art.7	5	69.255	5	69.255	5	69.255
Totale	9	75.003	19	91.517	26	96.065,4

Per accedere all'incentivazione prevista dal D.M. 2 marzo 2018 per il biometano avanzato (art. 6) e per i biocarburanti avanzati diversi dal biometano (art.7), successivamente all'ottenimento della qualifica e alla stipula del contratto con il GSE, è necessario che l'impianto rientri nella specifica graduatoria pubblicata sul sito istituzionale del GSE, e pertanto nel limite massimo di incentivazione annua, espresso in CIC e riportato nella specifica sezione del sito.

Nelle graduatorie a consuntivo del 2021 potrebbero rientrare eventuali ulteriori impianti di produzione di biometano avanzato, o di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, che fossero entrati in esercizio nell'anno, richiedendo la qualifica ai sensi del Decreto entro dodici mesi dalla loro entrata in esercizio.

GESTIONE ESERCIZIO DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI BIOMETANO

Con riferimento agli impianti di produzione di biometano ammessi agli incentivi (ossia qualificati, in esercizio e con contratto di incentivazione in essere) ai sensi del D.M. 2 marzo 2018, fermo restando il mantenimento dei requisiti che hanno garantito l'ammissione agli incentivi, per gli interventi che potrebbero incidere sul livello di incentivazione (es. modifiche tecniche, a seguito di variazione del titolo autorizzativo, degli impianti di produzione di biometano, modifica delle materie prime utilizzabili negli impianti di produzione, realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di gas naturale e/o di impianti di liquefazione del biometano pertinenti all'impianto di produzione), gli operatori sono tenuti a trasmettere, esclusivamente mediante Posta Elettronica Certificata, un'istanza di "Gestione esercizio" ai sensi del paragrafo 8.1 delle "Procedure Applicative del D.M. 2 marzo 2018" approvate dal Comitato Tecnico Consultivo Biocarburanti in data 4 marzo 2021 e pubblicata sul proprio sito internet.

Fino all'implementazione di un sistema informatico per la ricezione semplificata della documentazione, entro 60 giorni dalla data di completamento dell'intervento in argomento, l'istanza di Gestione esercizio a consuntivo deve essere trasmessa esclusivamente mediante la Posta Elettronica Certificata del produttore, all'indirizzo: gestioneesercizio.biometano@pec.gse.it, indicando nell'oggetto della PEC i codici identificativi sia del/dei contratto/i sia della qualifica di ammissione agli incentivi. Il GSE trasmetterà all'operatore il provvedimento in esito all'istanza di Gestione esercizio entro 120 giorni dalla ricezione della stessa, al netto dei tempi imputabili all'operatore e ad altri soggetti interpellati dal GSE in applicazione della Legge n.183 del 12 novembre 2011, nonché a quelli coinvolti nel processo di caricamento e validazione dei dati nel sistema di SNAM.

Al fine di predeterminare gli eventuali impatti dell'intervento che si intende realizzare sul contratto di incentivazione in essere, è altresì facoltà dell'operatore presentare al GSE un'istanza di Gestione esercizio a preventivo.

Per quanto riguarda gli impianti di produzione di biometano ammessi agli incentivi ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 nel 2021:

- sono pervenute 8 istanze;
- sono stati trasmessi 3 provvedimenti di esito definitivo di cui:
 - » 2 provvedimenti di addendum al contratto;
 - » 2 provvedimenti con controvalore economico pari a circa 42,8 mln€ di cui:
 - > 42,8 mln€ ulteriori incentivi riconosciuti;
 - > 0 mln€, incentivi recuperati.

7.2.3 RISULTATI ECONOMICI DELL'INCENTIVAZIONE

Nel 2021 l'incentivazione attraverso il D.M. 2 marzo 2018 riguarda 31 impianti di produzione di biometano avanzato che, complessivamente, rappresentano 35.487 Sm³/h di capacità produttiva. La produzione realizzata è di circa 175 milioni di Sm³ a fronte della quale spetta ai produttori il controvalore di 271.976 CIC per un importo di circa 103 mln€ (375 €/CIC).

Per 16 dei 31 impianti oggetto di incentivazione, i produttori hanno chiesto al GSE il ritiro del biometano avanzato immesso nella rete con obbligo di connessione di terzi, pertanto il GSE ha ritirato circa 130 milioni di Sm³ di biometano.

Tabella 10 Impianti di produzione di biometano oggetto di incentivazione ai sensi dell'art. 6 del D.M. 2 marzo 2018

Anno	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm ³ /h]	Biometano incentivato [Sm ³]	CIC	CIC per maggiorazioni impianti pertinenti	Controvalore CIC spettanti [€]
2019	8	8.978	51.748.005	80.528	-	30,20
2020	21	27.980	103.698.318	161.277	-	60,48
2021	31	35.487	174.719.816	271.976	2.652	102,99

Rispetto all'anno precedente, il numero degli impianti incentivati risulta incrementato del 48%, la produzione incentivata è aumentata del 68% circa e l'incentivo del 70%. Per il primo anno sono riconosciute maggiorazioni, in termini di CIC aggiuntivi, per la realizzazione di impianti pertinenti, ovvero impianti di distribuzione di gas naturale o di liquefazione per i quali il produttore di biometano avanzato ha partecipato almeno al 51% delle spese sostenute per la realizzazione.

La maggior parte degli impianti di produzione di biometano avanzato utilizzano la FORSU come materia prima di partenza (74% della produzione di biometano avanzato).

Tabella 11 Biometano e biometano avanzato prodotti e incentivati per materia prima utilizzata ai sensi del D.M. 2 marzo 2018

Tipologia materia prima	Biometano incentivato [Sm3] Anno 2019	Biometano incentivato [Sm3] Anno 2020	Biometano incentivato [Sm3] Anno 2021
FORSU (lettera c)	47.017.369	84.202.584	129.746.479
Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali (lettera d)	3.107.213	6.197.946	7.400.605
Concime animale e fanghi di depurazione (lettera f)	322.369	5.836.140	12.457.195
Vinacce e fecce di vino (lettera m)	1.233.440	3.463.697	2.886.166
Altre materie cellulosiche di origine non alimentare (lettera r)	65.213	2.612.691	3.915.893
Mix di materie prime			11.171.066
Batteri (lettera v)		696.795	2.186.302
Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti urbani non differenziati (lettera b)		411.050	3.298.439
Pule (lettera o)	776	111.930	186.376
Paglia (lettera e)	1.625	165.485	1.471.295
Totale	51.748.005	103.698.318	174.719.816

Per il primo anno è inoltre presente un impianto di produzione di biometano non avanzato incentivato. L'incentivo in tal caso corrisponde al rilascio di oltre 406 CIC.

Tabella 12 Impianti di produzione di biometano oggetto di incentivazione ai sensi dell'art.5 del D.M. 2 marzo 2018

Anno	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm3/h]	Biometano incentivato [Sm3]	CIC	CIC per maggiorazioni impianti pertinenti
2019	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	-	-
2021	1	1.200	1.123.200	912	0

Nel 2021 dei 5 impianti di produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano incentivabili nessuno è stato oggetto di incentivazione. Complessivamente la capacità produttiva qualificata degli impianti è di 69.255 t/anno.

Tabella 13 Impianti di produzione di altri biocarburanti avanzati oggetto di incentivazione ai sensi dell'art.7 del D.M. 2 marzo 2018

Anno	N° impianti	Capacità Produttiva qualificata [t/anno]	Biocarburanti avanzati incentivati [t]	CIC	Controvalore CIC spettanti [mln€]
2019	5	69.255	60.912	108.895	40,84
2020	5	69.255	1.141	2.185	0,82
2021	5	69.255	-	-	-

Nel 2021 si è azzerata la produzione incentivata ai sensi dell'art.7 del Decreto del 2 marzo 2018; tali biocarburanti sono stati incentivati ai soggetti obbligati attraverso il meccanismo previsto dal D.M. 10 ottobre 2014.

Tabella 14 Biocarburanti avanzati prodotti e incentivati per materia prima utilizzata ai sensi del D.M. 2 marzo 2018

Tipologia materia prima	Biocarburanti avanzati incentivati [t] Anno 2019	Biocarburanti avanzati incentivati [t] Anno 2020	Biocarburanti avanzati incentivati [t] Anno 2021
Effluente da oleifici che trattano olio di palma e fasci di frutti di palma vuoti -POME- (lettera g)	38.416	416	-
Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali (lettera d)	22.496	725	-
Totale	60.912	1.141	-

7.2.4 VENDITA DEL BIOMETANO AVANZATO

Con il Decreto interministeriale 2 marzo 2018 (c.d. "Decreto Biometano") - "Promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti", su richiesta dei produttori di biometano avanzato e in linea con quanto previsto all'articolo 6 del Decreto stesso, il GSE ritira il biometano che viene immesso nelle reti con l'obbligo di connessione di terzi. Il compito del GSE è quello di assicurarsi che tale biometano ritirato sia destinato all'utilizzo nel settore dei trasporti.

Il DM 2 marzo 2018 dispone che il biometano venga ritirato dal GSE in corrispondenza dei punti di consegna del biometano nelle reti con l'obbligo di connessione di terzi e, successivamente, ceduto al Punto di Scambio Virtuale (PSV).

Ai sensi dell'articolo 9, comma 3, della Delibera dell'ARERA 210/2015/R/gas, il GSE è tenuto a vendere a condizioni di mercato, anche per il tramite di procedure concorsuali, tutto il biometano ritirato dai produttori, secondo modalità che minimizzano le differenze tra i costi e i ricavi del GSE per le attività, rispettivamente, di ritiro e vendita del biometano.

Nel corso del 2018 il GSE ha individuato, tramite procedura concorrenziale, due operatori economici (shipper) dotati di adeguati requisiti, capacità, mezzi tecnici e in grado di garantire la destinazione specifica nel settore dei trasporti del biometano acquistato. Con tali operatori il GSE ha, successivamente, sottoscritto un accordo quadro per regolare la vendita del biometano. Prima della scadenza di tali accordi, nel corso del 2020, il GSE ha provveduto a effettuare una nuova procedura di gara pubblica. Il nuovo bando, valido a partire dal mese di ottobre del 2020, prevede una durata massima di 24 mesi, con un eventuale rinnovo per l'anno termico 2022/2023.

È stata riscontrata una sostanziale conferma dei quantitativi resi disponibili dagli shipper rispetto a quanto offerto nel precedente bando, mentre per il GSE vi è stato un netto miglioramento delle condizioni economiche. A differenza del bando del 2018, avendo gli shipper applicato al prezzo di riferimento (pubblicato dal Gestore dei Mercati Energetici – GME) uno sconto di valore negativo, i prezzi di vendita risultano maggiori rispetto al prezzo di ritiro, con percentuali del 3% e del 5,3% (in base allo shipper preso in considerazione).

Nel corso del 2021 16 impianti hanno richiesto il ritiro del biometano da parte del GSE. Per i produttori il biometano è valorizzato dal GSE secondo il prezzo medio mensile del gas naturale di cui all'articolo 6, comma 1, lettera a), del Decreto interministeriale 2 marzo 2018, pubblicato mensilmente dal GME. Tale valore è calcolato per ciascun giorno gas afferente al mese in oggetto quale media dei prezzi delle transazioni registrate sui mercati MGP-Gas e MI-Gas, in negoziazione continua, ponderata per le rispettive quantità. Il dato è, successivamente, sintetizzato su base mensile tramite media semplice e ridotto del 5%. L'importo complessivo, derivante dall'applicazione dei suddetti prezzi mensili alle quantità del 2021, è di circa 56,78 mln€.

Tabella 15 Impianti di produzione di biometano avanzato oggetto di incentivazione ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 che usufruiscono del ritiro del biometano da parte GSE

Anno	N° impianti che usufruiscono del ritiro GSE	Biometano ritirato dal GSE [Smc]	Costo biometano ritirato dal GSE [mln€]	Ricavi da vendita biometano ritirato dal GSE [mln€]	Differenze di ritiro a carico dei Soggetti Obbligati [€]
2019	5	43.145.609	6,61	6,50	104.292
2020	14	76.942.788	8,32	8,37	-49.896
2021	16	125.077.122	56,78	58,89	-2.119.763

Durante il 2021 il GSE ha incassato dagli shipper acquirenti del biometano circa 58,89 mln€, per un quantitativo di 1.278 GWh, evidenziando un maggior valore economico rispetto ai costi di ritiro per circa 2 mln€.

Figura 11 Quantità e controvalore economico vendita biometano anno 2021

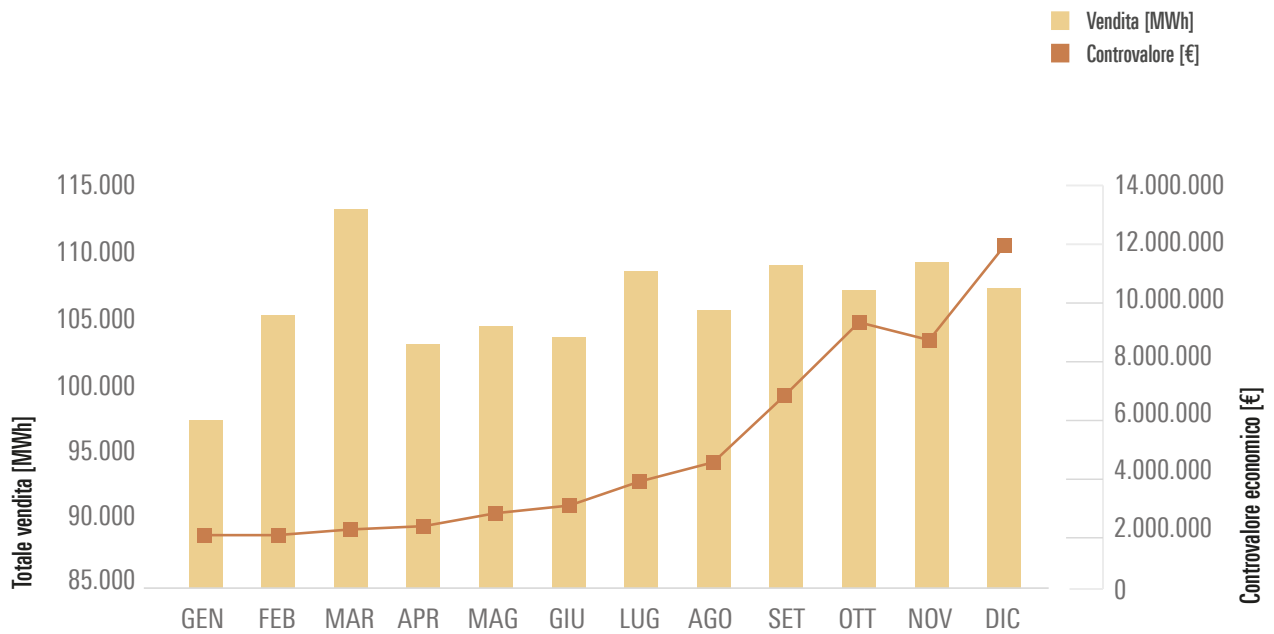
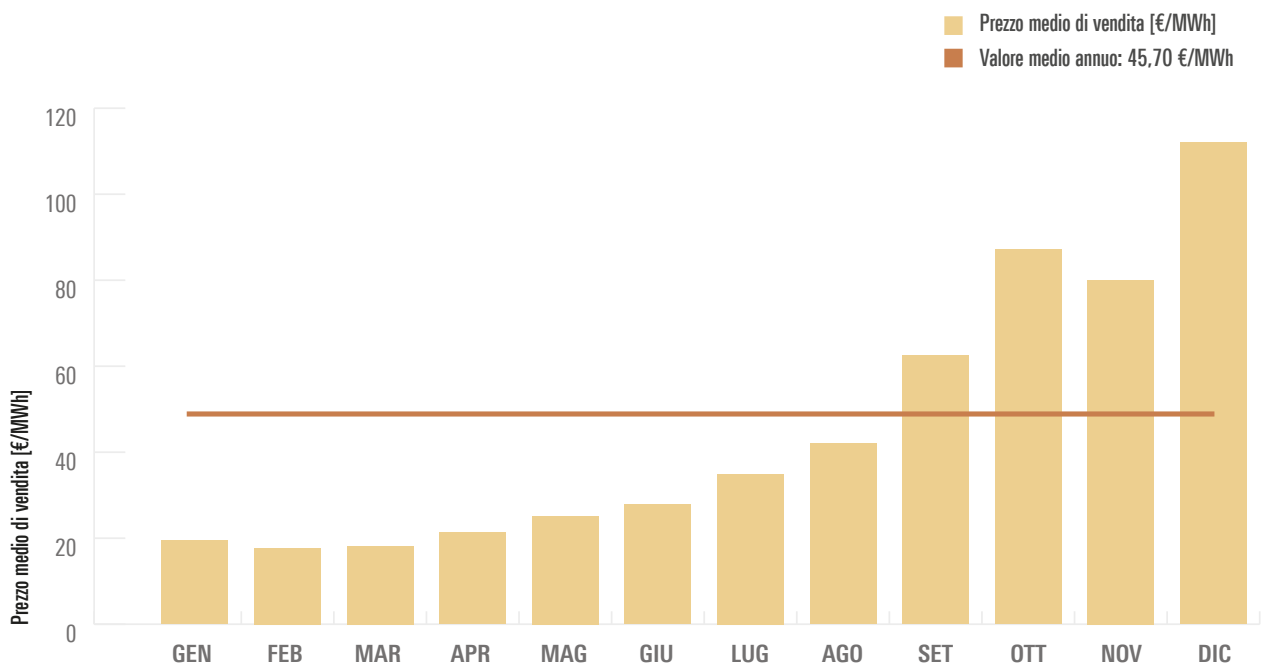
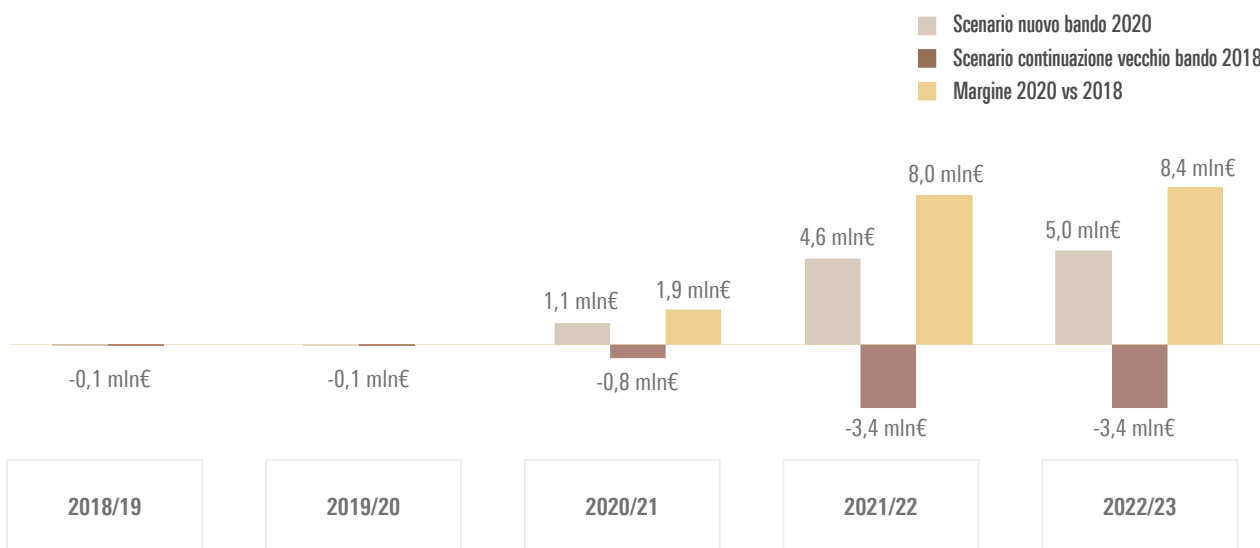


Figura 12 Prezzo medio di vendita anno 2021 (rapporto tra controvalore e volumi venduti agli shipper)



Mediante una proiezione dei risultati economici ottenuti tramite la pubblicazione dell'ultimo bando, applicati alle quantità di biometano che si prevede possano essere oggetto di ritiro nei prossimi anni termici, si delinea uno scenario in cui la differenza tra i ricavi derivanti dalla vendita e i costi del ritiro può essere stimata in un valore di 5 mln€ per l'anno termico 2022/2023.

■ **Figura 13** Scenario di simulazione della differenza tra i ricavi della vendita e i costi di ritiro del biometano avanzato



7.3

MOBILITÀ ELETTRICA, VEHICLE TO GRID

Così come indicato nel PNIEC, l'ambito dei trasporti riveste un ruolo centrale per la decarbonizzazione e l'efficienza energetica e viene attribuito rilievo prioritario alle politiche per il contenimento del fabbisogno di mobilità e all'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro. In riferimento al fabbisogno della mobilità privata e merci, si intende promuovere l'uso dei carburanti alternativi e in particolare il vettore elettrico, accrescendo la quota di rinnovabili attraverso strumenti economici e di natura regolatoria, coordinati con le autonomie locali.

La diffusione dei veicoli elettrici comporta la necessità di infrastrutture di ricarica, le cui capillarità e capacità di diffusione contribuiscono allo sviluppo e al tasso di crescita della stessa mobilità elettrica.

Nell'ambito del mix di strumenti di natura fiscale, economica, regolatoria e programmatica per lo sviluppo della mobilità elettrica, la legge di bilancio 2018 (art.1, comma 11, della Legge 27 dicembre 2017, n.205) richiede che debbano essere individuati "criteri e modalità volti a favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli e la rete elettrica, denominata vehicle to grid, anche prevedendo la definizione delle regole per la partecipazione ai mercati elettrici e di specifiche misure di riequilibrio degli oneri di acquisto rispetto ai prezzi di rivendita dell'energia".

7.3.1 RUOLO AFFIDATO AL GSE

Il D.M. 30 gennaio 2020, in attuazione dell'art.1, comma 11 della Legge 27 dicembre 2017, n. 205, stabilisce, al fine di tutelare i detentori di veicoli elettrici che partecipano al mercato per il servizio di dispacciamento mediante le infrastrutture di ricarica, la pubblicazione di una procedura affidata al GSE, per delineare le informazioni che i gestori delle UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste, di cui fanno parte le infrastrutture di ricarica) devono fornire ai detentori dei veicoli sull'utilizzo dei sistemi di accumulo dei veicoli elettrici.

Con la Delibera 541/2020, l'ARERA ha previsto un'iniziativa sperimentale, su scala nazionale, per facilitare la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico, consentendo per i soli clienti in bassa tensione (BT), la possibilità di ricaricare la propria auto elettrica avendo la disponibilità di una potenza di circa 6 kW, di notte e nei giorni festivi, senza dover richiedere un aumento di potenza al proprio fornitore di energia elettrica e senza costi fissi aggiuntivi. La Delibera prevede il coinvolgimento del GSE, affidandogli diverse attività tra le quali l'acquisizione delle richieste di accesso alla sperimentazione e la verifica di ammissibilità delle stesse.

Il 17 novembre 2020 il GSE ha pubblicato la procedura informativa a tutela dei detentori dei veicoli elettrici, a seguito di interlocuzioni avvenute con soggetti istituzionali e operatori del settore, e acquisito il parere positivo del Ministero dello Sviluppo Economico.

Il D.M. 30 gennaio 2020 definisce infatti criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete (vehicle to grid); l'art.5 del Decreto stabilisce che, al fine di tutelare i detentori di veicoli elettrici che, ai sensi del medesimo decreto, partecipano al mercato per il servizio di dispacciamento in entrambe le modalità "a salire" e "a scendere" mediante le infrastrutture di ricarica, il GSE pubblici una procedura con la quale siano delineate le informazioni che i gestori delle UVAM, di cui fanno parte le infrastrutture di ricarica, devono fornire ai detentori dei veicoli circa l'utilizzo dei sistemi di accumulo dei veicoli stessi.

La procedura inquadra i soggetti coinvolti nei vari casi di ricarica privata o ad accesso pubblico e definisce per ciascuno di essi i flussi informativi, suddivisi tra informazioni rese disponibili ex ante, prima che la ricarica e gli eventuali servizi di rete abbiano luogo, e un set informativo ex post.

7.3.2 SPERIMENTAZIONE PER LA PROMOZIONE DELLA RICARICA ELETTRICA INTELLIGENTE

Con la Delibera 541/2020, l'ARERA ha previsto un'iniziativa sperimentale, su scala nazionale, per facilitare la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico quali, ad esempio, la propria abitazione (principale o secondaria), piccoli studi professionali o esercizi commerciali, posti auto non collegati elettricamente all'abitazione, piccoli laboratori artigianali, magazzini.

In particolare, per i soli clienti in bassa tensione (BT) e con potenza impegnata compresa tra 2 e 4,5 kW, dal 1° luglio 2021 al 31 dicembre 2023 sarà possibile ricaricare la propria auto elettrica avendo la disponibilità di una potenza di circa 6 kW, di notte, di domenica e negli altri giorni festivi, senza dover richiedere un aumento di potenza al proprio fornitore di energia elettrica, quindi senza dover sostenere costi fissi aggiuntivi dovuti alla potenza più elevata.

Per accedere alla sperimentazione è necessaria l'installazione dei dispositivi di ricarica più avanzati, in grado di misurare la potenza di ricarica e trasmetterla a un soggetto esterno (come ad esempio un aggregatore), nonché ricevere e attuare comandi di modulazione della potenza di ricarica.

La Delibera prevede il coinvolgimento del GSE per diverse attività, quali:

- acquisizione della richiesta di accesso alla sperimentazione, completa delle informazioni anagrafiche e tecniche dell'utenza e del dispositivo di ricarica, nonché di informazioni aggiuntive utili a definire il contesto immobiliare presso il quale è installato il dispositivo e le principali dotazioni impiantistiche;
- valutazione dell'ammissibilità della richiesta, a seguito della verifica del rispetto dei requisiti tecnici previsti, anche in base al flusso informativo di scambio con i gestori delle reti di distribuzione, da implementare entro determinate tempistiche definite dalla Delibera;
- pubblicazione e aggiornamento di un elenco dei dispositivi di ricarica con caratteristiche tecniche idonee all'accesso alla sperimentazione;
- predisposizione, con cadenza annuale, di una relazione di monitoraggio dell'andamento dell'adesione alla sperimentazione e dei principali trend tecnologici osservati, nonché del consuntivo dei costi sostenuti per lo svolgimento delle attività;
- esecuzione di verifiche documentali e di controlli, anche presso l'abitazione del cliente.

Il 3 maggio 2021, con la pubblicazione del portale informatico, attraverso il quale i clienti possono richiedere l'aumento gratuito della potenza previsto dalla Delibera, il GSE ha avviato l'attività operativa di gestione delle richieste, che hanno raggiunto quota 885 al 31 dicembre 2021.

Nel corso del 2021 il GSE, d'intesa con ARERA, ha inoltre realizzato un censimento delle infrastrutture di ricarica idonee alla sperimentazione arrivando a contarne oltre 300 e individuando oltre 30 aziende operanti nel mercato italiano.

Figura 14 Andamento mensile 2021 delle richieste di adesione

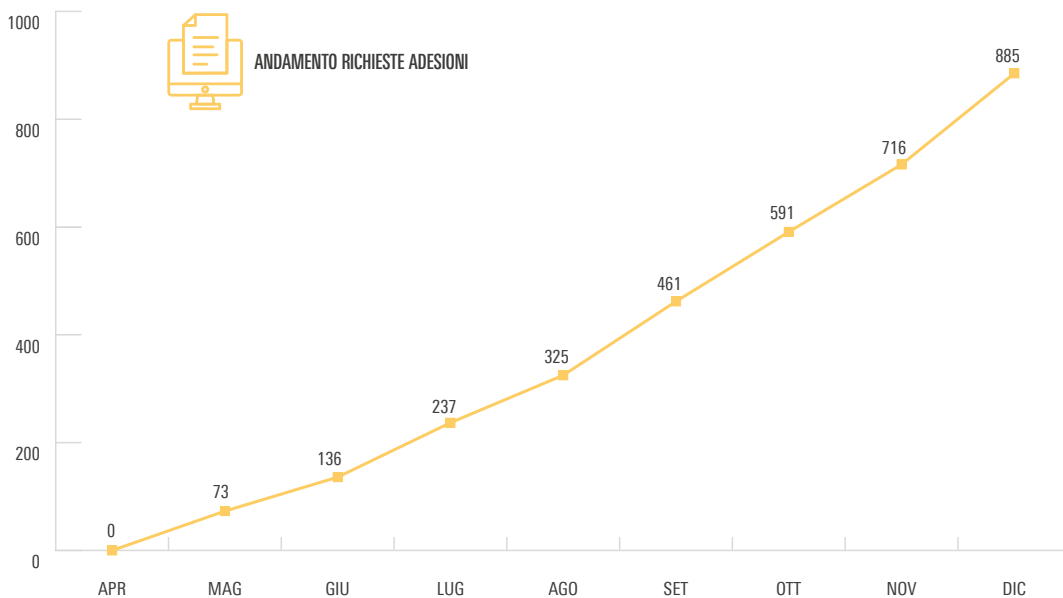


Figura 15 Numero dei dispositivi inseriti in elenco

310 

**Numero dispositivi
inseriti in elenco**

30 

**Numero costruttori
censiti**

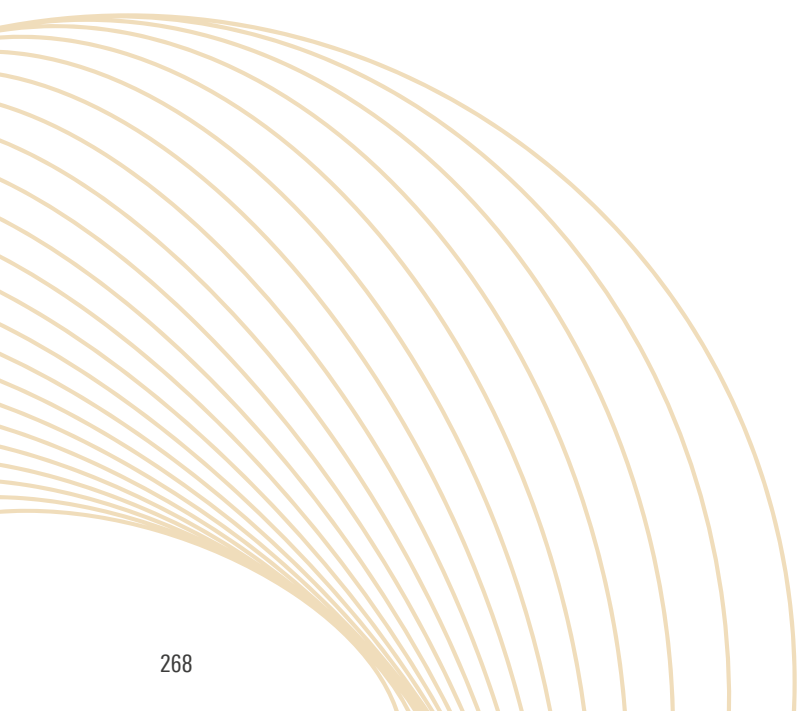
Tabella 16 Distribuzione geografica degli esiti delle richieste pervenute

AREA GEOGRAFICA	RICHIESTE TOTALI	% APPROVATE SU TOT ESITATE
Nord Ovest	307	61%
Nord Est	227	62%
Centro	197	58%
Sud	113	59%
Isole	41	66%
Totale	885	61%

EMISSIONI

8

EMISSIONI
DI GAS SERRA





52,63 €/tonCO₂

valore medio ponderato
del 2021 delle **quote di
emissione** (EUA ed EUA A)
collocate dall'Italia

2.495 mln €

proventi generati dal
**collocamento all'asta
delle EUA ed EUA A**
nel 2021

-9,9%

**riduzione delle
emissioni** di gas a
effetto serra per i piccoli
emettitori tra il 2019
(1,06 milioni) e il 2020
(0,955 milioni tCO₂ eq.)

EMISSIONI DI GAS SERRA

8.1

EMISSIONI DI GAS SERRA: IL RUOLO DEL GSE

SISTEMA EUROPEO PER LO SCAMBIO DI QUOTE DI EMISSIONI

Dal 2003, il sistema europeo per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra “European Union Emissions Trading Scheme (EU-ETS)” rappresenta il principale strumento dell’Unione Europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni al 2030 nei settori energivori.

Il sistema, introdotto dalla direttiva 2003/87/CE, coinvolge tutti gli operatori aerei attivi nell’Unione Europea e circa 11 mila impianti termoelettrici e industriali. Circa 1.100 di questi sono impianti collocati in Italia e un quarto sono attualmente riconosciuti come Piccoli Emettitori avendo emissioni medie sotto le 25 mila tCO_{2eq}.

I gestori degli impianti interessati, per esercitare la propria attività, devono essere in possesso di un’autorizzazione a emettere gas a effetto serra e hanno l’obbligo di comunicare annualmente all’autorità nazionale competente, in Italia rappresentata dal Comitato ETS, le loro emissioni e a compensarle con quote EUA (European Union Allowances) o EUA A (European Union Allowances – Aviation), ad eccezione degli impianti di dimensioni ridotte i cui gestori aderiscono a un regime nazionale dedicato (c.d. opt-out) semplificato dal punto di vista amministrativo. Le quote possono essere comprate e vendute dai soggetti obbligati o da partecipanti al mercato, quali banche e operatori finanziari. La proprietà delle quote al momento della loro prima emissione è degli Stati membri ed è trasferita ai gestori attraverso aste pubbliche europee ai sensi del regolamento UE 1031/2010 e s.m.i. (di seguito regolamento Aste) oppure mediante assegnazione gratuita ai sensi del regolamento UE 331/2019. Il 9 giugno 2020 è stato emanato il D.Lgs. n.47/2020 di recepimento nell’ordinamento nazionale della direttiva ETS. La norma, agli artt.6 e 24, rinnova al GSE, il ruolo di responsabile del collocamento (c.d. Auctioneer) delle quote EUA e EUA A per l’Italia. La Convenzione, stipulata con il Ministero dell’Economia e delle Finanze, indica le attività che il GSE svolge per adempiere al ruolo di responsabile del collocamento e le modalità con cui i proventi devono essere trasferiti alla Tesoreria dello Stato. Da luglio 2016, inoltre, il GSE partecipa al Joint Procurement Steering Committee (JPSC) sulla base del Joint procurement agreement (JPA), comitato responsabile dei rapporti contrattuali con il gestore della piattaforma comune europea su cui si svolgono le aste.

Nel corso del 2021 il lavoro del Comitato si è concentrato perlopiù sulla finalizzazione degli aspetti contrattuali necessari per l’avvio della gestione della piattaforma comune europea nel periodo 2021-2025 nonché per gli aggiornamenti dei calendari d’asta ai sensi del Regolamento Aste.

La Commissione EU e il gestore aggiudicatario EEX AG (EEX) hanno stipulato il 4 novembre 2020 il contratto per la gestione della CAP-3 ai sensi del Regolamento 1031/2010 e s.m.i. (c.d. Regolamento Aste, articolo 26).

Sulla CAP-3, EEX gestisce il collocamento delle quote di emissione dei 25 Stati membri già partecipanti alla CAP-2 e dei tre Stati dello spazio economico europeo. Per il tramite della Banca Europea degli Investimenti (EIB), sulla piattaforma sono collocate anche le quote di emissione per il Fondo Innovazione (articolo 10 bis para. 8 direttiva ETS) e il Fondo Modernizzazione (articolo 10 quinquies direttiva ETS).

Il nuovo D.Lgs. 47/2020 indica, all'articolo 4, che il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) possa avvalersi del supporto tecnico-specialistico del GSE per la gestione dei cosiddetti "piccoli e molto piccoli emettitori" (regime nazionale di opt-out). In linea con quanto previsto, il 9 dicembre 2020 il MiTE e il GSE hanno sottoscritto un accordo di cooperazione per l'implementazione e lo sviluppo di attività di supporto relativamente all'attività istruttoria degli impianti di dimensioni ridotte ai sensi degli artt. 31 e 32 del succitato decreto. Nel corso del 2020 e in continuità con l'attività svolta a partire dal 2011 come membro della Segreteria tecnica del Comitato ETS, il GSE ha fornito supporto per la gestione amministrativa dei piccoli emettitori nel III periodo (2013-2020) e l'avvio del "IV Periodo (2021-2030)".

8.2

COLLOCAMENTO ALL'ASTA DELLE QUOTE DI EMISSIONE ITALIANE DELL'EU-ETS

Il GSE è il responsabile del collocamento delle quote di emissione di competenza nazionale per conto del Governo italiano nell'EU ETS.

La Convenzione con il MEF del 20/12/2019 stabilisce che il GSE:

- colloca all'asta le quote di emissione di proprietà italiana nei tempi e quantitativi previsti dal calendario annuale stabilito dalla Commissione Europea e gestisce i rapporti, per gli aspetti di competenza nazionale, con la piattaforma d'asta (CAP-3), secondo quanto previsto dal Regolamento europeo sulle aste e JPA;
- riceve i proventi delle aste e li trasferisce entro cinque giorni lavorativi da ogni singola asta alla Tesoreria dello Stato;
- svolge attività di monitoraggio regolatorio, europeo e nazionale, conduce analisi degli impatti derivanti dalle proposte di modifica della regolazione europea e nazionale, nonché l'analisi dell'andamento sia del mercato (e dei mercati energetici connessi), sia dei prezzi delle quote di emissione;
- svolge attività di divulgazione pubblica sul mercato del carbonio e gli esiti delle aste.

Nel corso del 2021, la Società ha monitorato complessivamente 132 sessioni d'asta per le EUA collocando, per conto dell'Italia, circa 47,4 mln di quote e ricavando circa 2,5 mld€ e 5 sessioni d'asta dedicate al settore dell'aviazione civile collocando all'asta 465.000 EUA A e ricavando circa 24 mln€.

Dal 1° gennaio 2019 è operativa la riserva di stabilità del mercato, principale strumento europeo per favorire l'equilibrio tra i fondamentali del mercato, introdotto con la Decisione (UE) 2015/1814 e modificato nel 2018 con la Direttiva 2018/410/UE. Nel 2021, su base annua, i volumi italiani delle EUA sono diminuiti del 9% circa, rispetto al 2020, risentendo oltre alla riduzione lineare del cap dell'EU ETS del maggior prelievo da parte della riserva di stabilità sui volumi in asta per effetto dell'incremento del surplus in circolazione nel 2020 quale conseguenza dell'impatto della pandemia sulle emissioni 2020.

Figura 1 andamento mensile dei ricavi delle aste di quote di emissione italiane EUA 2021

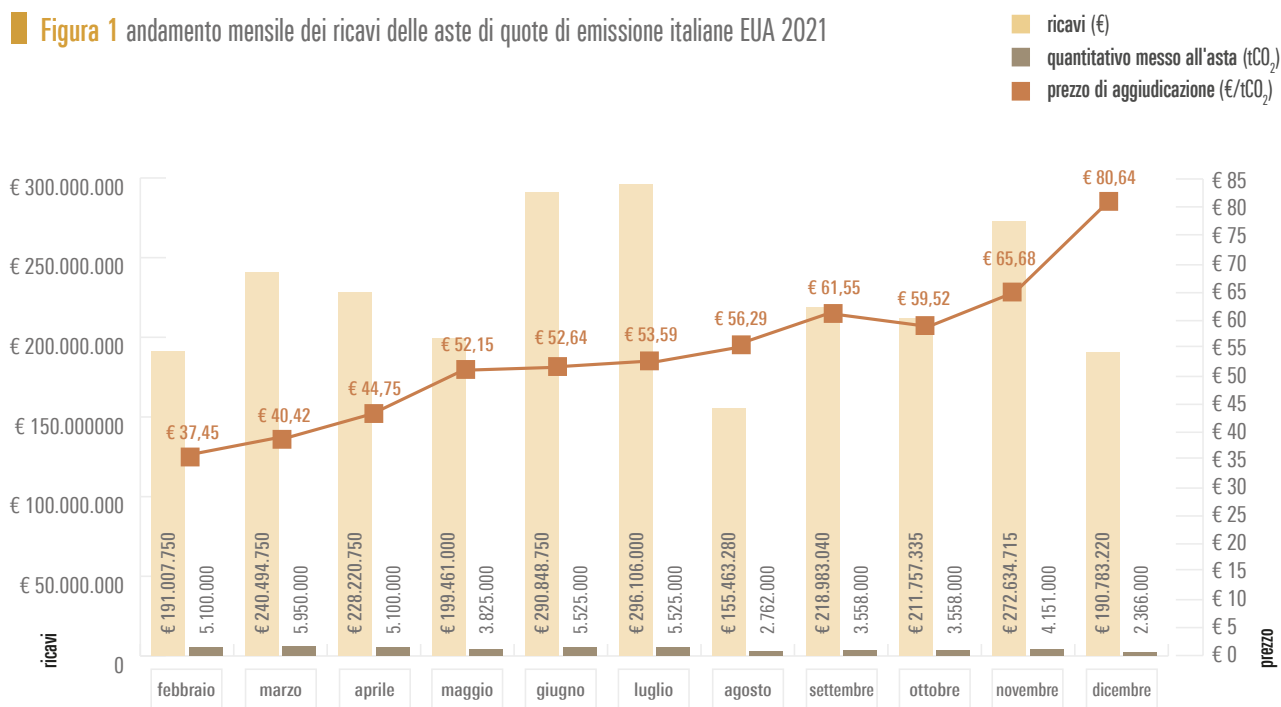
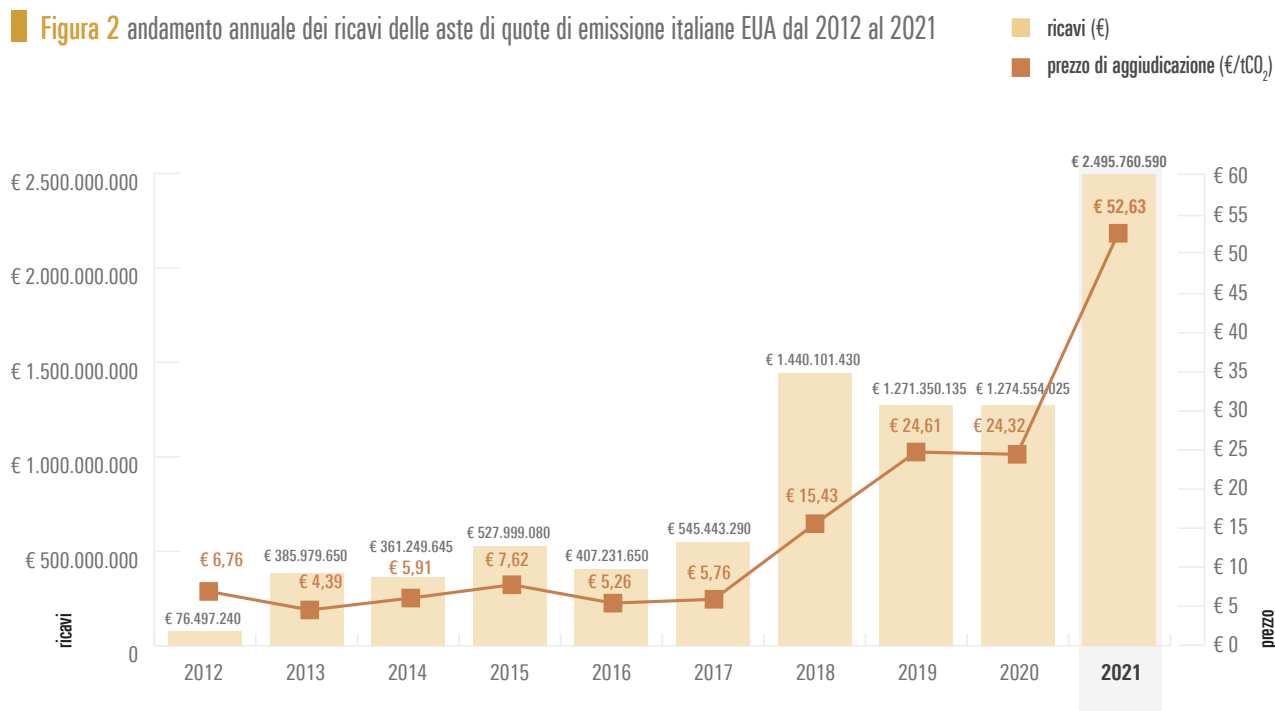


Figura 2 andamento annuale dei ricavi delle aste di quote di emissione italiane EUA dal 2012 al 2021



I proventi italiani derivanti dal collocamento delle EUA rappresentano l'8% circa del totale europeo sulle piattaforme attive, mentre i proventi relativi alle EUA A il 12% del totale. Rispetto agli altri Stati membri, l'Italia si è attestata terza per proventi ricavati sia dalla vendita delle EUA dopo Polonia e Germania sia delle EUA A dopo Germania e Spagna.

Figura 3 proventi d'asta derivanti dal collocamento di EUA nel 2021 per Stato membro

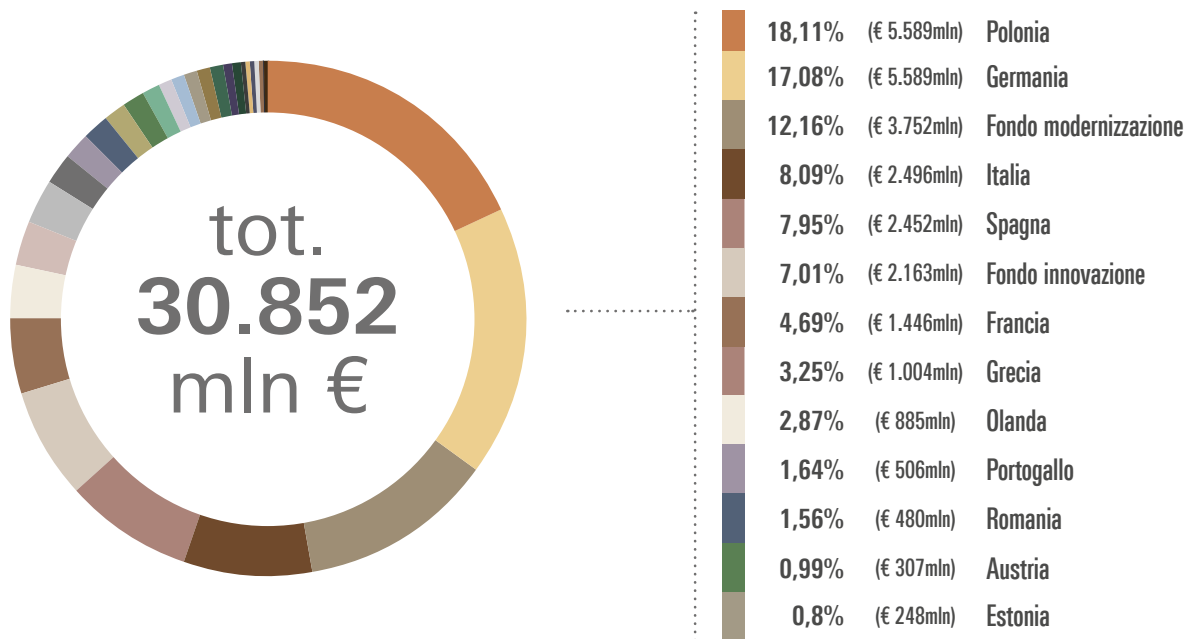
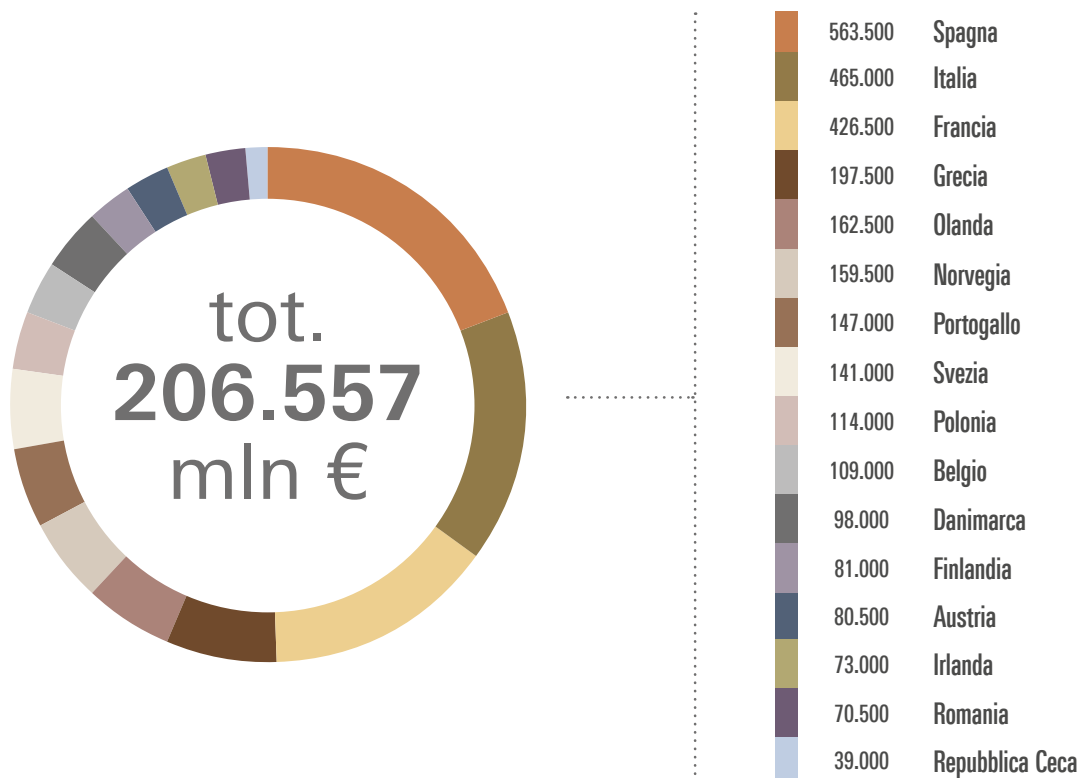
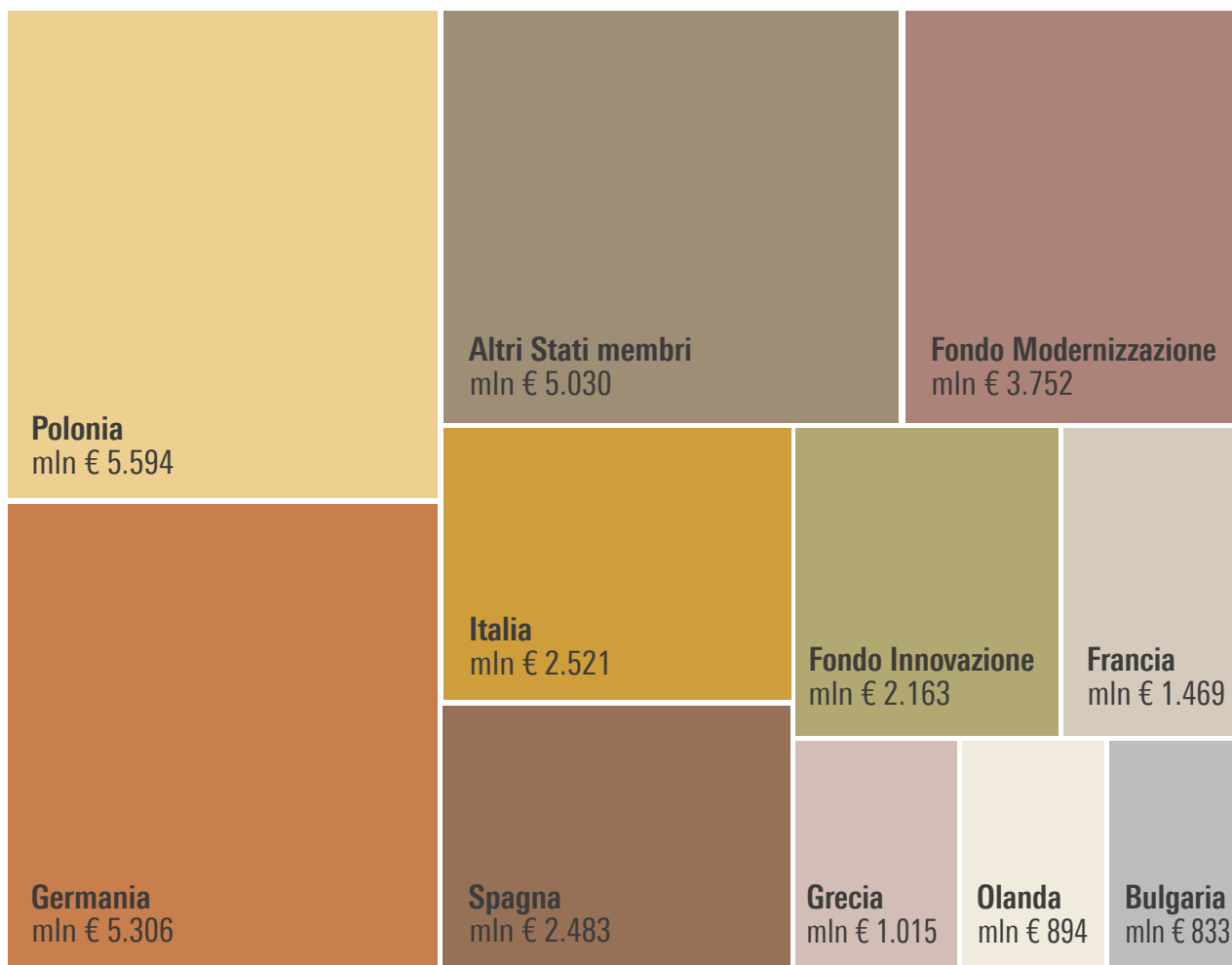


Figura 4 proventi d'asta da EUA A collocate nel 2021 per Stato membro



■ **Figura 5** ricavi di proventi d'asta da EUA ed EUA A collocate nel 2021 per Stato membro (mln€)



Il prezzo medio ponderato annuo delle EUA per il 2021 si è attestato a 52,6 €, più che raddoppiato rispetto al 2020 (+116%). Confrontando solamente il prezzo delle EUA nell'ultima sessione del 2021 rispetto al prezzo dell'ultima sessione del 2020, si registra invece una crescita del 141%.

Nel corso dell'anno, infatti, si è confermato il trend crescente del prezzo delle EUA iniziato a novembre 2020. L'8 dicembre 2021, i prezzi delle EUA hanno toccato livelli record rispetto all'intera III fase dell'EU ETS sfiorando i 90 € sul primario e sul secondario.

Figura 6 andamento mensile dei ricavi delle aste di quote di emissione italiane EUA A 2021

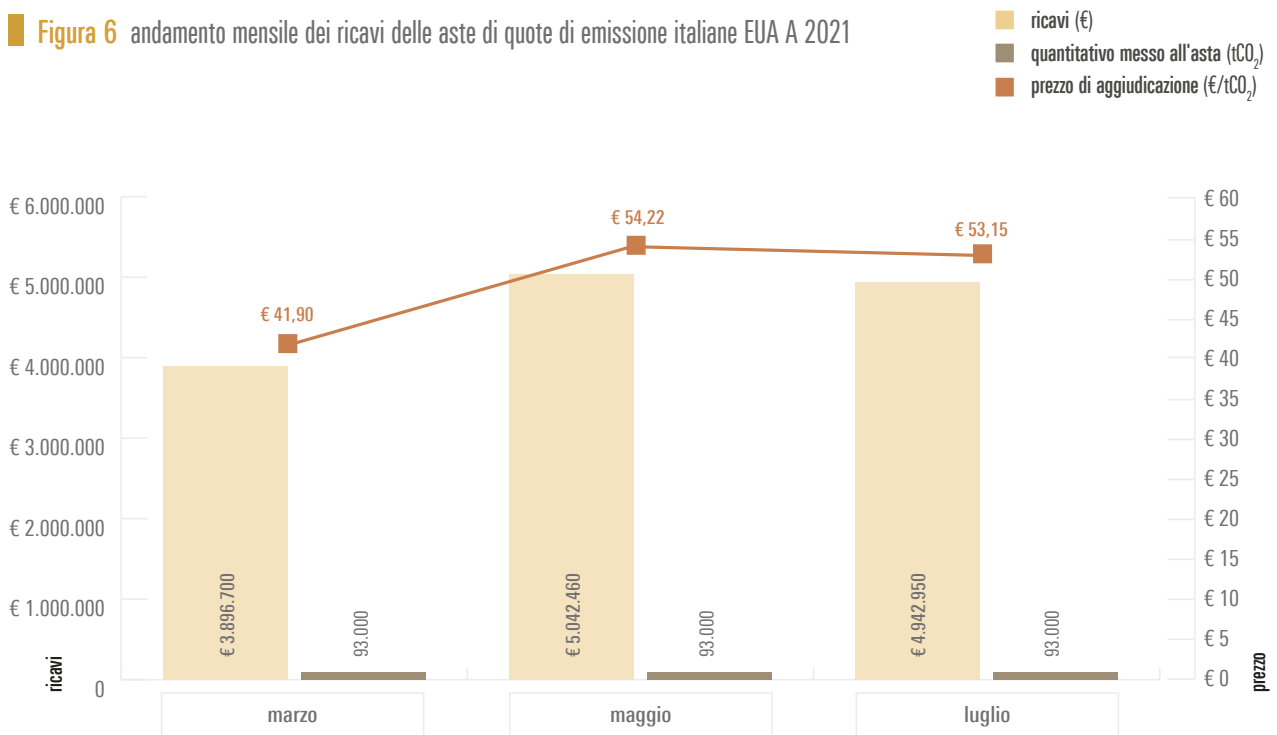
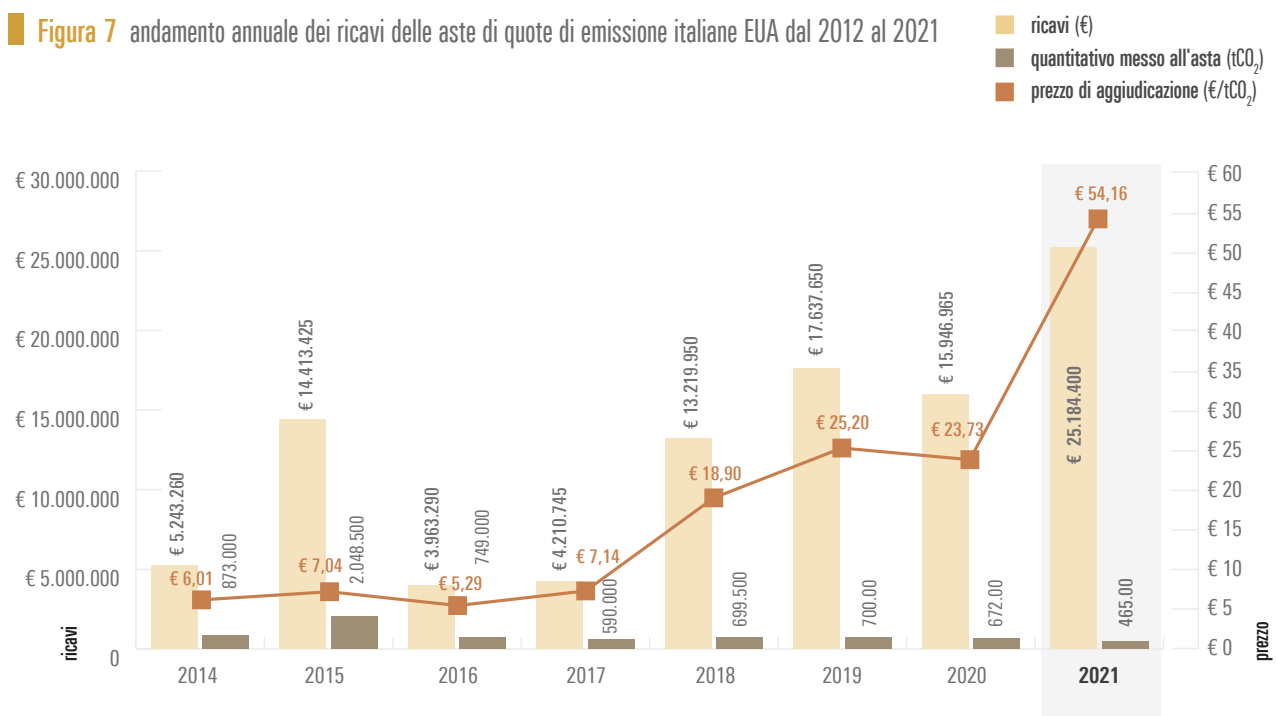


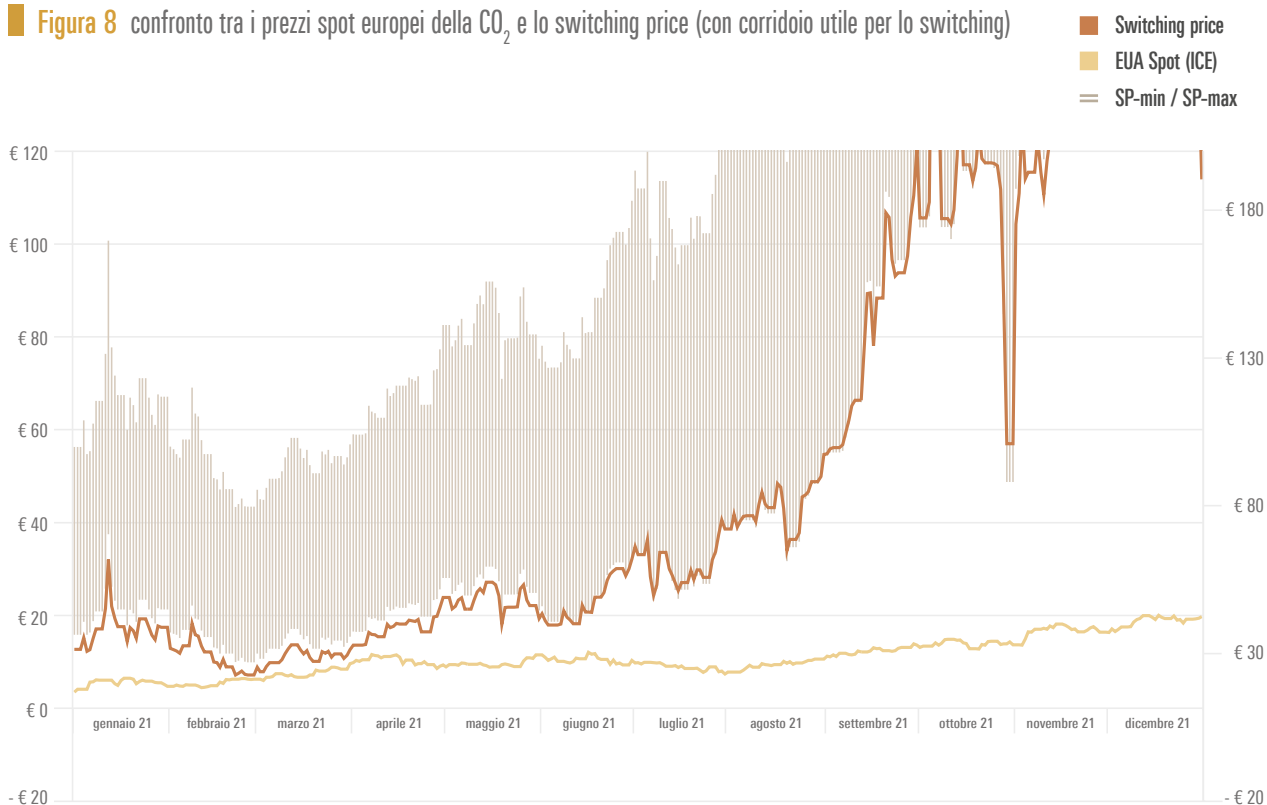
Figura 7 andamento annuale dei ricavi delle aste di quote di emissione italiane EUA dal 2012 al 2021



Nel 2021, contrariamente al 2020, lo switching price carbone-gas, un indicatore utile per valutare il prezzo minimo delle EUA necessario a favorire la sostituzione del carbone con il gas, ha subito una forte crescita passando da una media di 4 €/tCO₂ nel 2020 a 106 €/tCO₂ nel 2021.

Tale incremento è dovuto in particolar modo all'aumento del prezzo del gas naturale. Il prezzo delle EUA ben al di sotto dello SP contribuisce ad aumentare la competitività della generazione di energia elettrica da carbone a scapito del gas.

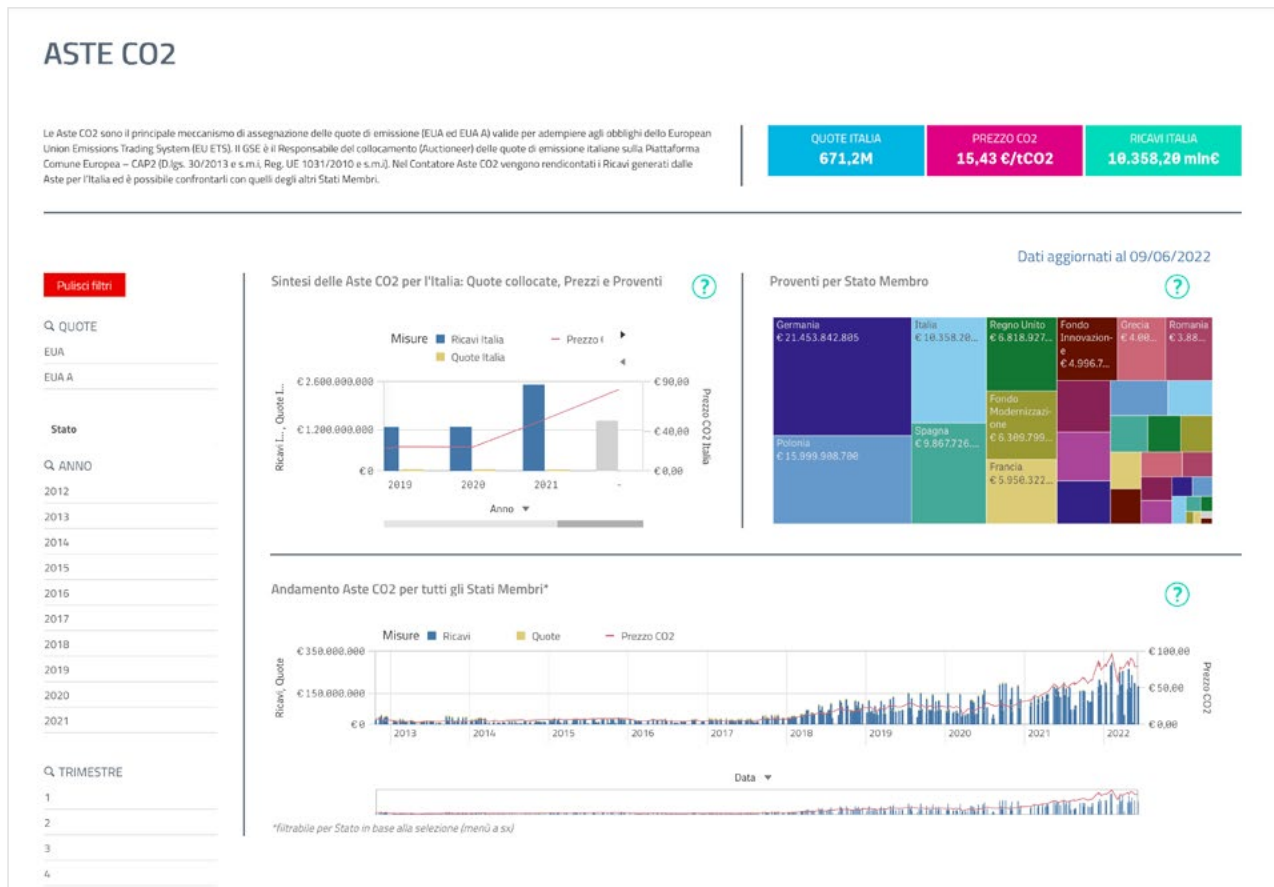
Figura 8 confronto tra i prezzi spot europei della CO₂ e lo switching price (con corridoio utile per lo switching)



Nel corso del 2021 il GSE ha trasferito alla Tesoreria dello Stato i proventi relativi alle quote di emissione EUA collocate nel quarto trimestre 2020 e nel 2021 ed EUA A. Il GSE svolge attività di divulgazione di informazioni relative al sistema delle aste di quote europee di emissione a fini istituzionali e pubblici.

Nel corso del 2021, per ciascuna settimana d'asta, sono state inviate alle amministrazioni pubbliche competenti note di sintesi, settimanali e trimestrali, relative ai risultati delle aste governative, e approfondimenti sulle principali novità di carattere regolatorio sul sistema ETS connesse agli aspetti di mercato: quote collocate, proventi generati e interessi maturati dalle risorse in giacenza nei conti correnti sotto la custodia del GSE.

Figura 9 contatore aste CO₂ sul portale GSE, all'interno della sezione Chi Siamo / Performance / Aste CO₂



Con riferimento all'attività di analisi del mercato del carbonio, gli approfondimenti elaborati nel corso del 2021 sono stati pubblicati sul sito istituzionale del GSE, nella sezione "Aste CO₂". Tra i più rilevanti si evidenziano: "Aggiornamento dei benchmark 2021-2025 e possibili revisioni della riserva di stabilità del mercato" (Rapporto GSE – I trim.); "Legge climatica europea, anticipazioni del pacchetto Fit for 55%" (Rapporto GSE - II trim.); "Pacchetto Fit for 55%", "Sintesi annuale dei principali accadimenti nel 2021" (Rapporto GSE - Annuale 2021).

I Rapporti di monitoraggio dell'andamento delle aste CO₂, pubblicati trimestralmente, forniscono aggiornamenti sulle aste di quote di emissione del Fondo europeo per l'Innovazione, sul processo europeo e nazionale per le assegnazioni a titolo oneroso e gratuite di quote di emissione, sul processo nazionale di attuazione delle regole dell'EU ETS per il IV periodo, nonché sulla disciplina nazionale dei regimi di opt out in Italia ai sensi dell'articolo 31 e 32 del D.Lgs. 47/2020.

8.3

PROVENTI ASTE E SOSTENIBILITÀ

Ai sensi del D.Lgs. 47/2020, almeno il 50% dei proventi delle aste è destinato a misure per la sostenibilità energetico ambientale (artt. 6 e 24 in attuazione degli artt. 3 e 10 paragrafo 3 Direttiva 2003/87/UE) e la loro allocazione specifica è disposta dai Ministeri interessati. Gli Stati membri devono rendicontare annualmente alla Commissione europea la destinazione d'uso di tali risorse.

A luglio 2021, in adempimento agli obblighi europei annuali previsti dal Regolamento europeo 2018/1999, l'Italia ha reso pubblica, sul sito dell'Agenzia europea dell'Ambiente, la relazione sulla destinazione d'uso delle risorse derivanti dalle aste governative CO₂. La relazione chiarisce che, per vincoli legati alla normativa nazionale, le risorse generate dalle aste di quote di competenza di un dato anno possono essere effettivamente allocate solo a partire dal giugno dell'anno successivo (a valle dell'attività di verifica dell'entità delle quote restituite e corrispondenti proventi delle aste) e che in particolare i fondi destinati per attività specifiche o erogati nel 2019 sono relativi alle risorse generate dalle aste nel 2018 e 2019. Ciò in virtù del fatto che le risorse generate con le aste CO₂ del 2020, alla data di rendicontazione da parte dell'Italia, non erano state assegnate agli specifici capitoli di spesa del Bilancio.

■ Tabella 1 elenco dei DD. MM. di ripartizione a oggi adottati

Decreti Ministeriali di ripartizione Si riportano a seguire i DD. MM. Di ripartizione a oggi adottati:

26 settembre 2014:	1° DM di ripartizione dei proventi delle aste relative all'anno 2013
22 settembre 2015:	2° DM di ripartizione dei proventi relative all'anno 2014
17 novembre 2016:	3° DM di ripartizione delle risorse relative all'anno 2015
14 dicembre 2017:	4° DM di ripartizione delle risorse relative all'anno 2016
31 dicembre 2018:	5° DM di ripartizione delle risorse relative all'anno 2017
31 dicembre 2019:	6° DM di ripartizione delle risorse relative all'anno 2018

A valle degli interventi del Governo nella seconda metà dell'anno, per il contenimento degli impatti straordinari dell'aumento del costo per l'energia elettrica per la famiglia tipo dovuto alla forte crescita dei prezzi delle commodity energetiche (in primo luogo il gas), il decreto legislativo di recepimento della RED II (art.15) ha introdotto un utilizzo strutturale delle risorse provenienti dalle aste per la mitigazione degli oneri di sistema.

Come riportato nella relazione, l'Italia ha rendicontato nel 2021 l'utilizzo di 496,72 mln€ per finalità

nazionali connesse alla sostenibilità (ex. art.10 para. 3 e 3 quinquies Dir. ETS), 32,75 mln€ attraverso «canali multilaterali di finanziamento per finalità energetico-ambientali» e 1,64 mln€ attraverso «sostegno bilaterale e regionale».

8.4

SEGRETERIA TECNICA DEL COMITATO ETS: I PICCOLI EMETTITORI

Ai sensi del D.Lgs. 47/2020, il GSE fornisce supporto tecnico specialistico all'attività istruttoria inerente i procedimenti amministrativi per gli impianti di dimensioni ridotte ai sensi degli articoli 31 e 32 del decreto citato a beneficio del MITE, in particolare alla Segreteria tecnica del Comitato ETS, autorità nazionale competente per l'attuazione della Direttiva ETS in Italia. Già a partire dal 2011, l'attività svolta dal GSE nell'ambito della Segreteria tecnica si è concentrata prevalentemente sull'attuazione amministrativa delle disposizioni nazionali per i piccoli emettitori ossia impianti con emissioni inferiori alle 25mila tCO_{2eq} e, qualora svolgano attività di combustione ai fini ETS, con potenza termica nominale inferiore a 35 MWt.

Le disposizioni normative per i piccoli emettitori sono vigenti dal 2012 per il terzo periodo d'obbligo (Deliberazioni nn. 12/2012 e 16/2013) e sono state perfezionate ai sensi degli articoli 27 e 27 bis della direttiva 2018/410, alla luce della prassi amministrativa del Comitato ETS e dell'avallo della Commissione europea con deliberazioni del Comitato ETS nn. 119/2019, 17/2020, 23/2021 per il periodo 2021-2025. Esse istituiscono e disciplinano un sistema semplificato di tipo "command and control" per il monitoraggio e la compensazione delle emissioni per impianti con emissioni ridotte.

A differenza dell'EU ETS, il regime semplificato di opt out assegna un tetto emissivo annuo ai singoli impianti, oltre il quale i gestori devono compensare, annualmente, le emissioni in eccesso, restituendo EUA o pagando un corrispettivo pari al costo medio delle quote nell'anno di riferimento.

I gestori degli impianti di dimensioni ridotte che, rispettando il requisito emissivo nel periodo 2016-2018 e, per gli impianti che rientrano in ETS per lo svolgimento di attività di combustione, il requisito di potenza termica, presentarono domanda di accesso al regime nazionale di regole per l'applicazione dell'articolo 27 e 27bis in Italia ai sensi della Deliberazione n.119/2019, costituiscono l'insieme dei c.d. piccoli emettitori, relativamente al quarto periodo (2021-2025). Il sistema di opt out è infatti un sistema chiuso a cui è possibile accedere con cadenza quinquennale.

La Direttiva 2018/410/UE ha introdotto la possibilità di escludere da EU ETS impianti con emissioni inferiori alle 2.500 tCO_{2eq} l'anno nel periodo 2016-2018, (c.d. molto piccoli emettitori) ma anche gestori di impianti con unità di riserva e/o emergenza con ore di funzionamento inferiori alle 300 ore annue.

Per gli impianti di cui all'art.27 della Direttiva 2003/87/CE e s.m.i., l'esclusione è consentita a fronte dell'introduzione di misure nazionali equivalenti, stabilite dai singoli Stati membri, che garantiscano la riduzione delle emissioni. Tali impianti sono reintrodotti in EU ETS, a eccezione degli «ospedali», qualora eccedano la soglia delle 25.000 tCO_{2eq} l'anno, se piccoli emettitori ai sensi dell'articolo 31 del D.Lgs. 47/2020, o eccedano la soglia delle 2.500 tCO_{2eq} se molto piccoli emettitori ai sensi dell'articolo 32 del decreto citato che non hanno optato per l'ingresso in opt-out.

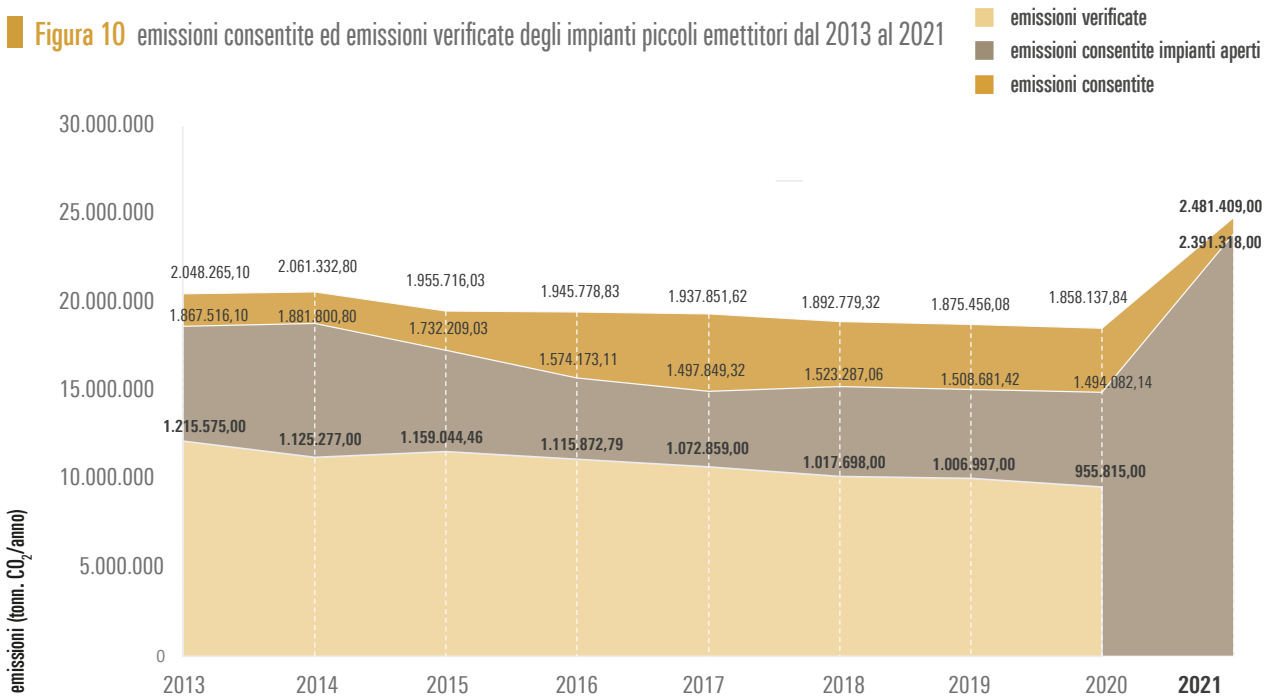
I piccoli emettitori (PE) di quarta fase per il periodo 2021-2025 sono 235 e i Molto Piccoli Emettitori (MPE) 34.

Anche nel corso del 2021, il GSE, nell'ambito della segreteria tecnica del Comitato ETS, ha fornito supporto operativo relativamente ad adempimenti di legge per i piccoli emettitori per il terzo e quarto periodo d'obbligo del regime nazionale e in particolare:

- presa d'atto delle comunicazioni verificate delle emissioni 2020 e verifica delle comunicazioni delle emissioni relative a "micro emettitori" (con emissioni sotto le 5.000 tCO_{2eq} nel periodo 2008-2010), nelle modalità prescritte dalle Deliberazioni del Comitato ETS n.16/2013 e n.13/2014;
- aggiornamento dei piani di monitoraggio, nelle modalità prescritte dalla Deliberazione del Comitato ETS n.16/2013 e dalla Deliberazione 23/2021;
- registrazione delle notifiche di sospensione, riavvio o chiusura definitiva delle attività, nelle modalità prescritte dalla Deliberazioni del Comitato ETS n.16, 26/2013, 19/2015 e ai sensi della Deliberazione 23/2021;
- rideterminazione delle emissioni consentite (2021-2025) dei gestori degli impianti, di cui alla metodologia A della Deliberazione n.119/2019 con variazione del livello di attività superiore al 15% rispetto al periodo storico;
- aggiornamento periodico del Registro nazionale piccoli emettitori (Renape), nelle modalità prescritte dalle Deliberazioni del Comitato ETS n.16/2013 e n.64/2017 per il terzo periodo, nonché ai sensi della Deliberazione n.50/2021 per il quarto periodo;
- aggiornamento degli elenchi di impianti di dimensioni ridotte e impianti di dimensioni molto ridotte ai sensi degli articoli 27 e 27 bis a valle di revoche di autorizzazione e supporto nella comunicazione ed interazione con la Commissione EU per la finalizzazione degli elenchi a Bruxelles;
- analisi di richieste inerenti le istanze dei gestori e con riferimento ai procedimenti in opt out a supporto del canale dedicato di assistenza del portale ETS;
- supporto alle attività del gestore del portale ETS funzionalmente alla piena operatività per la fase quarta per la gestione dei procedimenti inerenti gli impianti di dimensioni ridotte tramite piattaforma informativa dedicata ai sensi della Deliberazione n.124/2020.

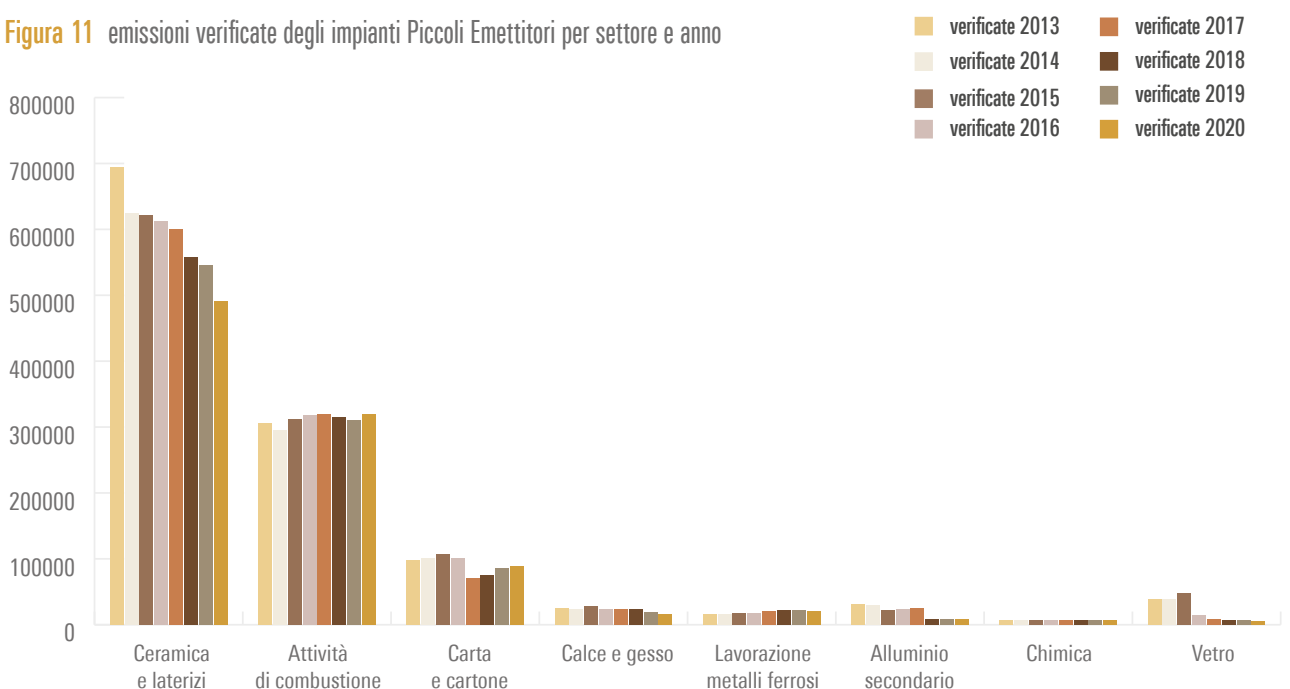
Con riferimento all'attività svolta nell'ambito della Segreteria Tecnica del Comitato ETS, è emerso che nell'anno 2020 gli impianti piccoli emettitori hanno emesso circa 955 mila tCO_{2eq} (955.815 tCO_{2eq}), circa il 43% in meno rispetto alle circa 1,7 mln tCO_{2eq} di emissioni consentite (1.753.636 tCO_{2eq}) per l'anno e circa il 5% in meno su base annua in relazione alle emissioni verificate.

Figura 10 emissioni consentite ed emissioni verificate degli impianti piccoli emettitori dal 2013 al 2021



Le emissioni sono concentrate prevalentemente nei settori ceramica e laterizi, produzione di energia e carta, che costituiscono rispettivamente il 51%, il 33% e il 9% del numero totale degli impianti soggetti al regime piccoli emettitori.

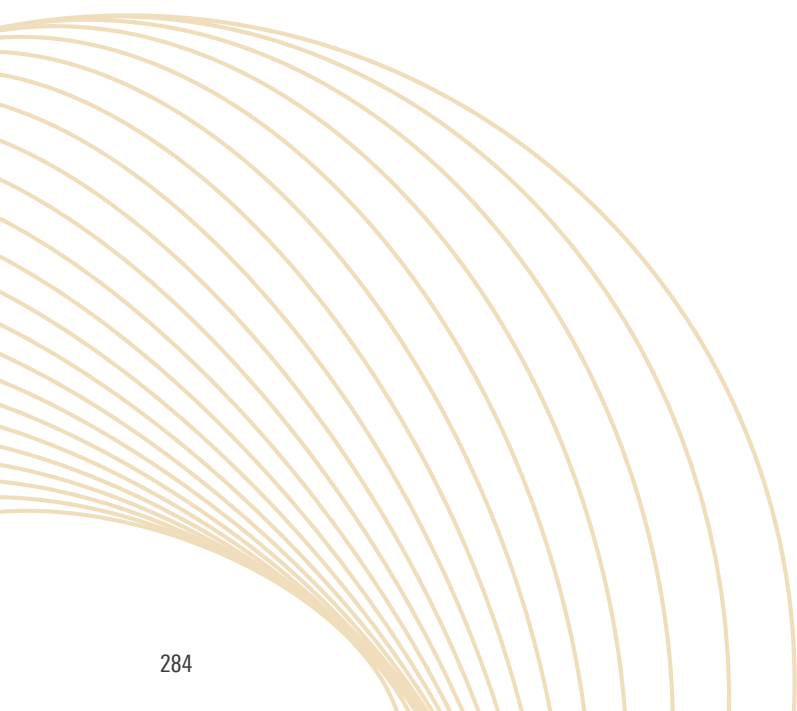
Figura 11 emissioni verificate degli impianti Piccoli Emittitori per settore e anno



VERIFICHE

9

VERIFICHE,
RECUPERO
INCENTIVI,
CONTENZIOSO





4.701

procedimenti

complessivamente avviati nel 2021 con riferimento ai diversi meccanismi di incentivazione gestiti dal GSE di cui 1.126 con sopralluogo

3.900

procedimenti di verifica

conclusi nell'anno 2021

961 MW

potenza elettrica

degli impianti oggetto di verifiche avviate nel 2021

VERIFICHE, RECUPERO INCENTIVI, CONTENZIOSO

9.1

VERIFICHE E ISPEZIONI

9.1.1 VOLUMI DI ATTIVITÀ

Al fine di accertare la sussistenza o la permanenza dei presupposti e dei requisiti, oggettivi e soggettivi, per il riconoscimento o il mantenimento degli incentivi, il GSE effettua verifiche, secondo criteri di trasparenza, efficienza, efficacia e non discriminazione, mediante controlli documentali e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica e termica alimentati da fonti rinnovabili, sugli impianti che operano in regime di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), sugli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CHP/TLR) e sugli interventi di efficienza energetica.

Inoltre, il GSE svolge attività di verifica nell'ambito del regime di avalimento da parte dell'ARERA, di cui all'articolo 27, comma 2, della Legge 99/09. In tale ambito, l'ARERA, con la Deliberazione 253/2020/A, ha rinnovato il disciplinare di avalimento del GSE da parte dell'ARERA per il triennio 1° gennaio 2020 – 31 dicembre 2022 e ha confermato, tra le attività svolte in avalimento dal GSE, ulteriori attività di verifica e controllo. Nel corso dell'anno 2021, non sono state eseguite verifiche in avalimento.

Vale la pena precisare che nel tempo si sono affiancati, ai controlli che il GSE effettua ai sensi del D.Lgs. n.28/2011 e del D.M. 31 gennaio 2014, ulteriori attività di accertamento di requisiti e caratteristiche tecniche degli impianti, che possono definirsi procedimenti di controllo solo in senso atecnico e che, per questo motivo, non sono oggetto della presente trattazione.

Nel corso dell'anno 2021, per effetto dell'emergenza epidemica legata al virus SARSCoV-2, le attività di verifica con sopralluogo sono state sospese fino al mese di giugno e riprese a partire dal mese di luglio. Tali attività sono state svolte:

- prevalentemente per il tramite delle società esterne su impianti fotovoltaici e interventi incentivati con il Conto Termico;
- con personale interno, per quanto riguarda le verifiche relative agli impianti IAFR/FER e agli interventi incentivati con i Certificati Bianchi.

A fronte della suddetta situazione, il GSE ha avviato, nel corso del 2021, 4.701 procedimenti di verifica, di cui 1.126 con sopralluogo e 3.575 mediante verifiche documentali, per una potenza complessivamente verificata pari a circa 961 MW (ammontare relativo ai soli impianti di produzione di energia da FER e cogenerativi). Nel dettaglio, nel corso del 2021 sono state effettuate 729 verifiche sugli impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 391 MW. Il 42% di tali verifiche ha riguardato impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia), il 39% impianti incentivati ai sensi del D.M. 19 febbraio 2007 e della Legge 129/2010 (Secondo Conto Energia), il 10% impianti incentivati ai sensi del D.M. 6 agosto 2010 (Terzo Conto Energia), l'8% impianti incentivati ai sensi del D.M. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia) e l'1% impianti incentivati ai sensi dei DD.MM. 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 (Primo Conto Energia).

Per quanto attiene agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, sono state effettuate 56 verifiche, per una potenza complessiva di 397 MW. Di tali verifiche, 20 hanno riguardato impianti qualificati FER (DD.MM. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016), 28 impianti qualificati IAFR (D.M. 18 dicembre 2008), 8 verifiche su impianti con qualifica per il rilascio dei certificati di Garanzia di Origine (GO).

Nel 2021 sono state effettuate 250 verifiche su interventi di efficienza energetica (RVC-S, RVC-C) ai sensi del D.M. 28 dicembre 2012 e 3.600 verifiche su interventi incentivati tramite Conto Termico, avviate prevalentemente sulla base di segnalazioni interne ed esterne.

Nel corso del 2021 sono state effettuate 66 verifiche su unità di cogenerazione che hanno richiesto il riconoscimento CAR e/o l'accesso al regime di sostegno dei CB, ai sensi del D.M. 5 settembre 2011 per una potenza complessiva di circa 173 MW.

L'analisi dei dati storici evidenzia, altresì, che le attività di verifica, a decorrere dall'anno 2011 (anno di emanazione del D.Lgs. n. 28/2011), hanno intrapreso un percorso finalizzato alla progressiva verifica degli asset finanziati dal sistema energetico, nonché alla valutazione dei requisiti previsti dalla normativa e, in tal senso, al consolidamento del relativo valore in termini di funzionalità al perseguimento degli obiettivi di transizione energetica.

Tabella 1 numero di verifiche effettuate dal GSE dal 2001 al 2021

		2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
FTV	Sopralluoghi	1.764	2.525	1.546	2.440	2.798	2.086	2.220	1.572	1.105	1.237	328	502
	Documentali	-	-	-	68	390	833	1.333	102	31	4	86	227
	Totale	1.764	2.525	1.546	2.508	3.188	2.919	3.553	1.674	1.136	1.241	414	729
IAFR/FER	Sopralluoghi	421	72	135	99	97	86	87	218	68	81	34	29
	Documentali	-	-	-	-	335	164	93	188	3	0	34	27
	Totale	421	72	135	99	432	250	180	406	71	81	68	56
CB/CT	Sopralluoghi	-	-	-	-	54	53	103	92	116	392	23	567
	Documentali	-	-	-	-	57	172	290	2.952	6.957	101	1.760	3.283
	Totale	-	-	-	-	111	225	393	3.044	7.073	493	1.783	3.850
Avvalimento AEEGSI	Sopralluoghi	14	31	35	27	22	14	7	2	3	0	0	0
CHP+TLR/CAR	Sopralluoghi	43	2	2	20	37	51	84	83	79	93	11	28
	Documentali	-	-	-	-	2	5	23	51	80	31	100	38
	Totale	43	2	2	20	39	56	107	134	159	124	111	66
Totale	Sopralluoghi	2.242	2.630	1.718	2.586	3.008	2.290	2.501	1.967	1.371	1.803	396	1.126
	Documentali	-	-	-	68	784	1.174	1.739	3.293	7.071	136	1.980	3.575
	Totale	2.242	2.630	1.718	2.654	3.792	3.464	4.240	5.260	8.442	1.939	2.376	4.701

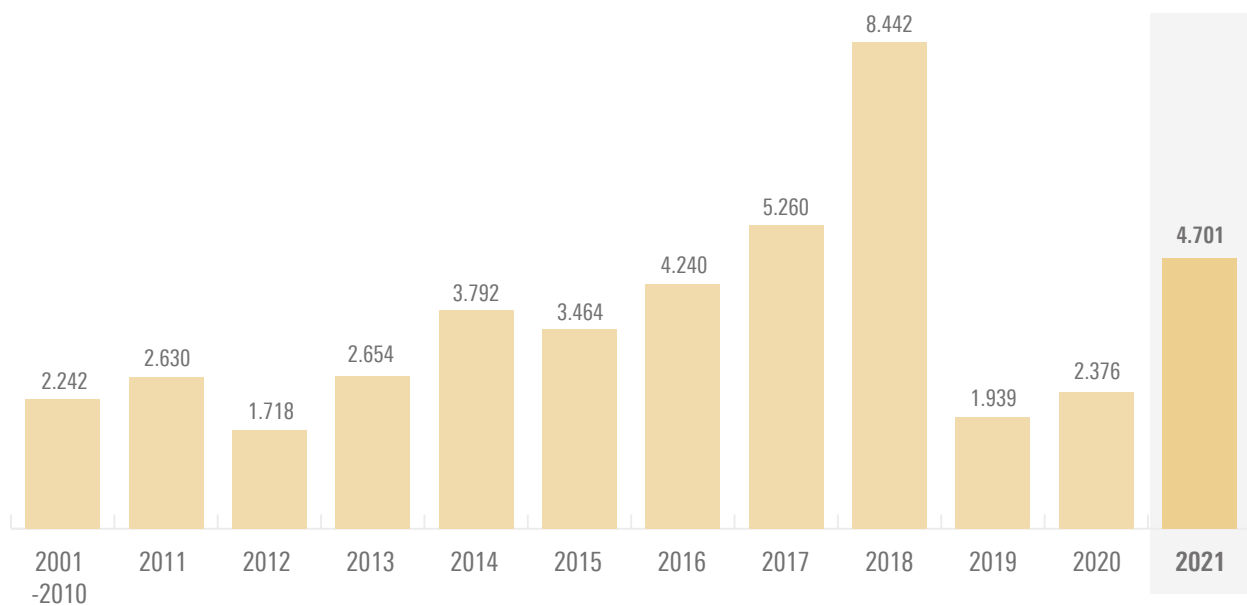
Tabella 2 verifiche svolte dal 2010 al 2021: potenza [MW] degli impianti verificati

tipologia di impianto / meccanismo incentivante	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Impianti fotovoltaici	69	1.033	884	402	568	675	818	1.505	340	621	297	391
Impianti IAFR/FER	1.573	1.408	3.767	783	1.086	1.812	1.481	1.098	803	826	572	397
Impianti CIP6/92 e di cogenerazione in avvalimento ARERA	1.017	3.135	1.793	2.149	1.916	956	32	259	78	-	-	-
Impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento	421	26	31	426	12	76	443	204	56	16	2,4	0
Impianti CAR (D.M. 5 settembre 2011)	-	-	-	-	1.275	1.801	225	1.278	843	301	128	173
Certificati Bianchi (D.M. 28 dicembre 2012) *	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conto Termico (D.M. 28 dicembre 2012) *	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti verificati (potenza totale MW) **	2.547	5.602	6.475	3.760	4.857	5.320	2.999	4.344	2.120	1.764	1.000	961

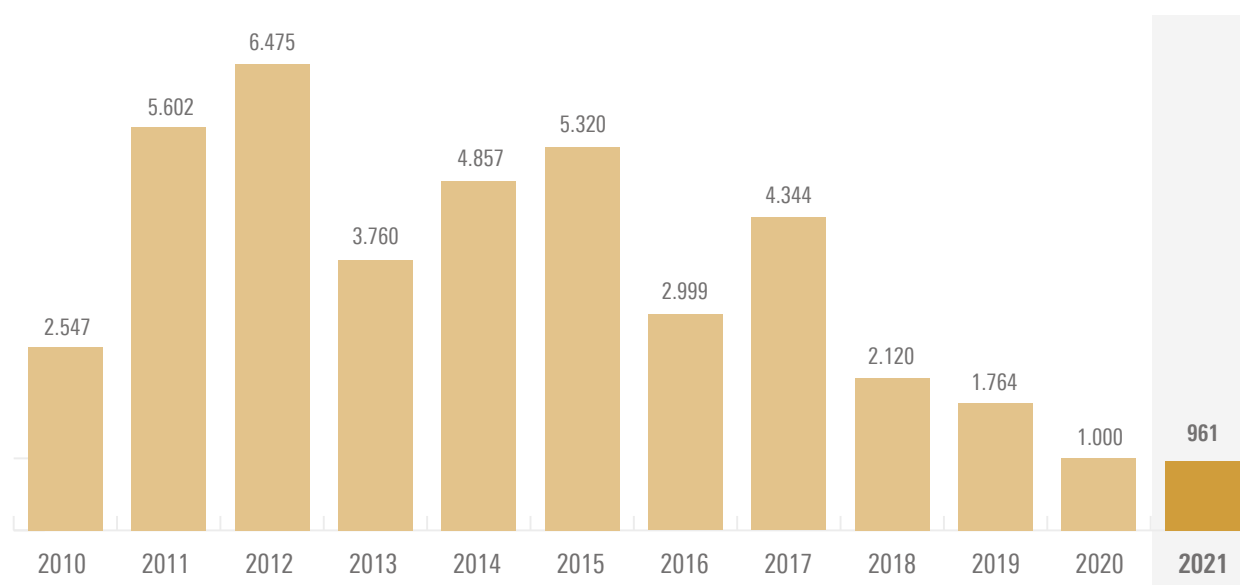
* Per gli interventi di efficienza energetica incentivati ai sensi dei D.D. M.M. 28 dicembre 2012 (CB e Conto Termico) non è generalmente applicabile un valore di potenza elettrica associato all'intervento.

** I valori totali possono non coincidere con la somma dei valori di ciascuna colonna in quanto alcuni impianti possono beneficiare di più meccanismi incentivanti.

Figura 1 attività di verifica svolta dal 2001 al 2021: numero di impianti



■ **Figura 2** attività di verifica svolta dal 2001 al 2021: potenza degli impianti (MW)



Nell'ambito delle attività svolte nel 2021, si evidenzia che:

- sono state effettuate verifiche sugli impianti FTV e FER che in termini di potenza sono coerenti con i target triennali di verifica del 10% della potenza incentivata;
- le verifiche svolte su interventi incentivati con il Conto Termico sono state superiori al valore minimo (1% delle richieste approvate nell'anno 2020) previsto dai DD.MM. 28 dicembre 2012 e 16 febbraio 2016. Nel corso dell'anno 2020 è stata finalizzata la gara d'appalto per esternalizzare le verifiche nell'ambito del Conto Termico, con la sottoscrizione dei relativi accordi quadro e a partire dal mese di luglio 2021 è stata avviata l'attività di controllo con il supporto delle società esterne;
- le verifiche, prevalentemente documentali, svolte su interventi di efficienza energetica hanno interessato progetti presentati con metodologia standardizzata (RVC-S, RVC-C), oggetto di specifica segnalazione;
- il GSE ha costantemente informato il Nucleo Speciale per l'Energia e il Sistema Idrico della Guardia di Finanza, trasmettendo i provvedimenti recanti la decadenza dal diritto agli incentivi, per gli esiti di propria competenza. Dette attività si inseriscono nell'ambito del Protocollo di intesa, stipulato in data 2 ottobre 2014 (e rinnovato in data 24 marzo 2018 e da ultimo il 20 settembre 2021), ai sensi del quale il GSE e la Guardia di Finanza, presente con un presidio fisso presso la sede della società, collaborano al fine di assicurare un'attività di controllo finalizzata al riconoscimento di incentivi pubblici ai soggetti realmente meritevoli e la possibilità di ampliare la platea dei soggetti aventi diritto ad accedere al contingente residuo. Quanto sopra si aggiunge alla già proficua collaborazione in corso da tempo con gli organi inquirenti, le forze dell'ordine e l'autorità giudiziaria in materia di controlli.

9.1.2 ESITI DELLE ATTIVITÀ DI VERIFICA

Benché la rappresentazione più immediata delle attività di controllo svolte sia legata al numero di accertamenti effettuati, quella che più compiutamente ne rappresenta l'efficacia è relativa agli esiti di tali accertamenti che assolvono certamente a una funzione complementare alla fase di qualifica di ammissione agli incentivi, ma anche di natura diagnostica rispetto al funzionamento dei diversi meccanismi di incentivazione in termini di capacità di stimolare investimenti in asset utili al perseguimento degli obiettivi di sistema.

Nel 2021 sono stati conclusi complessivamente 3.900 procedimenti. Con riferimento ai diversi meccanismi di incentivazione, 667 procedimenti hanno riguardato impianti fotovoltaici (17,1%), 80 interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 - CB (2,1%), 3.021 interventi di cui al D.M. 28 dicembre 2012 - Conto Termico (77,5%), 51 impianti IAFR e FER (1,3 %) e 81 impianti CAR (2,1%).

La rendicontazione degli esiti delle attività di verifica concluse nel 2021 mostra per gli impianti di produzione di energia da FER 2021 (667 FTV e 51 IAFR/FER) risultati confortanti in termini di mantenimento del diritto di accesso agli incentivi (97% per gli impianti fotovoltaici e 98% per gli altri impianti FER considerando complessivamente gli esiti positivi, per i quali non sono state riscontrate difformità, e quelli parzialmente negativi caratterizzati da una rimodulazione dell'incentivo spettante). I procedimenti conclusi con esito negativo, per i quali è stata disposta la decadenza dal diritto agli incentivi, sono estremamente contenuti: 19 impianti fotovoltaici e un impianto IAFR/FER.

Il settore della cogenerazione (81 verifiche concluse, di cui 37 con esito positivo e 44 con esito parzialmente negativo) evidenzia risultati ancora migliori in quanto nessuna delle verifiche si è conclusa con la decadenza dagli incentivi, ma si caratterizza per una quota più significativa di casi parzialmente negativi, pari al 54%, riconducibile alla complessità degli impianti cogenerativi nonché alla numerosità delle misure e dei parametri da prendere in considerazione ai fini della determinazione dell'incentivo. Si rileva, pertanto, che in ambito FER e CAR la struttura normativa esistente già consente di gestire le difformità più frequenti attraverso una rimodulazione dell'incentivazione piuttosto che con un provvedimento di decadenza. Peraltro, l'attesa emanazione della revisione del c.d. D.M. Controlli, dovrebbe ampliare ulteriormente, per gli impianti FER, i casi di irregolarità gestibili attraverso una decurtazione dell'incentivo nell'ottica di salvaguardare il mantenimento in vita degli impianti già realizzati e quindi la relativa produzione di energia da fonti rinnovabili.

Diversamente, nell'ambito dei Certificati Bianchi l'attività di controllo sulle schede standard RVC-S, avviata prevalentemente sulla base di segnalazioni interne ed esterne, ha comportato la revoca dell'incentivo nell'85% dei casi. Anche le conclusioni delle attività di verifica relative agli interventi del Conto Termico (98% di revoca degli incentivi) sono condizionate dall'esito dei procedimenti avviati sulla base di puntuali segnalazioni, mentre gli esiti relativi alle attività di controllo previste dalla pianificazione annuale ha comportato principalmente la rideterminazione dell'incentivo a seguito della revisione dei parametri che concorrono nel calcolo dell'incentivo.

Figura 3 procedimenti conclusi nel 2021: suddivisione per tipo di incentivazione

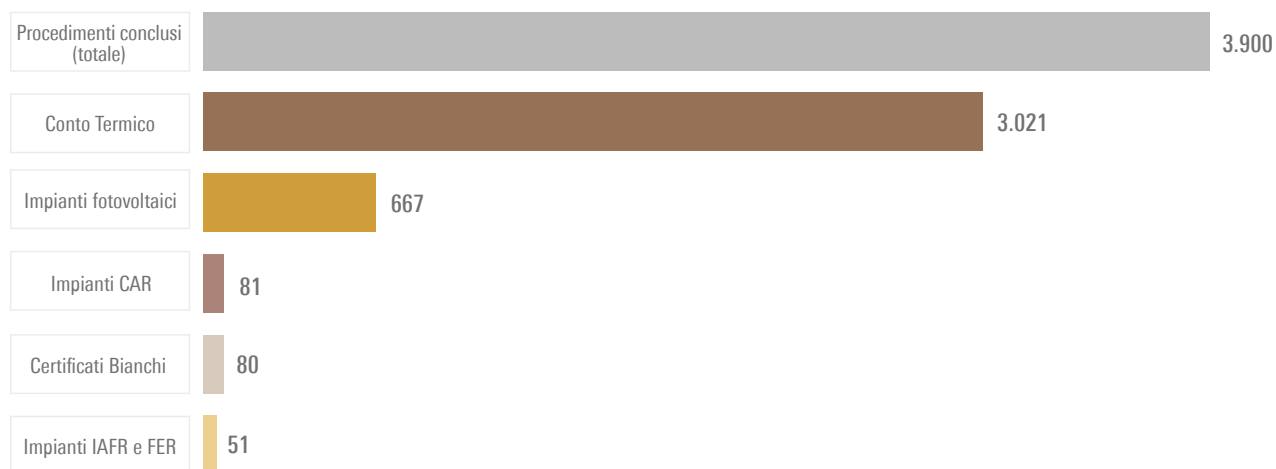
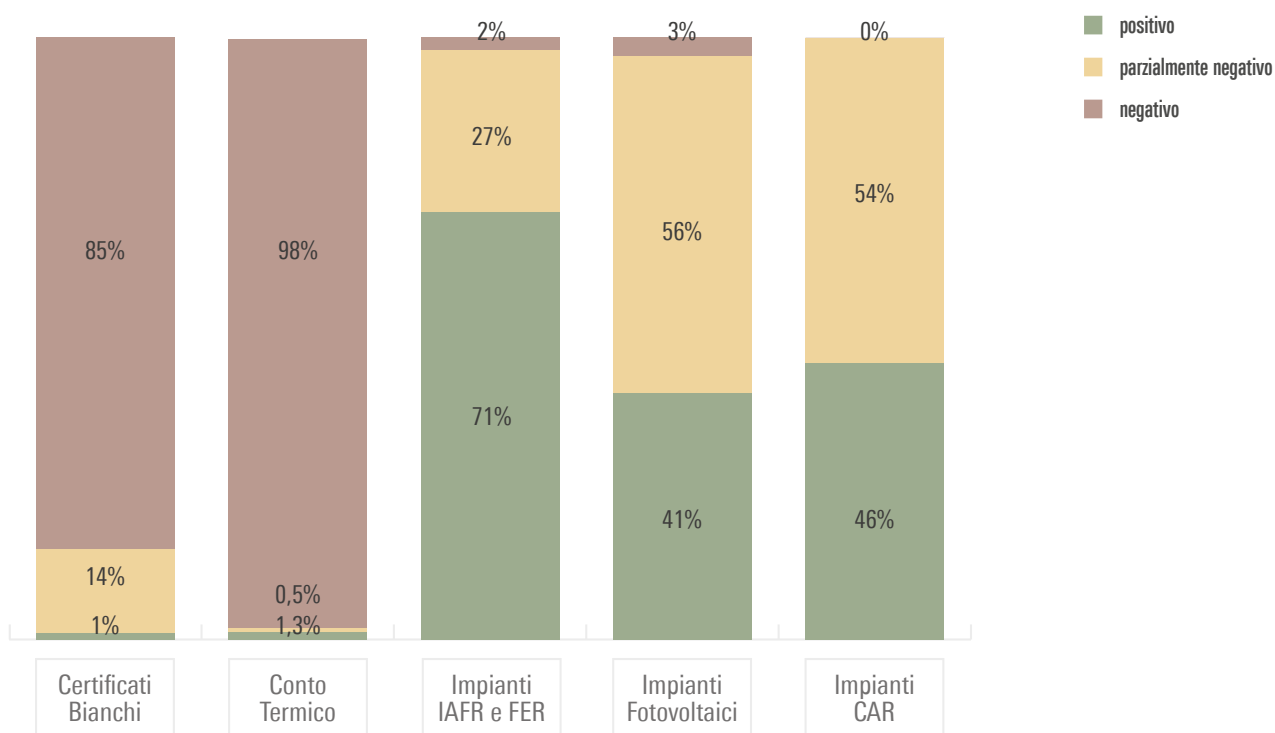


Figura 4 dettaglio percentuale esito procedimenti conclusi nel 2021: suddivisione per tipo di incentivazione



9.2

IL PROCESSO DI RECUPERO CREDITI

Il GSE gestisce, coordina e monitora tutte le attività necessarie per garantire il recupero degli incentivi e dei titoli indebitamente percepiti dagli operatori e il rientro delle somme spettanti a titolo di costi di istruttoria e oneri di gestione. I crediti per importi indebitamente percepiti dagli operatori derivano principalmente da verifiche documentali, sopralluoghi, ricalcoli degli incentivi erogati, informativa interdittiva antimafia, segnalazioni di furto, danni e rimozione degli impianti fotovoltaici.

Nell'ambito del processo di recupero crediti, il GSE adotta tutte le misure necessarie a garantire il recupero delle somme da restituire, effettuando la richiesta di versamento degli importi, le compensazioni con erogazioni successive o con altre partite commerciali in essere, i solleciti e le diffide ad adempiere, il monitoraggio del rientro degli importi sulla base delle dilazioni accordate e, in ultima istanza, i recuperi per vie legali.

L'ammontare dei crediti per incentivi indebitamente percepiti dagli operatori ammontava al 31 dicembre 2020 a circa 418 mln€. Tenuto conto dei recuperi effettuati (incassi e compensazioni), delle revoche intervenute dato il venir meno dei requisiti sottostanti l'attività di recupero e degli incrementi derivanti dagli ulteriori esiti di verifica emessi e dagli ulteriori congruagli calcolati, i crediti al 31 dicembre 2021 ammontano a circa 415 mln€.

Tabella 3 monte crediti per incentivi indebitamente percepiti dagli operatori

importi al 31/12/2020 [mln€]	recuperi [mln€]	revoche [mln€]	incrementi [mln€]	importi al 31/12/2021 [mln€]
418	-74	-18	89	415

L'importo per titoli indebitamente percepiti dagli operatori ammontava al 31 dicembre 2020 a circa 839 mln€. Tenuto conto dei recuperi effettuati, delle revoche riscontrate e degli incrementi intervenuti, l'importo in recupero al 31 dicembre 2021 ammonta a circa 845 mln€.

Tabella 4 monte crediti per titoli indebitamente percepiti dagli operatori

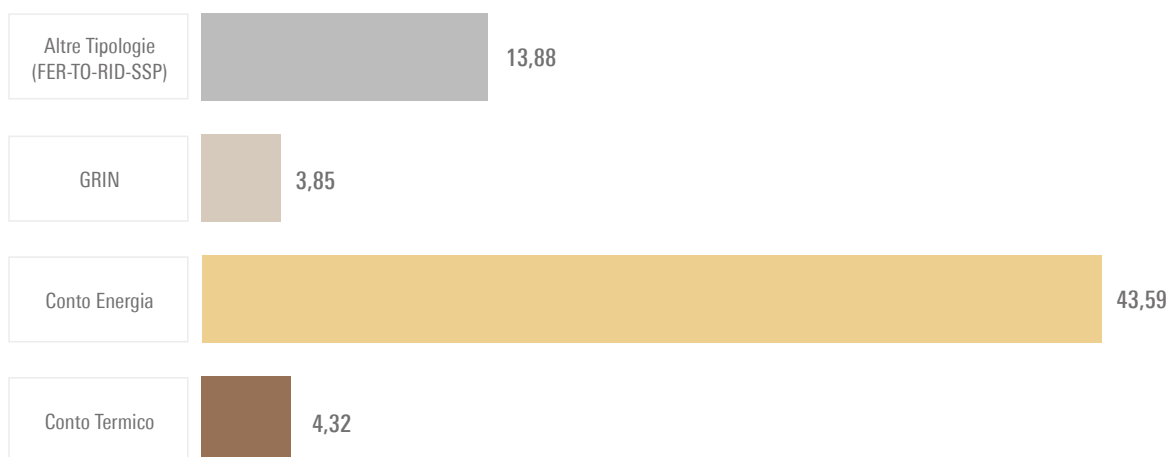
importi per titoli al 31/12/2020 [mln€]	recuperi [mln€]	revoche [mln€]	incrementi [mln€]	importi per titoli al 31/12/2021 [mln€]
839	-7	-13	26	845

Nel corso del 2021 l'attività si è concentrata principalmente sui recuperi di Conto Termico e sui recuperi di posizioni creditorie derivanti da conguagli e rettifiche misure. Contestualmente è proseguita la gestione dei recuperi avviati negli anni precedenti principalmente attraverso l'invio di ulteriori solleciti al pagamento, il monitoraggio degli incassi e delle compensazioni effettuate, la rideterminazione o il ripristino dell'attività di recupero a seguito degli esiti dei contenziosi o dell'accoglimento delle istanze di riesame.

Al 31 dicembre 2021, i recuperi relativi ad incentivi indebitamente percepiti dagli operatori avviati nel corso dell'anno ammontano a circa 66 mln€ (135 mln€ nel 2020), così articolati:

- 43,59 mln€ per difformità rilevate in ordine a impianti fotovoltaici incentivati con il Conto Energia (127,34 mln€ nel 2020);
- 6,56 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento agli impianti ricadenti nel regime della TO (0,10 mln€ nel 2020);
- 4,32 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento al Conto Termico (5,76 mln€ nel 2020);
- 3,85 mln€ per irregolarità riscontrate per impianti che hanno percepito incentivi GRIN - ex CV (nessun importo nel 2020);
- 3,69 mln€ per difformità rilevate in ordine ai regimi di Ritiro Dedicato e Scambio sul Posto (0,16 mln€ nel 2020);
- 3,63 mln€ per difformità rilevate sugli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, ricadenti nel regime della Tariffa incentivante e Onnicomprensiva, ai sensi dei DD.MM. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 (0,17 mln€ nel 2020).

■ **Figura 4** tipologia di incentivo oggetto di recupero nel 2021 [mln€]



Nel corso dell'anno è inoltre proseguita l'attività di monitoraggio in relazione ai crediti per cui si riscontra il graduale rientro delle somme attraverso la compensazione sugli incentivi maturati mensilmente (ad esempio rettifiche di misura o conguagli tariffari che si riassorbono con le erogazioni dei mesi successivi). Per tali posizioni, puntuali richieste di recupero vengono inviate esclusivamente nel caso in cui la posizione creditoria non si estingua.

Nel corso del 2021, contestualmente alla gestione dei recuperi avviati negli anni precedenti, sono state inoltre avviate, azioni di recupero riferite a CB, CB CAR e CV gestendo circa 26 mln€ per oltre 137 mila titoli, come di seguito articolati:

- 20,29 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento ai TEE (106,15 mln€ nel 2020);
- 3,84 mln€ per irregolarità riscontrate per impianti che hanno percepito CV (1,20 mln€ nel 2020);
- 2,62 mln€ per irregolarità riscontrate con riferimento ai TEE-CAR (6,07 mln€ nel 2020).

Dell'ammontare complessivo di circa 92 mln€, sono stati recuperati, nel corso del 2021, oltre 23 mln€. Inoltre sono stati effettuati recuperi per ulteriori 21 mln€, relativi ai provvedimenti inviati nel periodo 2010 – 2020. Nel corso dell'anno sono anche state effettuate operazioni di compensazione tra crediti e debiti dello stesso operatore in relazione a posizioni ulteriori rispetto a quelle sopra descritte, per un importo di circa 37 mln€. Nel corso dell'anno sono pertanto stati recuperati complessivamente 81 mln€.

Con riferimento ai recuperi avviati nel 2021 risultano revocati circa 3 mln€. Si tratta di recuperi chiusi in quanto non sussistono più i requisiti sottostanti l'attività di recupero (reviviscenza totale o parziale del provvedimento di ammissione agli incentivi o annullamento del provvedimento da cui scaturisce l'attività di recupero). Nel corso del 2021 si è inoltre proceduto alla revoca di recuperi avviati negli anni precedenti per circa 28 mln€. Nel 2021 sono pertanto stati chiusi per revoca delle azioni di recupero inizialmente disposte 31 mln€.

Tabella 5 dettaglio degli importi recuperati e revocati nel 2021

tipologia	incassati [mln€]	compensati [mln€]	revocati [mln€]
Incentivi	11,67	62,34	18,06
Titoli	3,14	4,24	12,95
Totale	14,81	66,58	31,01

Dei 92 mln€ di recuperi gestiti per l'esercizio 2021, circa 36 mln€ risultano come recuperi ancora da effettuare, di cui 15 mln€ per incentivi e 21 mln€ per titoli; si tratta principalmente di situazioni per cui non essendo ancora scaduti i termini concessi dal provvedimento di richiesta restituzione incentivi o dal provvedimento di sollecito per il pagamento, il GSE è in attesa degli adempimenti richiesti da parte degli operatori.

Dei 92 mln€ relativi all'anno 2021, circa 30 mln€ (32,8% del totale) sono in azione legale, di cui 29 mln€ per incentivi e 1 mln€ per titoli. Si tratta di situazioni per le quali:

- in assenza del rientro delle somme al termine dell'iter di recupero, si è concordato di procedere per le vie legali;
- tenuto conto dell'incertezza del credito, in attesa degli esiti dei ricorsi presentati dagli operatori (al TAR del Lazio o, in fase successiva, al Consiglio di Stato), le azioni di recupero sono sospese.

Per quanto riguarda i crediti scaduti per fatture GSE emesse per costi di istruttoria e oneri di gestione, componente tariffaria A_{SOS} e sbilanciamenti, il monte crediti nel corso del 2021 è sceso da circa 39 mln€ a circa 10 mln€. Il trasferimento a CSEA delle partite pendenti afferenti l'esazione dell' A_{SOS} ha inciso fortemente sulla riduzione del monte crediti (circa 26 mln€). Nel corso dell'anno sono inoltre state effettuate operazioni di compensazione tra crediti e debiti dello stesso operatore per circa 11 mln€.

9.3

CONTENZIOSO

Il GSE è parte, al 31 dicembre 2021, in circa 4.200 contenziosi innanzi alle diverse giurisdizioni. Circa 700 nuovi giudizi sono stati instaurati nel corso del 2021; di questi circa 150 sono stati incardinati dal GSE al fine di tutelare le proprie ragioni creditorie o di altra natura. Oltre a ciò, il GSE non ha ritenuto necessario o opportuno costituirsi in ulteriori 26 giudizi sorti in corso d'anno, per lo più aventi ad oggetto provvedimenti non adottati dal GSE oppure atti a contenuto normativo. L'andamento del contenzioso, quanto a numerosità, è rimasto essenzialmente in linea rispetto all'anno precedente, soprattutto se si considera che, ai circa 700 giudizi incardinati ex novo, vanno aggiunti numerosi ricorsi per motivi aggiunti presentati nell'ambito dei contenziosi già pendenti, in relazione alla novella introdotta dall'art. 56, commi 7 e 8, D.L. 76/2020. La previsione ha, infatti, in parte modificato l'art. 42, comma 3, D.Lgs. 28/2011, subordinando espressamente l'esercizio del potere di controllo al ricorrere dei presupposti dell'art. 21 nonies L. 241/90 e, per altro verso, previsto la possibilità per gli operatori già destinatari di provvedimenti di decadenza o annullamento dei precedenti provvedimenti di concessione degli incentivi di presentare al GSE apposita istanza volta al riesame della determinazione già assunta. Tale circostanza, che nelle intenzioni del legislatore avrebbe dovuto comportare un effetto deflattivo del contenzioso, ha al contrario aumentato la litigiosità degli operatori del settore nei confronti del GSE. A tale proposito si segnala che il GSE è stato interessato da un numero rilevante di istanze volte alla revoca di propri precedenti annullamenti o decadenza dagli incentivi; tale circostanza, unita alla previsione dell'art.57, comma 8, D.L. 76/2020 in base alla quale il GSE è tenuto a riscontrare la richiesta entro 60 giorni, ha determinato un notevole aumento del numero di contenziosi avverso il silenzio proposti a fronte del mancato rispetto di detto termine. Nella quasi totalità dei casi - escludendo quelli nei quali la domanda di accertamento dell'illegittimità del silenzio è mutata in corso di causa - tali giudizi si sono conclusi con una mera presa d'atto da parte dell'organo giudicante della sopravvenuta carenza di interesse in capo al ricorrente, considerato il provvedimento nel frattempo adottato dal GSE.

Tanto premesso, il contenzioso in cui il GSE è coinvolto continua ad essere articolato in base all'andamento delle attività di core business della Società: per lo più, pertanto, le controparti richiedono che l'autorità giudiziaria valuti e riformi i provvedimenti che recano il diniego e/o la decadenza rispetto ai regimi di incentivazione per gli impianti fotovoltaici e per le altre fonti rinnovabili oppure in relazione al riconoscimento di Certificati Bianchi, ai contributi previsti dal Conto Termico o alla qualifica della Cogenerazione ad Alto Rendimento.

FOTOVOLTAICO

Anche nel corso dell'anno 2021, come già per gli anni precedenti, i nuovi giudizi sorti nell'ambito delle tematiche relative agli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici sono stati rivolti per la maggior parte contro provvedimenti emessi dal GSE a seguito di attività di verifica; infatti il raggiungimento del limite

di costo per gli incentivi destinati a tale fonte, avvenuto nell'anno 2013, ne preclude, ad oggi, nuove ammissioni. Con riferimento, in particolare, al potere di verifica del GSE, la giurisprudenza consolidata ha chiarito negli anni la netta differenza rispetto all'ordinario strumento dell'autotutela amministrativa; tuttavia, come già sopra evidenziato, la novella dettata dal D.L. n. 76/2020, ha imposto al GSE il riesame delle posizioni dei vari operatori richiedenti secondo i canoni previsti per l'autotutela amministrativa, determinando anche per la fonte fotovoltaica un rilevante aumento sia dei motivi aggiunti che dei ricorsi avverso il silenzio, oltre che di nuovi contenziosi promossi contro l'eventuale diniego sull'istanza di riesame proposta.

Proseguono, inoltre, i giudizi instaurati nel 2020 da produttori di energia da fonte fotovoltaica contro le disposizioni normative e gli atti conseguenti dell'Agenzia delle Entrate, che hanno disposto sulla non cumulabilità degli incentivi previsti dal Terzo, Quarto e Quinto Conto Energia con le agevolazioni fiscali di cui all'art. 6, commi da 13 a 19 L. 23 dicembre 2000, n. 388 (c.d. "Tremonti Ambientale"). Il GSE aveva ritenuto di costituirsi solo in circa un decimo di tali contenziosi, al fine di presidiare la questione, che tuttavia riguarda in via principale disposizioni e atti non predisposti dal Gestore. Pendono, invece, ancora in appello i giudizi aventi ad oggetto le news pubblicate sul portale GSE, con le quali era stato richiesto ai produttori di operare una scelta tra le diverse tipologie di ausili economici e in seguito alle quali erano quindi stati avviati i procedimenti volti a rilevare eventuali indebiti cumuli. Sulla stessa tematica, si segnala l'instaurazione a fine 2021 di ulteriori giudizi, per ora in numero limitato, relativi ai provvedimenti adottati dal GSE in attuazione dei chiarimenti resi nel 2020 dall'Agenzia delle Entrate in merito al cumulo di incentivi.

Proseguono i filoni di contenzioso avviati negli anni precedenti, quale ad esempio quello afferente a provvedimenti con i quali il GSE ha disposto, per carenza di requisiti, la decadenza o la riduzione della tariffa a suo tempo concessa a seguito dell'accertamento dell'artato frazionamento della potenza degli impianti fotovoltaici. Come affermato dalla giurisprudenza, da ultimo anche del Consiglio di Stato, la previsione di cui all'art. 29 del D.M. 23 giugno 2016 reca un principio generale applicabile a tutti i regimi incentivanti sulla base del criterio dell'equa remunerazione dell'investimento. Allo stesso modo, pendono ancora (in primo grado o in appello) i giudizi sulla presunta elusione normativa messa in atto da operatori che, al fine di avvantaggiarsi delle previsioni di accesso diretto agli incentivi previsti dal c.d. Quarto e Quinto Conto Energia a favore di impianti fotovoltaici edificati su terreni delle P.A., avevano stipulato con questi contratti che, nei fatti, consentivano al privato di mantenere il controllo dell'asset produttivo. In sede di verifica il GSE aveva censurato tale assetto disponendo la decadenza dai benefici ottenuti. Prosegue, inoltre, il contenzioso derivante dall'attività di verifica del GSE in ordine alla presenza sugli impianti oggetto di incentivazione di pannelli privi delle certificazioni previste negli allegati tecnici dei vari Conti Energia; come negli scorsi anni, comunque, i nuovi giudizi sul tema non sono numerosi viste le novelle apportate all'art. 42 del D.Lgs. n. 28/2011 nel 2018 e 2019, in base alle quali, a determinate condizioni, è stata resa possibile la parziale riammissione agli incentivi per le iniziative coinvolte. In un numero limitato di giudizi, considerato che gli impianti siano stati riammessi alla tariffa ridotta, le parti ricorrenti hanno rinunciato a proseguire la causa.

Residuano nuovi sporadici contenziosi derivanti dall'accertamento del mancato completamento degli impianti fotovoltaici secondo le modalità o entro i termini imperativi previsti dalla normativa; in ordine a tali contenziosi, tuttavia, vale il principio, ormai consolidato in giurisprudenza, di autoresponsabilità rispetto a quanto dichiarato in sede di richiesta di incentivazione.

In merito, poi, alla rimodulazione degli incentivi fotovoltaici recata dall'articolo 26 del D.L. n. 91 del 2014, convertito dalla Legge n.116 dell'11 agosto 2014, come noto la vicenda della costituzionalità della norma si era conclusa con la pronuncia n.16/2017 della Corte Costituzionale, che aveva confermato la legittimità della disposizione. Tuttavia, in alcuni giudizi amministrativi ancora pendenti, il giudice nazionale aveva ritenuto di disporre la remissione della questione alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea, la quale si è infine pronunciata nel corso del 2021, confermando la compatibilità della previsione con l'ordinamento comunitario (cfr. Corte di giustizia UE, Sez. V 15 aprile 2021, in cause riunite C-798/18 e C-799/18).

Da ultimo si segnala che si è ancora in attesa dell'emanazione del Decreto Ministeriale attuativo della già citata novella normativa recata all'art.42 D.Lgs. n. 28/2011 dall'art.13 bis della L. 2/11/2019, che ha previsto una generale rimodulazione degli effetti della decadenza dagli incentivi comminata dal GSE.

CERTIFICATI BIANCHI

Nel 2021 si è assistito a un aumento del numero dei nuovi giudizi sorti a seguito di provvedimenti del GSE in relazione all'efficienza energetica. Di questi, circa la metà sono contenziosi avverso il silenzio asseritamente serbato dal GSE sulle istanze di riesame ai sensi dell'art. 56, commi 7 e 8, D.L. n.76/2020.

Anche in questo caso, tali giudizi si sono chiusi in breve per sopravvenuta carenza di interesse del ricorrente, a seguito dell'adozione del provvedimento di riscontro all'istanza di riesame. Tanto premesso, si rileva che nel corso dell'anno passato, è proseguita l'azione delle strutture tecniche del GSE volta al controllo dei progetti di efficienza energetica presentati ai sensi dei DD.MM. 28/12/2012 e, soprattutto, 11/01/2017. Il GSE ha dovuto talvolta negare il riconoscimento di Titoli di Efficienza Energetica per progetti in ordine ai quali sono state riscontrate carenze da un punto di vista tecnico, la non necessità dell'incentivazione ai fini della sostenibilità economica dell'intervento (per i soli interventi ai sensi del D.M. 28/12/2012) o il mancato rispetto di altre prescrizioni normative. In alcuni casi, il GSE ha ritenuto anche di negare l'emissione di ulteriori TEE a fronte di progetti già approvati, in base all'attuale o alla precedente normativa di settore, per le medesime ragioni sopra descritte. In considerazione della prosecuzione dell'attività di revisione e verifica delle pratiche di incentivazione in materia di risparmio energetico, con eventuale adozione di provvedimenti di annullamento o decadenza, sono sorte, anche se in misura inferiore rispetto agli anni passati, impugnazioni in giudizio delle determinazioni assunte dal GSE, cui sono conseguite pronunce di merito da parte del giudice amministrativo in massima parte favorevoli alle tesi del Gestore, anche se i collegi giudicanti hanno operato valutazioni puntuali caso per caso che talvolta hanno condotto alla rideterminazione dei provvedimenti impugnati. In generale si segnala, comunque, un consolidamento dei principi emersi nella giurisprudenza degli anni passati, con recenti pronunce, anche del Consiglio di Stato, che evidenziano l'obbligo di conservazione documentale da parte dei richiedenti l'emissione dei TEE ai fini di comprovare la meritevolezza degli interventi incentivati, nonché la necessità di verificare la c.d. addizionalità economica delle iniziative, configurandosi in sua mancanza una potenziale violazione del divieto comunitario di aiuti di stato.

Per quanto attiene, invece, ai numerosi ricorsi proposti nel 2015-2016 avverso provvedimenti del GSE che hanno parzialmente disapplicato la scheda tecnica 40E (poi revocata dal D.M. del 22 dicembre 2015), pende tuttora l'impugnazione innanzi al Consiglio di Stato.

IAFR E FER

Con riferimento alle altre fonti di energia rinnovabile, il contenzioso avviato nel 2021 ha sostanzialmente ad oggetto i provvedimenti del GSE recanti il diniego dell'incentivo FER ovvero, in misura numericamente ridotta, la revoca o l'annullamento della qualifica IAFR in precedenza concessa. In merito alle FER, in particolare, la maggior parte dei nuovi contenziosi ha per oggetto provvedimenti di esclusione dalle graduatorie che il GSE ha pubblicato periodicamente ai sensi del D.M. 04/07/2019. Per gli impianti qualificati IAFR, invece, il contenzioso ha riguardato provvedimenti di decadenza dagli incentivi e, in misura minore, di rideterminazione dei benefici spettanti a seguito di ricalcoli.

Quanto alle impugnazioni promosse negli anni passati nei confronti di provvedimenti di esclusione dagli incentivi motivati da carenze autorizzative, documentali o di requisiti configuranti criteri di priorità nella formazione delle graduatorie, la giurisprudenza è ormai assolutamente concorde nel ritenere che l'operatore sia responsabile (a pena di decadenza) della veridicità di quanto rappresentato ai fini dell'accesso alle graduatorie, a nulla rilevando l'inconsapevolezza di eventuali falsità nelle dichiarazioni rese o il fatto che esse non fossero atte a modificare l'esito della graduatoria stessa. È confermata, inoltre, l'interpretazione e l'applicazione disposta dal GSE delle disposizioni che vietano il frazionamento artato della potenza degli impianti di produzione di energia, con il fine di accedere a condizioni di incentivazione più favorevoli.

COGENERAZIONE

A seguito dell'intervento nel corso del 2020 anche della Corte di Giustizia dell'Unione Europea sulla compatibilità con l'ordinamento comunitario delle previsioni della normativa italiana che impediscono, a decorrere dal 31 dicembre 2010, agli impianti di cogenerazione non ad alto rendimento di continuare ad accedere ai benefici previsti dal D.Lgs. n.79 del 1999, è proseguita anche nel 2021 la definizione dei giudizi di merito pendenti innanzi alle giurisdizioni amministrative, con conferma anche in appello della legittimità dei provvedimenti di improcedibilità adottati dal GSE.

Il contenzioso riguardante la cogenerazione ha, inoltre, per oggetto i provvedimenti di diniego del riconoscimento annuale del funzionamento degli impianti come cogenerativi ad alto rendimento ai sensi dei DD.MM. 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011; in alcuni casi i dinieghi per le produzioni annuali si aggiungono a provvedimenti di annullamento dei benefici già riconosciuti per annualità precedenti in esito ad attività di verifica sulla medesima unità cogenerativa.

Le sentenze sin qui adottate in tema di mancato riconoscimento in sede di qualifica sono tutte favorevoli per il GSE; anche relativamente alle verifiche, che in un paio di casi hanno spinto il Consiglio di Stato a disporre delle consulenze tecniche, gli esiti sono stati favorevoli, ribadendosi la necessità che non ricorra alcuna difformità fra le condizioni effettive dell'impianto e quelle a suo tempo rappresentate al Gestore nella domanda di ammissione e che la normativa di riferimento non preveda in alcun caso il ricorso a modalità alternative di calcolo che non derivino dalla concreta misurazione dell'energia.

CONTO TERMICO

Rispetto agli altri ambiti il numero di contenziosi relativi al Conto Termico sono continuati ad aumentare nel corso del 2021. Oggetto di impugnazione sono, in genere, provvedimenti di diniego motivati dalla non cumulabilità dell'incentivo rispetto ad altre forme di erogazioni statali ovvero contestazioni in ordine alle modalità di accesso all'incentivazione e alla completezza della documentazione allegata. La maggior parte dei nuovi contenziosi è originato da provvedimenti di diniego all'ammissione agli incentivi del D.M. 16/02/2016; in numero ridotto riguarda, invece, esiti negativi di controlli disposti su interventi incentivati ai sensi del medesimo regolamento.

Per il resto, si è ancora in attesa della formazione di una giurisprudenza sul tema, non potendosi segnalare sentenze significative neppure di primo grado.

CIP6/92, SERVIZI AUSILIARI, CEC

Pur riguardando un ambito del tutto residuale del sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili, permangono pendenti taluni giudizi derivanti dall'attività di verifica svolta dal GSE, in avvalimento per l'ARERA, sugli impianti incentivati mediante il CIP6/92. Gli esiti di tali contenziosi sono generalmente favorevoli alle posizioni assunte dall'Autorità con il supporto del GSE e sono ormai del tutto residuali rispetto ai numeri generali del contenzioso aziendale.

Viceversa, si segnala che pende ancora il giudizio di appello, proposto da ARERA e GSE, in ordine alla sfavorevole pronuncia di primo grado sulla corretta determinazione del coefficiente "k", previsto per la quantificazione della Componente di Costo Evitato di cui ai Decreti del Ministero dello Sviluppo Economico del 20 novembre 2012, 24 aprile 2013 e 31 gennaio 2014.

GARANZIE DI ORIGINE

Fra le competenze istituzionali del GSE rientrava fino al 2015 quella di determinare l'ottemperanza degli operatori all'obbligo previsto dall'art.11 del D. Lgs. n.79/99, anche mediante importazione di energia da fonti rinnovabili dall'estero, purché il mix energetico di provenienza fosse adeguatamente comprovato tramite Garanzie d'Origine. Il contenzioso che è derivato nel tempo avverso le delibere con le quali l'Autorità ha sanzionato eventuali inottemperanze segnalate dal GSE ha coinvolto di riflesso anche quest'ultimo. Dopo numerose pronunce favorevoli del giudice nazionale, le controparti avevano portato il contenzioso innanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea.

La pronuncia era attesa per l'inizio del 2021; tuttavia l'estinzione del giudizio a quo dovuto a rinuncia della società appellante ha comportato il ritiro della domanda di pronuncia pregiudiziale da parte del Consiglio di Stato e la conseguente cancellazione della causa dal ruolo della Corte di Giustizia. Di conseguenza, il filone di contenzioso può ritenersi definitivamente cessato.

ANTIMAFIA

In considerazione della numerosità di soggetti che vengono sottoposti ai controlli antimafia, anche nell'anno trascorso sono sorti contenziosi correlati ai provvedimenti adottati dal GSE a seguito della trasmissione da parte delle Prefetture degli esiti dei controlli effettuati ai sensi del D.Lgs. 159/2011. Pur essendo l'attività provvedimentale del GSE - che comporta la risoluzione di qualsivoglia rapporto con gli operatori stessi - necessariamente vincolata a quella delle Prefetture, gli operatori ritengono talvolta di avviare contenziosi anche contro gli atti necessitati del Gestore. Gli esiti di tali contenziosi sono correlati al giudizio sulla legittimità dei provvedimenti prefettizi presupposti. Si segnala, inoltre, che in alcuni casi il contenzioso sorge specificatamente in relazione alla determinazione del GSE in ordine alla richiesta di riattivazione dei rapporti a seguito di aggiornamento a contenuto liberatorio della precedente interdittiva antimafia o della sottoposizione degli operatori alla misura di prevenzione del controllo giudiziario ai sensi dell'art. 34bis D.Lgs. 159/2011.

RECUPERO CREDITI

L'attività di recupero dei crediti aventi per oggetto gli incentivi indebitamente percepiti dagli operatori è cresciuta parallelamente all'intensificarsi delle verifiche sugli impianti e sulle iniziative di efficienza energetica: prescindendo dal recupero operato in via non contenziosa, mediante compensazione su somme da riconoscere, il GSE, negli ultimi sette anni, ha incrementato notevolmente il numero delle attività giudiziarie di recupero del credito intraprese, passando dai 24 casi dell'anno 2015 ai circa 150 del 2021. Si segnala che, comunque, il dato è in lieve flessione rispetto agli ultimi due anni.

In particolare, è da segnalare che il GSE, a partire dal 2016, ha incardinato innanzi al giudice amministrativo - nella specie, il TAR del Lazio - i contenziosi in tema di recupero crediti connesso alle controversie sugli atti amministrativi. Il TAR ha costantemente confermato la propria giurisdizione e competenza in tale ambito, ritenendo che la rideterminazione (e quindi l'obbligo restitutorio) delle tariffe incentivanti per le fonti rinnovabili e dei Titoli di Efficienza Energetica rientri nelle previsioni di cui agli artt.118 e 133 lett.o) del D.Lgs. n.104/2010" (Codice del processo amministrativo), come peraltro sancito in modo incontrovertibile anche dalla Cassazione, con pronunce a Sezioni Unite. D'altro canto, il giudice amministrativo ha anche chiarito a più riprese negli ultimi anni che le azioni di recupero crediti hanno quale prerequisite l'accertamento della legittimità dei provvedimenti di annullamento o decadenza del GSE e che, pertanto, ove tale legittimità sia oggetto di un giudizio pendente, non sono proponibili azioni monitorie per la pretesa restitutoria conseguente. In tutti gli altri casi, l'attività di recupero è giunta ai primi risultati, con il consolidamento di numerose pronunce e l'avvio delle susseguenti azioni esecutive o concorsuali nei confronti delle controparti. In altri casi è pendente il giudizio di opposizione a decreto ingiuntivo, in primo grado o in appello. In tale ultima condizione si trova un caso particolarmente rilevante, nel corso del quale il giudice di prime cure ha riconosciuto che la controparte del GSE - un primario istituto di credito italiano - è tenuto a restituire gli incentivi erogati, che erano stati ceduti da un operatore alla banca prima che ne venisse disposta la decadenza a seguito di procedimento di verifica. Tale giurisprudenza, se confermata, incrementerebbe significativamente le possibilità di recupero da parte del GSE nei numerosi casi pendenti in cui è presente un soggetto cessionario degli incentivi. Si evidenzia, infine, che nel corso dell'attività preordinata al recupero emergono talvolta casi di società debitorie il cui patrimonio risulta incapiente rispetto al credito vantato dal GSE.

Qualora ricorrano i presupposti, il Gestore propone istanza di fallimento e procede ad insinuarsi al passivo fallimentare ovvero procede all'insinuazione nel fallimento eventualmente già avviato. A tale proposito si segnala che in alcune procedure concorsuali i tribunali fallimentari hanno iniziato ad accogliere le domande di ammissione riconoscendo al credito del GSE natura privilegiata a norma dell'art. 9, comma 5, D. Lgs. 123/1998, valorizzando il fatto che lo stesso abbia a oggetto somme incentivanti non spettanti.

APPALTI

Il volume del contenzioso avente ad oggetto la materia degli appalti è assai ridotto, considerato che il GSE procede alla sottoscrizione di contratti pubblici con procedure a evidenza pubblica esclusivamente per l'affidamento di lavori, servizi e forniture di carattere strumentale all'espletamento delle attività di core business della Società. Nel corso del 2021 è stata respinta anche dal Consiglio di Stato l'impugnazione dell'aggiudicazione del servizio di pulizia degli uffici delle società del gruppo GSE.

Sempre durante il 2021 è stato instaurato un nuovo giudizio avente ad oggetto la legittimità dell'aggiudicazione dell'appalto relativo al servizio di presidio, manutenzione ordinaria, straordinaria e reperibilità H24 per gli impianti e per gli edifici delle sedi del Gruppo GSE. Il giudizio di primo grado ha disposto l'annullamento della procedura, ma pende l'appello innanzi al Consiglio di Stato.

PROCEDURE DI CONCILIAZIONE

Ai sensi della Delibera 209/2016/E/COM dell'ARERA, il GSE è chiamato a risolvere, in sede extragiudiziale, le controversie che possono insorgere con i c.d. prosumer dinanzi al servizio conciliazione clienti finali, gestito da Acquirente Unico S.p.A. Nel 2021, il GSE è stato convocato in più di 50 procedure di conciliazione, riuscendo a concluderne positivamente la maggior parte. Le questioni sollevate mediante il servizio conciliazione hanno riguardato, in particolare, le materie del RID e dello SSP, la gestione del servizio di misura, la corretta qualificazione degli impianti, le modalità di erogazione delle tariffe incentivanti (art.26 della L. n.116/2014), nonché alcune specifiche questioni afferenti le misure dell'energia per la conseguente quantificazione degli incentivi.

La composizione positiva delle procedure ha richiesto un'attenta attività istruttoria mediante il coinvolgimento delle strutture aziendali e di soggetti terzi, quali i gestori di rete e le associazioni di categoria, con cui il GSE ha dialogato costantemente al fine di addivenire a soluzioni condivise e soddisfacenti per tutte le parti coinvolte.

9.4

ARBITRATI INTERNAZIONALI

Tra i contenziosi gestiti dal GSE, assume estrema rilevanza il ruolo assunto dalla Società nell'ambito delle procedure arbitrali internazionali. Si tratta, in via generale, di un'attività volta alla risoluzione di controversie aventi a oggetto investimenti sostenuti da investitori privati esteri in Italia, nell'ambito delle fonti energetiche rinnovabili.

In tutti i procedimenti che vedono coinvolto lo Stato italiano, l'Avvocatura Generale dello Stato nello svolgimento dell'attività difensiva viene supportata, tra gli altri, anche dal MiSE e dal MiTE. Trattandosi tuttavia di ambiti di specifica competenza del GSE, la Società è stata direttamente coinvolta dall'Avvocatura dello Stato e dal MiSE, come struttura amministrativa di riferimento del settore, nella predisposizione delle memorie e di documenti tecnici (ingegneristici, economici e legali) a supporto. In particolare, il GSE ha analizzato i motivi alla base dei ricorsi proposti dai differenti operatori economici e della documentazione tecnica e giuridica prodotta a corredo. Sulla base degli elementi (di fatto e di diritto) desumibili dagli atti e dalla documentazione di controparte, il GSE ha poi predisposto numerosi rapporti, prodotti anche in giudizio, incentrati sullo studio, anche comparatistico, della normativa italiana e sovranazionale in materia di energia fotovoltaica, al fine di rafforzare le argomentazioni addotte dallo Stato italiano nelle sue memorie.

Il GSE ha inoltre contribuito ad analizzare le memorie di replica (unitamente a tutta la documentazione di corredo) e a coadiuvare l'Avvocatura Generale dello Stato ai fini della migliore predisposizione degli scritti di controreplica. Nell'ambito di tutti i richiamati procedimenti, il GSE è stato chiamato ad assumere il ruolo di testimone e di esperto della materia, deponendo direttamente in udienza dinanzi al Collegio arbitrale. Le procedure attivate sino ad oggi sono ripartite dinanzi a diversi organismi internazionali quali il Centro Internazionale per la Soluzione delle Dispute relative agli Investimenti (nel seguito, Tribunale ICSID), e la Camera di Commercio di Stoccolma (nel seguito SCC). Pur trattandosi di organismi differenti (l'ICSID è infatti un'organizzazione che fa capo alla World Bank, mentre la SCC è parte, seppur indipendente, della Camera di Commercio di Stoccolma), entrambi svolgono funzioni arbitrali nell'ambito delle richiamate materie. Gli inadempimenti a oggi contestati allo Stato italiano attengono alla presunta violazione dell'Energy Charter Treaty. Si tratta, in via generale, di investimenti, afferenti a impianti, realizzati o rimasti in fase progettuale, il cui buon esito sarebbe stato impedito, a dire dei ricorrenti, dall'avvicinarsi di norme che avrebbero introdotto vincoli sempre più restrittivi, tali da impedire di concludere o ottimizzare gli investimenti programmati entro i termini. Ad oggi per otto dei nove arbitrati promossi i Collegi sono pervenuti a una decisione:

- nel caso *Blusun vs The Italian Republic – ICSID case ARB/14/03*, il 27 dicembre 2016 è stata notificata alle parti la decisione favorevole alla Repubblica italiana. La causa ha assunto una valenza particolarmente significativa, costituendo un leading case cui si è fatto riferimento nelle successive istanze di arbitrato;

- nel caso NovEnergia - Greentech vs The Italian Republic - SCC Arbitration V n. 2015-095, il 23 dicembre 2018 il Collegio Arbitrale SCC ha adottato il lodo arbitrale solo parzialmente sfavorevole all'Italia, riconoscendo le pretese della controparte nella sola parte relativa al D.L. 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla L. n.116/2014, c.d. "Spalmaincentivi";
- nel caso CEF vs The Italian Republic – SCC Arbitration V n. 2015-158, il 19 gennaio 2019 il Collegio Arbitrale SCC ha adottato il lodo arbitrale parzialmente favorevole alla Repubblica italiana. Come nel caso precedente, l'unica pretesa ritenuta fondata dal Collegio è quella relativa al D.L. n. 91 del 2014. Tuttavia in questo caso la decisione arbitrale è stata ancora più favorevole alla Repubblica Italiana, riconoscendo la lesione delle legittime aspettative non per tutti gli investimenti effettuati ma unicamente per quelli che hanno riguardato l'acquisizione di impianti per i quali i procedimenti di riconoscimento degli incentivi erano già stati conclusi con esiti positivi.
- nel caso Belenergia vs The Italian Republic - ICSID Case n. ARB/15/40, in data 17 luglio 2019, il Collegio Arbitrale ha adottato un lodo integralmente favorevole alla Repubblica italiana, rigettando nel merito tutte le pretese della ricorrente e riconoscendo la piena conformità al diritto internazionale delle misure adottate dalla stessa Repubblica italiana, in materia di incentivazione della produzione di energia da fonte rinnovabile. Il lodo rappresenta una pietra miliare nella storia degli arbitrati in cui l'Italia è convenuta e un utile precedente cui riferirsi in caso di eventuali futuri contenziosi.
- nel caso SunReserve vs The Italian Republic - SCC Arbitration V n.2016-132, in data 23 marzo 2020 il Collegio Arbitrale ha respinto integralmente le pretese risarcitorie dell'operatore, riconoscendo le ragioni della Repubblica italiana e la conformità degli interventi normativi alla disciplina dell'ECT;
- nel caso ESPF vs The Italian Republic - ICSID case ARB/16/05, il 14 settembre 2020 il Collegio Arbitrale, ha adottato un lodo solo parzialmente favorevole alla Repubblica italiana, ravvedendo il contrasto tra le norme a tutela degli investimenti previste dalla ECT e il D.L. 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla L. n.116/2014, c.d. "Spalmaincentivi". Il Collegio ha tuttavia definito legittime le ulteriori disposizioni di legge sottoposte alla relativa attenzione (es. la riduzione del valore dei Prezzi Minimi Garantiti nell'ambito del rapporto di ritiro dedicato dell'energia elettrica);
- nel caso Eskosol vs The Italian Republic - ICSID case ARB/15/50, il 4 settembre 2020 il Collegio Arbitrale, in analogia al caso Blusun vs The Italian Republic, ha riconosciuto pienamente le ragioni della Repubblica italiana;
- nel caso Silveridge vs The Italian Republic - ICSID case ARB/15/37, il 26 febbraio 2020 il Collegio Arbitrale ha rigettato ogni pretesa dell'operatore, riconoscendo la piena validità delle disposizioni portate alla relativa attenzione rispetto alle norme di diritto internazionale in materia di tutela degli investimenti nel campo della produzione di energia elettrica.

Si è invece ancora in attesa, anche a causa dei rallentamenti dovuti alla condizione emergenziale dovuta al Covid-19, della decisione in merito al caso VC Holding II vs The Italian Republic.

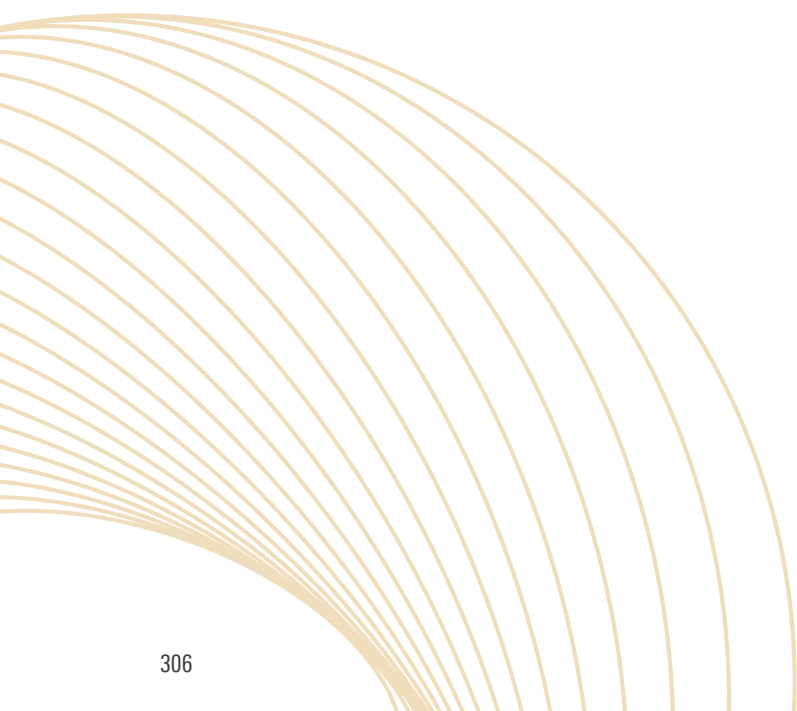
Grazie alle importanti vittorie riportate, a fronte di richieste risarcitorie per un ammontare complessivo di 754,5 mln€, la Repubblica Italiana è stata chiamata in primo grado a restituire a titolo di risarcimento unicamente 37,5 mln€.

PROMOZIONE E INFORMAZIONE

10

INFORMAZIONE

E SUPPORTO
AGLI UTENTI





8.000

gli articoli che hanno riguardato le attività del GSE nel 2021

2.230

studenti incontrati nel 2021 mediante il progetto **GSE incontra le scuole**

371.500

contatti pervenuti al Contact Center nel corso del 2021

INFORMAZIONE E SUPPORTO AGLI UTENTI

10.1

LA COMUNICAZIONE

LA COMUNICAZIONE

Quest'anno la Comunicazione del GSE ha proseguito il suo sviluppo potenziando i canali digitali. Un'evoluzione accelerata dallo scenario inedito dalla pandemia, che oggi offre al GSE l'opportunità e la sfida di contribuire ai processi di transizione digitale del Paese.

Le iniziative di comunicazione del 2021 sono state attuate perseguendo un duplice obiettivo: da un lato migliorare il grado di conoscenza degli stakeholder per facilitare l'accesso ai servizi, dall'altro aumentare la consapevolezza sui temi legati all'impatto ambientale per favorire l'evoluzione dei comportamenti della collettività.

In questo contesto nasce la scelta di adottare nuovi linguaggi di comunicazione - dallo storytelling al podcasting - per trasmettere la cultura della sostenibilità a un pubblico variegato e il lancio di numerose campagne per informare e sensibilizzare l'opinione pubblica.

Il cambio di paradigma ha investito anche il modo di concepire gli eventi, che, per una naturale evoluzione, vengono svolti - quando possibile - in formato ibrido, tenendo presente l'importanza degli scambi in presenza e garantendo nel contempo una partecipazione estesa da remoto.

I PERCORSI DIGITALI

Tra le principali novità realizzate in ambito digitale nel 2021 si segnalano:

- l'area web "GSE con la PA", una sezione rivolta alla Pubblica Amministrazione con nuovi percorsi tematici dedicati agli incentivi e ai servizi per lo sviluppo sostenibile dei territori. L'iniziativa si inserisce in un percorso che il GSE intende compiere per offrire contenuti sempre più specifici e mirati ai propri target di riferimento.
- La sezione dedicata alle consultazioni pubbliche del GSE, sviluppata con l'obiettivo di offrire agli stakeholder uno strumento di ingaggio per inviare le proprie osservazioni e proposte e per consultare facilmente lo storico di quanto pubblicato.
- "Valore Green", una pagina di stampo divulgativo, diffusa attraverso una campagna, per promuovere tutti gli incentivi per le imprese, mettendo a disposizione degli utenti tutte le possibilità offerte dal GSE attraverso una visione d'insieme sintetica e semplificata.

LE CAMPAGNE DI COMUNICAZIONE INTEGRATA

Tra le campagne di comunicazione più rilevanti del 2021 si segnalano:

- “Agire ora” è il nome della campagna lanciata sui social in occasione dell’installazione del Climate Clock italiano, di cui il GSE è stato promotore. L’iniziativa nasce per sensibilizzare gli stakeholder interni ed esterni verso la necessità di modificare i propri comportamenti per salvare il pianeta.
- “Per cambiare il mondo facciamo il salto!” è la campagna web con la quale il GSE ha aderito all’iniziativa “M’illumino di meno” di Caterpillar e che lo ha reso portavoce di una sostenibilità da ricercare attraverso “i salti” ecologici. Salti che il GSE fa e continua a fare attraverso l’erogazione di incentivi alle fonti rinnovabili, la promozione della sostenibilità ambientale e il supporto a PA, imprese e cittadini quali attori principali della futura transizione energetica.
- Campagna sulla ricarica dei veicoli elettrici: per garantire la massima diffusione del servizio di ricarica agevolata dei veicoli elettrici (Delibera 541/2020/R/EEL), il GSE ha realizzato una campagna web attraverso la diffusione di un video informativo e di un percorso digitale dedicato.

GLI EVENTI

Il GSE ha poi raccolto la sfida di partecipare in presenza, dopo l’emergenza sanitaria, a due delle più rilevanti occasioni di incontro con imprese del settore e Pubbliche Amministrazioni: KeyEnergy presso Ecomondo e l’Assemblea nazionale ANCI.

In particolare, la partecipazione a KeyEnergy è stata la prima iniziativa pubblica svolta in presenza dopo il lungo periodo di restrizioni e per questo la missione perseguita dalla Società è stata quella di offrire assistenza a aziende e professionisti: supportare imprese negli investimenti green, informare le ESCo sui servizi gestiti dal GSE, guidare privati e aziende su come sfruttare al meglio le potenzialità del fotovoltaico e far conoscere le nuove opportunità in materia di mobilità sostenibile.

Particolarmente rilevante è stata l’adesione in presenza alla XXXVIII Assemblea ANCI, il più importante appuntamento informativo e formativo dedicato agli enti locali e agli altri soggetti pubblici, beneficiari di consistenti servizi del GSE, dedicati alla riqualificazione del patrimonio pubblico. L’iniziativa è stata l’occasione per offrire, con un evento dedicato, un riconoscimento ai Comuni più virtuosi in ambito di efficientamento energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili: il premio “Vivi - Territorio Vivibile”.

NUOVI STRUMENTI DI COMUNICAZIONE E INIZIATIVE EDITORIALI

Il blog Element+

Nel 2021 nasce Element+ il blog del GSE sulla sostenibilità, creato nel solco della storica rivista Elementi che, nei suoi 20 anni di vita, ha ospitato i protagonisti del mondo dell’energia, dell’ambiente e dell’economia. La scelta di passare da una rivista cartacea quadrimestrale a un blog, segue il naturale

evolversi della comunicazione e risponde alla necessità di immediatezza dei contenuti.

Il nuovo blog vuole essere un punto di riferimento per le tematiche che riguardano lo sviluppo sostenibile declinato in tutte le sue accezioni, ambientale, economico, culturale e di inclusione sociale, allo scopo non solo di informare, ma anche di sensibilizzare e responsabilizzare un'ampia platea di lettori, oltre che a promuovere le buone pratiche.

Il podcast Colloqui Sostenibili

Parlare di sostenibilità e transizione energetica con un linguaggio innovativo e immediato, intercettare un pubblico più ampio e fare leva sui giovani. Con questo obiettivo, nel 2021, il GSE sbarca su Spotify con il podcast Colloqui Sostenibili, prodotto editoriale legato al blog Element+

Una scelta che rappresenta un passo ulteriore verso una comunicazione più empatica e in linea con le nuove modalità di fruizione dei contenuti da parte del pubblico.

Il progetto nasce con l'intento di intercettare e coinvolgere i giovani, tra i maggiori fruitori dello strumento podcast, sempre più consapevoli e attenti ai temi legati alla sostenibilità e all'impatto sociale.

Il format di "Colloqui Sostenibili" ha previsto interviste a testimonial provenienti da diversi ambiti: imprenditori, influencer, artisti e personaggi pubblici che credono nella sostenibilità.

Tra le personalità intervistate: l'artista Michelangelo Pistoletto, il musicista Max Casacci, la green influencer Federica Gasbarro, l'architetto Stefano Boeri e il conduttore televisivo Max Laudadio.

RAPPORTI CON I MEDIA

Nel corso del 2021 sono stati diffusi 22 comunicati stampa e sono state divulgate, sia sulle testate di settore che sui quotidiani locali e generalisti, le più importanti iniziative e gli eventi organizzati in modalità online (convegni, webinar) dal GSE.

Nonostante le difficoltà nel gestire i rapporti con la stampa da remoto, è stato consolidato il ruolo istituzionale e l'immagine dell'azienda, mantenendo stabile l'uscita di articoli riguardanti le attività del GSE (circa 8.000), in particolare sui temi della promozione della sostenibilità, degli incentivi alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica, nonché della formazione rivolta alla PA, agli studenti e ai tecnici del settore.

Sono stati curati i rapporti con gli uffici stampa di istituzioni, enti locali e imprese in occasione di eventi che hanno visto la partecipazione del Vertice o di esperti del GSE.

Sono stati inoltre predisposti comunicati stampa, articoli o organizzate interviste su tematiche di specifico interesse, quali ad esempio i servizi offerti dal GSE a cittadini e imprese. A questo, ovviamente, si è aggiunta la promozione e il supporto alle attività aziendali in occasione di eventi quali la presentazione del "Rapporto Attività GSE 2020" e la XXXVIII Assemblea Annuale dell'ANCI, durante la quale è stato consegnato il premio GSE "Vivi - Premio Territorio Vivibile".

10.2

RAPPORTI ISTITUZIONALI

Il GSE, nel rispetto delle proprie funzioni aventi rilevanza pubblica, nonché in ragione del suo ruolo di promotore della sostenibilità ambientale sul territorio nazionale, cura il dialogo sistemico con le principali istituzioni di riferimento e gli stakeholder di settore, al fine di consolidare il posizionamento dell'azienda nel comparto energetico. La stipula di Accordi, Protocolli d'Intesa e Convenzioni a carattere istituzionale consente di sviluppare linee di collaborazione con i diversi partner strategici, contribuendo alla diffusione delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e dell'economia circolare, nonché avviare iniziative di formazione e informazione dedicata.

Nel corso del 2021 sono state finalizzate le collaborazioni con Pubbliche Amministrazioni, centrali e periferiche, addivenendo alla sottoscrizione di alcuni Protocolli d'Intesa, quali quello con il Dipartimento per gli Affari Regionali e le Autonomie, della Presidenza del Consiglio dei Ministri, al fine di supportare il Dipartimento nell'ambito delle attività svolte con le Regioni e le Autonomie locali per la promozione della sostenibilità ambientale sul territorio; con la Regione Puglia, per l'istituzione del reddito energetico regionale; con la Provincia di Bolzano, per la sperimentazione di un modello territoriale volto a favorire la transizione energetica del territorio; nonché con il Commissario Straordinario del Governo per la ricostruzione del sisma 2016, al fine di potenziare le risorse a disposizione della ricostruzione e indirizzare gli investimenti pubblici e privati ad essa legati, anche attraverso il coinvolgimento delle Amministrazioni comunali interessate dal sisma.

Il dialogo con le Amministrazioni regionali ha contemplato altresì la stipula di un Accordo con la Regione Lombardia contribuendo a rafforzare l'attività di programmazione degli investimenti sul patrimonio edilizio pubblico regionale, in particolare in ambito sanitario, in ragione della crisi emergenziale che ha colpito il comparto, nonché a consolidare il percorso di formazione dedicato ai tecnici e funzionari della PA.

Al fine di migliorare l'efficacia complessiva degli strumenti volti a prevenire, ricercare e contrastare le violazioni degli interessi economici e finanziari dello Stato, con particolare riguardo ai meccanismi di incentivazione per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili termiche, è stato sottoscritto un Protocollo d'Intesa con la Guardia di Finanza, consolidando la già avviata collaborazione in essere.

L'impegno continuo profuso a supporto delle Amministrazioni locali verso la transizione ecologica, ha visto nel 2021 lo sviluppo delle interlocuzioni con l'Associazione Nazionale dei Comuni Italiani (ANCI) per il rinnovo della collaborazione istituzionale.

Al fine di contribuire all'attuazione delle misure contenute nel PNRR, il GSE ha consolidato il dialogo con alcune Amministrazioni centrali titolari di interventi, anche andando a finalizzare specifici Accordi di collaborazione, tra cui, si segnalano in particolare quelli con il Ministero della Cultura,

per la riqualificazione energetica dei luoghi della cultura, e con il Commissario Straordinario per il sisma 2016, per la produzione di energia da fonti rinnovabili e la realizzazione di comunità energetiche.

Con riferimento alle attività formative sviluppate dal GSE, volte a favorire la diffusione della cultura della sostenibilità, è stato offerto supporto al Ministero dell'Istruzione per contribuire all'attuazione del Piano «RiGenerazione Scuola». Da tale iniziativa ne è derivata l'adesione del GSE alla Green Community, la rete nazionale che intende fornire supporto alle Amministrazioni e alle scuole di tutto il territorio nazionale per la transizione ecologica e culturale degli istituti scolastici.

Il GSE ha inoltre fornito il proprio contributo nei processi di definizione e revisione delle politiche energetico-ambientali nazionali, attraverso la partecipazione ad audizioni parlamentari, su temi di interesse aziendali quali: la proposta di Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza; l'Affare assegnato n.784 sull'aggiornamento della normativa in materia di Certificati Bianchi; gli Atti del Governo nn. 292 e 294 per il recepimento delle Direttive europee 2018/2001 («RED II») e 2019/944 («Mercato»); l'indagine conoscitiva sulla semplificazione delle procedure amministrative connesse all'avvio e all'esercizio delle attività di impresa; nonché sul decreto-legge 27 settembre 2021, n. 130, contenente misure urgenti per il contenimento degli aumenti dei prezzi nei settori energetici.

10.3

PROMOZIONE E ASSISTENZA ALLA PA

Le attività del GSE per favorire la promozione dello sviluppo sostenibile accompagnano da diversi anni cittadini, istituzioni, Pubbliche Amministrazioni, imprese e associazioni di categoria, presenti sul territorio, nel loro percorso verso la transizione ecologica, promuovendo una nuova cultura della sostenibilità e orientando le scelte in direzione di una maggiore consapevolezza, in linea coi principi ESG, nei consumi, nella produzione, nella mobilità, nell'uso e nella gestione dell'energia e nello sfruttamento delle risorse naturali.

La lotta al cambiamento climatico e all'inquinamento e la produzione di energia pulita e sostenibile da fonti rinnovabili rappresentano le maggiori sfide del nostro tempo, pertanto sosteniamo l'implementazione progressiva di nuovi modelli di sviluppo che hanno l'obiettivo di integrare in maniera trasversale dimensioni e strategie economiche, energetiche, ambientali e di stimolare investimenti nei settori produttivi considerati centrali dal PNIEC e dall'Agenda 2030.

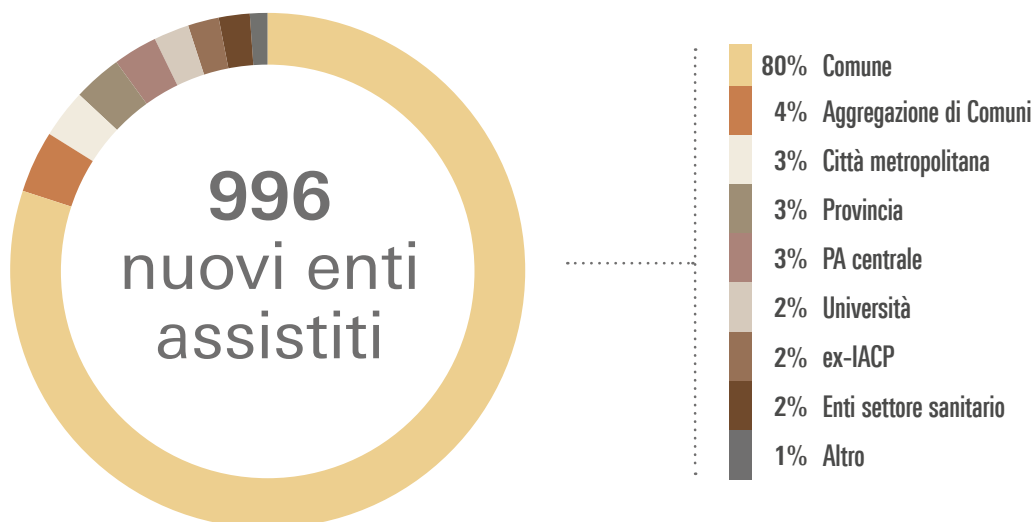
È fondamentale contribuire a intercettare la progettualità di Pubbliche Amministrazioni e imprese e accompagnarle nel percorso di individuazione dei meccanismi incentivanti, dei servizi regolati e non regolati dal GSE e dei diversi strumenti di sostegno finanziario più idonei alla realizzazione di progetti sostenibili relativi all'efficientamento energetico, all'autoconsumo individuale e collettivo, alla generazione elettrica da fonti rinnovabili e alla mobilità sostenibile.

Le attività promosse nel 2021 sono state finalizzate a:

- offrire un'analisi e una profilazione della Pubblica Amministrazione per elaborare modelli territoriali e settoriali che forniscano una base solida alla strategia di promozione e informazione dedicata agli Enti locali;
- coordinare la programmazione delle PA con gli incentivi gestiti dal GSE, per promuovere la transizione energetica come dimensione trasversale a tutte le politiche di investimento pubbliche;
- erogare formazione tecnica ai funzionari e ai professionisti che lavorano per la PA sulla transizione energetica e i suoi strumenti;
- offrire servizi e assistenza alle PA nei principali ambiti di investimento per la transizione ecologica: edifici, illuminazione e utilizzo delle fonti rinnovabili di energia disponibili a livello locale;

- promuovere programmi di valorizzazione delle migliori pratiche di investimento delle PA, e contribuire alla comunicazione istituzionale, come per esempio il premio “Vivi – Premio Territorio Vivibile”;
- proporre spunti evolutivi di carattere normativo-regolatorio.

■ **Figura 1** tipologia di enti supportati nel 2021



Le attività di promozione e assistenza alla PA sono state rivolte agli oltre 57.000 enti che rientrano nel perimetro della PA e ai professionisti esterni coinvolti nella gestione del patrimonio pubblico. Lo scopo precipuo: accelerare gli investimenti per la transizione energetica nei settori di intervento prioritari del GSE:

- edilizia pubblica e privata;
- illuminazione pubblica;
- trasporto pubblico locale e mobilità sostenibile;
- valorizzazione risorse territoriali ed economia circolare;
- settore elettrico e altri settori produttivi.

Nel corso del 2021 le attività di promozione e assistenza alla Pubblica Amministrazione hanno portato:

- all’attivazione di servizi di assistenza su 996 nuovi enti, con un incremento del 24,8% rispetto all’anno precedente e portando a oltre 4.000 gli enti pubblici che stanno ricevendo assistenza dedicata;

- all’attivazione di nuovi protocolli di assistenza per illuminazione pubblica e condivisione dell’energia verso oltre 100 Comuni;
- al cumulo di 23 bandi con lo strumento del Conto Termico;
- a portare dal 45% al 75% l’utilizzo del contingente del Conto Termico dedicato alla PA, con il contributo delle attività di assistenza territoriale avviate sulla base di azioni di promozione;
- ad aumentare fino al 21,3% delle istanze multi-intervento, superando l’indicatore di risultato fissato al 18%, la quota di interventi beneficiari del Conto Termico che associano la riqualificazione energetica a interventi con un impatto più ampio e strutturale sulla riqualificazione degli immobili pubblici (trasformazioni nZEB - Nearly Zero Energy Building);
- a incrementare il volume dei finanziamenti cumulati con altri strumenti di incentivo (al momento non tracciabili);
- a raggiungere oltre 4.800 funzionari e tecnici come destinatari delle giornate di formazione del programma GSE In-forma PA;
- alla premiazione di 18 Comuni per interventi virtuosi su edilizia pubblica, illuminazione pubblica e recupero parco impianti FV nell’ambito del premio “Vivi – Premio Territorio Vivibile”.

Figura 2 indicatori relativi alle performance del Conto Termico per la PA – periodo 2014-2021

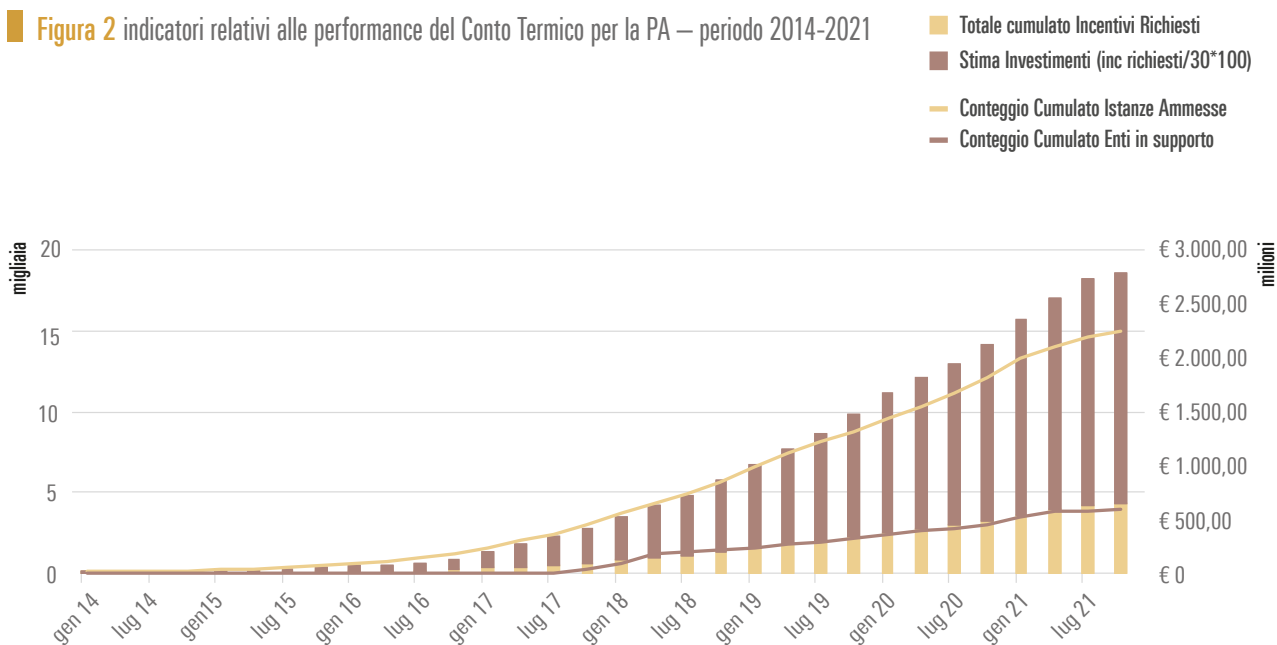
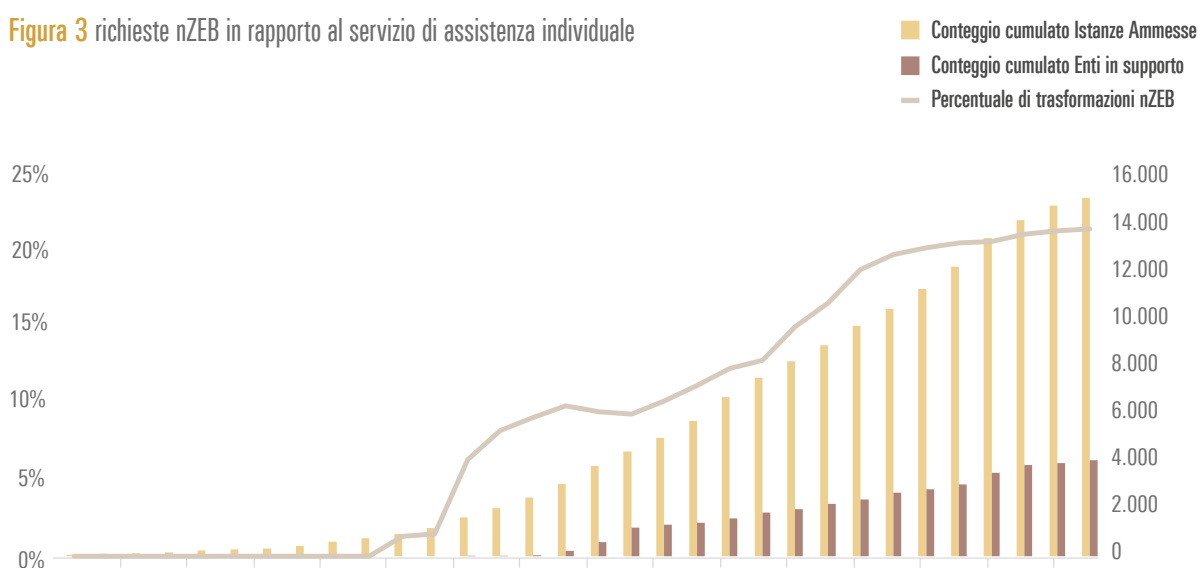


Figura 3 richieste nZEB in rapporto al servizio di assistenza individuale



La priorità nel 2021 è stata declinare su base settoriale i modelli sperimentati a partire dal 2017 per rendere gli strumenti di programmazione economico-finanziaria e territoriale della PA quanto più possibile funzionali e allineati agli obiettivi della transizione ecologica. La focalizzazione settoriale del modello di supporto agli investimenti sul patrimonio edilizio pubblico ha consentito di consolidare la collaborazione con i soggetti che gestiscono la programmazione delle principali risorse finanziarie a esso dedicate:

- Regioni con riferimento al patrimonio degli enti locali;
- Ministero dell'Istruzione per la scuola;
- Ministeri come Difesa e Interni per gli investimenti sulle rispettive sedi territoriali.

Nell'ambito delle collaborazioni territoriali più consolidate, tra cui Regioni Lombardia e Toscana, Provincia Autonoma di Bolzano e aree colpite dagli eventi sismici del 2016, è stata avviata la sperimentazione di nuovi modelli di supporto agli investimenti per sanità, edilizia residenziale pubblica, università, ma anche illuminazione pubblica e comunità energetiche, alcuni anche nel perimetro del PNRR.

Il catalogo delle aree di collaborazione con la PA è stato evoluto per rispondere più efficacemente alle esigenze di Comuni, Regioni, Province e Città metropolitane, individuati come target prioritari per le attività di promozione dello sviluppo sostenibile in virtù della numerosità di competenze con impatto sulla transizione ecologica. Il catalogo include le attività di collaborazione che possono essere implementate con tutte le amministrazioni interessate a rendere più sostenibile la gestione del proprio patrimonio, ma anche e soprattutto ad accelerare la transizione energetica dei territori e dei settori da esse amministrati.

Il catalogo è stato funzionale a definire un piano di sviluppi digitali per rappresentare più efficacemente le principali aree di collaborazione e gestirne più efficientemente l'implementazione e il monito-

raggio, grazie anche ad infrastrutture di collaborazione per la programmazione degli investimenti e la pianificazione territoriale dedicate agli enti territoriali. I nuovi protocolli di assistenza per illuminazione pubblica e condivisione dell'energia sono stati attivati verso oltre 100 Comuni.

Infine, sono state avviate attività sperimentali di assistenza integrata per il mantenimento del parco impianti fotovoltaici di oltre un migliaio di PA, per affrontare situazioni di underperformance, ma anche di inadempienze contrattuali verso il GSE. Ad oggi, le attività hanno consentito di risolvere mediamente il 14% delle problematiche prese in carico perché non evadibili a procedure aziendali ordinarie; il 10% delle Amministrazioni coinvolte ha superato situazioni di rischio amministrativo e/o di recuperare risorse.

I MODELLI TERRITORIALI IMPLEMENTATI

Nel settore dell'edilizia pubblica si è lavorato alla gestione delle collaborazioni già in corso relative a 26 bandi POR FESR 2014-2020, attivata con il 75% delle Regioni e Province Autonome, e alla Programmazione Triennale Edilizia Scolastica 2018-2020, attivata in tutte le Regioni. In mancanza di strumenti digitali di estrazione dei dati dai portali GSE e di condivisione con le Regioni, la consuntivazione dei risultati in termini quantitativi (interventi cofinanziati e contributi erogati) potrà essere completata tra il 2022 e il 2023.

Il modello sanità è stato attivato con le Regioni Lombardia, Toscana, Basilicata, Veneto ed Emilia Romagna, anche con relazione alle risorse della Missione 6 del PNRR.

Nel settore dell'edilizia residenziale pubblica la collaborazione è stata particolarmente attiva in Toscana, Puglia e Campania, in particolare con riferimento alle programmazioni legate alla sicurezza sismica degli edifici. Inoltre, in Toscana è stata avviato un percorso sulla Missione 5 del PNRR per la coprogrammazione degli interventi di rigenerazione urbana e di riqualificazione energetica delle case popolari.

Con Lombardia, Toscana e Sicilia è inoltre stata avviata l'azione di orientamento dei Piani Operativi Regionali per l'allocazione dei Fondi Strutturali Europei 2021-2027, negli altri casi rallentata dalla priorità assegnata dalle amministrazioni al PNRR. In ambito scuola, la programmazione regionale è ferma in virtù della priorità assegnata agli investimenti del PNRR e sarà riavviata una volta allocate le risorse del Piano.

Il modello territoriale di collaborazione implementato con la Provincia Autonoma di Bolzano e con il supporto locale di Casa Clima ha consentito di attivare l'assistenza su tutti i Comuni del territorio e di avviare la sperimentazione del primo bando per l'illuminazione pubblica strutturato per far leva sui CB.

La collaborazione in materia di supporto agli investimenti privati e allo sviluppo delle fonti rinnovabili si è concretizzata nella sperimentazione di sinergie per la riduzione delle emissioni delle PMI nelle Regioni del Bacino Padano e in un percorso condiviso con 14 Regioni per la promozione dell'autoconsumo collettivo.

La Regione Siciliana ha approvato a inizio 2022 il PEARS definitivo, con il supporto del GSE attivato già nel 2018 e che ha richiesto specifica assistenza per valorizzare il potenziale tecnico, individuato con il supporto del GSE, di aree dismesse per installare nuovi impianti fotovoltaici.

Con Lombardia, Lazio e Abruzzo è infine stata avviata una sperimentazione per l'utilizzo degli strumenti per il monitoraggio della performance degli impianti fotovoltaici - alerting e Piattaforma performance impianti – ai fini della programmazione di piani regionali di revamping e repowering sul territorio.

COMUNI DEL CRATERE SISMA 2016

La collaborazione con il Commissario straordinario per la ricostruzione si è consolidata con un Protocollo d'Intesa siglato nel marzo 2021. Il modello di cofinanziamento edifici è stato implementato su due ordinanze relative alla ricostruzione pubblica (scuole, altri edifici pubblici). L'assistenza agli enti è organizzata facendo leva sugli uffici speciali per la ricostruzione e ha consentito di prendere in carico 18 progetti pilota, pari al 10% dei progetti in fase di affidamento dei lavori.

A fine anno, è stato sottoscritto un'ulteriore accordo per l'attuazione delle misure del Piano Nazionale Complementare, legate alla realizzazione di impianti a fonti rinnovabili anche destinati alla condivisione di energia elettrica e termica.

AREE INTERNE

Il progetto-pilota dedicato alle Madonie è nella fase operativa della sperimentazione, attraverso l'individuazione dei progetti di riqualificazione energetica di tutti i Comuni dell'unione montana e, in sinergia con la struttura di coordinamento dell'area Interna, l'implementazione del cofinanziamento del Conto Termico con le risorse assegnate dalla Regione Siciliana nell'ambito della Strategia Nazionale delle Aree Interne. Sono in corso di approfondimento le modalità per riattivare le interlocuzioni con il Ministero del Sud e della Coesione territoriale per replicare il modello su tutto il territorio nazionale anche facendo leva sulle risorse stanziato nell'ambito del PNRR.

I MODELLI SETTORIALI IMPLEMENTATI

È stata avviata la sperimentazione di nuovi modelli di supporto agli investimenti per sanità, edilizia residenziale pubblica, università, ma anche illuminazione pubblica e comunità energetiche, alcuni anche nel perimetro del PNRR.

È stato completato lo sviluppo dei due principali modelli dedicati al patrimonio pubblico, edilizia e illuminazione, e avviata la sperimentazione di modelli di sostegno degli investimenti regionali a favore dei privati, in particolare con riferimento all'efficienza nelle PMI e alla condivisione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

L'impatto dei modelli, applicati per orientare lo sviluppo degli strumenti di programmazione economico-finanziaria degli enti e a supporto delle attività di controllo amministrativo ad esso connesse, sarà misurabile nel 2022 in termini di bandi cofinanziati e a partire dal 2023 in termini di investimenti

attivati. Il modello legato all'edilizia è stato funzionale anche a contribuire all'esercizio MEF per la declinazione del nuovo contratto standard di partenariato pubblico-privato, approvato a dicembre 2020, per interventi di riqualificazione energetica degli edifici pubblici.

In continuità con i modelli settoriali, sono stati consolidati anche gli strumenti di accompagnamento agli enti attuatori per gli investimenti su edilizia e illuminazione pubblica. È stato avviato il testing di un servizio integrato per il mantenimento della performance dei parchi fotovoltaici di proprietà pubblica e completata la fase di analisi per la definizione dell'assistenza allo sviluppo delle configurazioni di condivisione dell'energia public driven.

I DATI DEL PIANO ANNUALE DI FORMAZIONE DEI TECNICI E PROFESSIONISTI CHE LAVORANO PER LA PA 2021

Il piano è stato erogato in formato "webinar", che sarà utilizzato in continuità anche nelle successive edizioni. Esso ha previsto:

- 17 iniziative GSE In-Forma PA, con oltre 4.800 tecnici formati;
- 14 focus group su AUC e CER, per oltre 2.000 soggetti, di cui il 25% afferente alla PA;
- nuovi moduli formativi: modelli per la promozione dell'autoconsumo collettivo - Il ruolo dei Comuni distributori, gestione degli impianti fotovoltaici - più valore agli investimenti pubblici.

LA PARTECIPAZIONE A EVENTI INFORMATIVI

In tutto il 2021 sono stati partecipati, quasi tutti in formato webinar, 48 eventi informativi. L'obiettivo della presenza del GSE all'Assemblea ANCI 2021, inoltre, è principalmente consistito nel consolidamento della percezione del GSE come soggetto pubblico di riferimento per l'assistenza tecnica ai Comuni nel settore della transizione energetica.

La promozione è stata focalizzata sui 4 servizi declinati ad hoc per i Comuni:

- riqualificazione energetica degli edifici pubblici;
- retrofit dell'illuminazione pubblica;
- sviluppo autoconsumo fotovoltaico e comunità di energia rinnovabile;
- manutenzione tecnica e amministrativa del parco impianti fotovoltaici.

La presenza in ANCI ha consentito di attivare il percorso di assistenza su 63 nuovi Comuni e contribuito alla risoluzione di problematiche su parco impianti fotovoltaici per 13 enti.

Sono inoltre stati premiati nell'ambito del premio Vivi - Premio Territorio Vivibile, 18 Comuni per interventi virtuosi su edilizia pubblica, illuminazione pubblica e recupero parco impianti fotovoltaici.

10.4

I PROGETTI PER LE SCUOLE

Il futuro dell'umanità si gioca tutto sulla capacità dei governi e della società civile di rispondere ai nuovi bisogni educativi in modo più efficace. La formazione delle nuove generazioni, cittadini del domani, è considerata fondamentale per la crescita nella comunità di una cultura dello sviluppo sostenibile maggiormente consapevole. La transizione verso modi di vita più sostenibili richiede un cambio di mentalità partendo dalla ricerca e dalla sperimentazione, fino ad arrivare alla progettazione e all'attivazione di iniziative, percorsi e programmi finalizzati a un cambiamento consapevole e intenzionale della percezione del proprio ruolo nel mondo, dove le risorse sono finite e gli effetti negativi generati dalle attività dell'essere umano rischiano di essere irreversibili.

L'obiettivo è la divulgazione di messaggi e contenuti chiave per favorire la transizione ecologica e culturale all'interno delle scuole italiane, ponendo le basi per una nuova scuola orientata al rispetto dell'ambiente e alla promozione dello sviluppo sostenibile, verso un nuovo modo di approcciarsi con la società, con il prossimo, e con il proprio patrimonio culturale.

GSE INCONTRA LE SCUOLE

L'azione proposta dal GSE si rivolge alle nuove generazioni tramite il percorso formativo "GSE incontra le Scuole". Il raggiungimento dell'obiettivo si concretizza con l'organizzazione di incontri formativi sui temi dell'educazione ambientale dedicati agli studenti delle scuole italiane di ogni ordine e grado. Le attività didattiche del GSE si sviluppano in un clima confidenziale e "divertente", con particolare attenzione al coinvolgimento emotivo dei ragazzi, al fine di stimolare il loro interesse, la loro curiosità e la partecipazione attiva, attraverso un ascolto costante delle esigenze evidenziate dagli insegnanti e coprogettando insieme a loro i contenuti oggetto degli incontri. Le lezioni si svolgono in presenza o in streaming, mantenendo in entrambi i casi i connotati di formazione specialistica il cui scopo principale è proprio quello di sensibilizzare le nuove generazioni sull'importanza di agire ora per contrastare il cambiamento climatico. La caratteristica principale degli incontri è che i temi trattati sono sempre attuali, restando focalizzati soprattutto sugli obiettivi internazionali di sviluppo sostenibile.

L'approccio è quello del "micro-learning", un metodo di formazione volto a distribuire il contenuto formativo in sequenze ridotte e rapidamente fruibili che meglio si adatta alle esigenze delle nuove generazioni. Nell'ambito del format "live", iniziato nel 2021, vengono infatti utilizzati tool di engagement dall'audiovisivo allo storytelling per permettere ai partecipanti di sentirsi coinvolti e parte attiva del cambiamento. Ad esempio la progettazione e realizzazione di una web app pensata per aumentare l'attenzione ai consumi e all'ambiente in modo istruttivo e divertente aiutando i ragazzi a condurre uno stile di vita consapevole e sostenibile, cambiando il proprio mindset. Il GSE ha provveduto a fornire i contenuti dell'app (redazione dei testi relativi alle domande dei quiz ed editing dello storyboard del video presente all'interno dell'applicazione), focalizzandosi sui bisogni e interessi dei fruitori, le

nuove generazioni. L'app consente di identificare la propria impronta ambientale e focalizza l'attenzione su 4 aree tematiche: energia, acqua, riciclo e mobilità. L'app sarà scaricabile negli app store nel 2022 e sarà utilizzata anche a scopi didattici ed informativi, rivestendo il ruolo di nuovo strumento a supporto della formazione. Poiché è giusto porsi sempre alla ricerca di nuovi strumenti didattici, il GSE sta progettando, per il 2022, la realizzazione di video lezioni da condividere con gli insegnanti, di carte didattiche a scopo educativo e metodologie esperienziali sempre più innovative con l'aiuto delle nuove tecnologie.

La formazione propone programmi diversificati per ogni fascia d'età a partire dalle scuole dell'infanzia (per i bambini che hanno già compiuto 5 anni), scuola primaria (dai 6 agli 11 anni), secondaria di primo grado (dagli 11 ai 14 anni) e per tutti i percorsi del secondo ciclo di istruzione: licei, istituti tecnici, istituti professionali, istruzione e formazione professionale. Al termine delle singole lezioni, è prevista la consegna della guida "A Scuola di Energia" curata, sia nella grafica che nei contenuti, direttamente dalle persone del GSE. Le tematiche legate all'utilizzo delle fonti rinnovabili, all'efficienza energetica nonché all'Agenda 2030 sono trattate, con immagini e tabelle, attraverso l'utilizzo di un linguaggio semplice e di facile comprensione. Viene distribuito anche il fumetto "A panda piace", incentrato sui cambiamenti climatici, sul coraggio di cambiare i propri comportamenti e sui mezzi che la nostra società può impiegare per trasformare la transizione energetica in una rivoluzione gentile.

Per i bambini della scuola dell'infanzia è stato progettato un modulo ad hoc di natura sperimentale, della durata complessiva di un'ora, basato sull'ascolto attivo di una favola. Il racconto viene accompagnato dall'osservazione di immagini colorate ed evocative. La favola "Il pianeta puzzone" ideata internamente dal GSE, narra di un pianeta triste che può tornare alla sua vera bellezza solo se troviamo in noi stessi il coraggio di cambiare.

I dati di "GSE incontra le scuole"

Nel corso dell'anno di riferimento sono stati formati 2.230 studenti di 21 scuole in tutto il territorio nazionale per un totale di 105 incontri formativi.

PCTO "ENERGIE IN ALTERNANZA"

"Energie in alternanza" è il programma creato dal GSE per la nuova metodologia didattica, inserita nell'offerta formativa dei trienni delle scuole superiori, come parte integrante dei percorsi di istruzione (PCTO – Percorsi per le Competenze Trasversali e l'Orientamento), resa obbligatoria dalla Legge 107/2015 con l'alternanza scuola-lavoro. La finalità dei PCTO è quella di favorire l'innovazione didattica, il miglioramento delle competenze trasversali e la familiarizzazione di quelle professionali dei giovani nonché l'avvicinamento con il mondo del lavoro, attraverso la collaborazione attiva e sinergica tra il sistema scolastico e le imprese.

Il programma "Energie in alternanza" è composto da moduli formativi inerenti tematiche tecnico-specialistiche (strategie energetiche nazionali e transizione ecologica, sviluppo sostenibile, meccanismi di incentivazione FER ed efficienza energetica) organizzative e di orientamento al mondo del lavoro, erogati sia a scuola che in azienda attraverso seminari, lectio magistralis, labs, workshop, business game e visite guidate.

Per l'anno scolastico 2020/2021, sono stati selezionati tre istituti scolastici, con i quali è stato concordato un percorso formativo ad hoc denominato «il mondo della sostenibilità»:

- istituto d'istruzione secondaria superiore "Biagio Pascal" di Roma;
- liceo scientifico "Augusto Righi" di Roma;
- istituto d'istruzione secondaria superiore "Via Copernico" di Pomezia (RM).

«Il mondo della sostenibilità» si è articolato in 7 moduli, ogni incontro formativo della durata di 2 ore circa, per un totale di 14 ore, con un coinvolgimento di 361 studenti complessivi.

Il programma PCTO GSE si è adattato in maniera resiliente al nuovo contesto di emergenza sanitaria legata alla pandemia Covid-19 con l'erogazione a distanza dei moduli didattici attraverso piattaforme digitali.

All'avvio del nuovo anno scolastico, è stata avviata la raccolta delle adesioni degli istituti scolastici per il programma PCTO GSE per l'anno scolastico 2021 – 2022.

10.5

PROMOZIONE E ASSISTENZA ALLE IMPRESE

Nel corso del 2021 le attività di promozione e assistenza alle imprese sono state consolidate soprattutto grazie alla rete di dialogo instaurata con PMI, grandi player, ESCo e associazioni di categoria presenti sul territorio, attraverso un metodo che punta alla visione integrata e alla standardizzazione per raggiungere molti interlocutori.

Il target è rappresentato in primis dalle circa 5 milioni di imprese presenti sul territorio nazionale per:

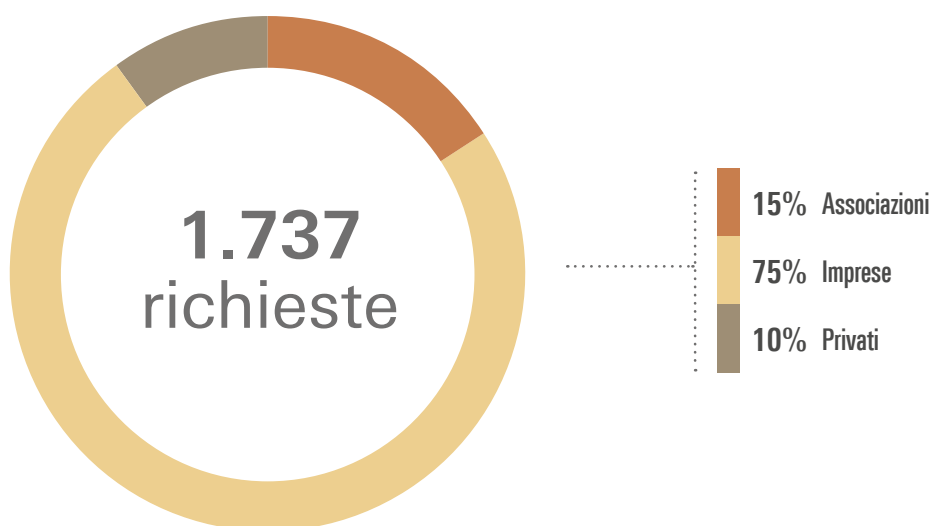
- supportare nel settore energy insieme alle aziende tecniche che operano per conto terzi intercettandone la spinta innovativa, raccordandola con i meccanismi di incentivo e le evoluzioni normative per un allineamento competitivo alla transizione energetica;
- mobilitare le PMI, la più larga fetta del tessuto imprenditoriale italiano che necessitano di essere consapevolizzate;
- fare sinergia con i grandi player del Paese, potenziali protagonisti di rilievo della transizione, per generare ecosistemi di business utili ad attivare anche PA e piccoli investitori;
- lavorare con le realtà associative e i moltiplicatori di sistema. Una network governance per fare squadra sui temi di interesse sistemico, intercettare la progettualità delle PMI e diffondere modelli di transizione;
- supportare i consumatori e le piccole imprese nel passaggio dal mercato libero verso un nuovo modello caratterizzato non solo dalla possibilità di scegliere il proprio fornitore di energia ma soprattutto dalla consapevolezza della necessità di investire sulla sostenibilità del proprio consumo.

Il modello applicato si basa su un'assistenza che cresce e si intensifica con la progettualità e punta a:

- coadiuvare le imprese nell'implementazione delle proprie strategie ESG fornendo il supporto necessario ad accelerare gli investimenti e finalizzare con efficacia e rapidità le progettualità in sviluppo, facendosi altresì parte attiva per supportare la spinta innovativa che per concretizzarsi necessita di un adeguato sviluppo normativo-regolatorio;
- far cogliere ai meno esperti di energia le opportunità della transizione e far focalizzare le azioni da mettere in campo per essere in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione;

- sviluppare e promuovere modelli e strumenti settoriali che possano essere di supporto alla pianificazione degli investimenti;
- mettere in relazione gli strumenti GSE, regolati e non, e gli altri strumenti di programmazione economica per facilitare la pianificazione degli investimenti;
- far emergere esigenze e criticità degli stakeholder durante la fase di assistenza, derivanti dall'attuazione della normativa energetica, per ridurre le barriere amministrative alla realizzazione di interventi per la transizione energetica;
- incrementare, nell'ambito dei processi operativi del GSE, il numero e la qualità delle istanze di incentivo, accompagnando chi investe per mantenere il valore degli interventi nel tempo.

■ **Figura 4** tipologia di utenti supportati



■ **Figura 5** utenti in assistenza al 2021



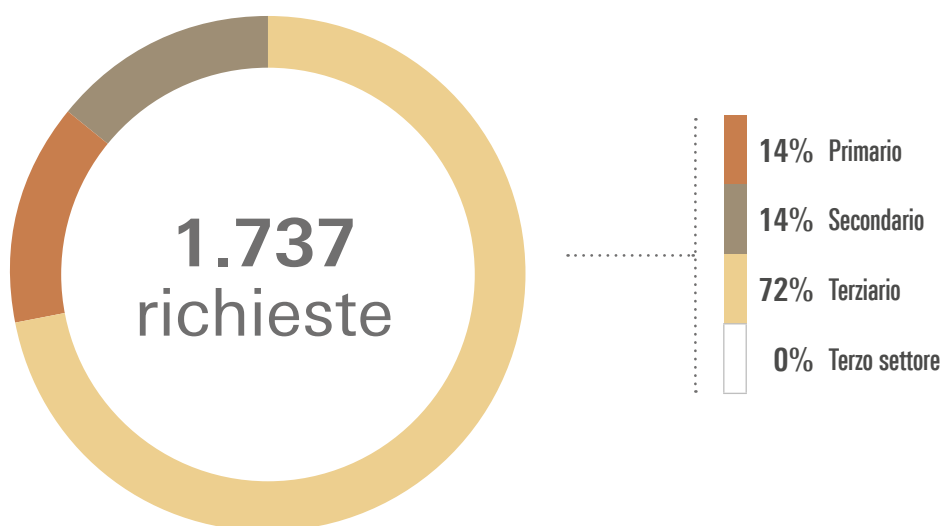
Si è operato per sviluppare e attivare modelli settoriali per diversi settori produttivi come terzo settore, settore ricettivo, sportivo, culturale, real estate e logistica & grande distribuzione, finalizzati ad accrescere nelle imprese la consapevolezza dell'importanza del ruolo che esse ricoprono nella spesa energetica e fornire loro il supporto utile. Oltre a consolidare il perimetro dei soggetti per i quali è stata già avviata un'assistenza mirata e specialistica all'interno dei modelli settoriali elaborati e definiti nel biennio, si è lavorato tenendo in debito conto le indicazioni del PNIEC e del PNRR, per la progressiva definizione e per lo sviluppo di nuovi modelli settoriali.

Per raggiungere l'obiettivo di riduzione dei consumi attraverso il risparmio energetico di un sito produttivo è necessario affrontare con una visione integrata tutti i fattori diretti e indiretti che incidono sul consumo energetico di un'attività produttiva imparando a investire per elevare i livelli di sostenibilità dei processi. L'implementazione di questi nuovi modelli di business contribuiscono a creare valore per le imprese assicurandone una funzionalità duratura, il miglioramento dell'immagine e della reputazione e un significativo incremento della competitività e delle performance economiche contribuendo in maniera significativa allo sviluppo del contesto territoriale in cui le aziende svolgono le proprie attività.

I modelli settoriali offrono una guida in questa direzione. Essi prevedono:

- l'analisi di ogni settore produttivo al fine di individuare caratteristiche ed esigenze specifiche da affrontare;
- l'elaborazione di un kit di strumenti da fornire agli stakeholder, utili nella fase di orientamento, pianificazione e messa a terra degli investimenti;
- l'assegnazione di un tutor per ogni settore al fine di garantire il supporto dedicato;
- la formazione digitale e tematica per diffondere le opportunità a partire dalle esigenze di chi realizza gli interventi e facilitare l'uso dei meccanismi di incentivo e la fruizione dei servizi e strumenti GSE.

■ **Figura 6** settori economici dei grandi player e delle PMI in assistenza



Al fine di potenziare e ampliare progressivamente i benefici ottenuti con lo sviluppo dei modelli settoriali, il GSE ha operato anche per attivare collaborazioni territoriali con associazioni di categoria e con le Regioni per la definizione di modelli di cofinanziamento che sostengano le progettualità delle imprese e che consentano l'ottimizzazione nell'utilizzo delle risorse pubbliche disponibili, attraverso l'integrazione con i meccanismi incentivanti e con i servizi gestiti dal GSE, per migliorare il perseguimento degli obiettivi comuni e favorire la realizzazione di interventi che possano aiutare il processo di transizione ecologica. Il nostro obiettivo è consolidare e completare l'attivazione del processo di collaborazione instaurato con enti territoriali per il finanziamento alle imprese, fino ad estenderlo a tutte le Regioni italiane.

■ **Figura 7** collaborazioni attualmente attive nelle Regioni per i modelli di cofinanziamento per privati e imprese



Inoltre, particolare attenzione è rivolta al rafforzamento della sinergia con le associazioni di categoria attraverso:

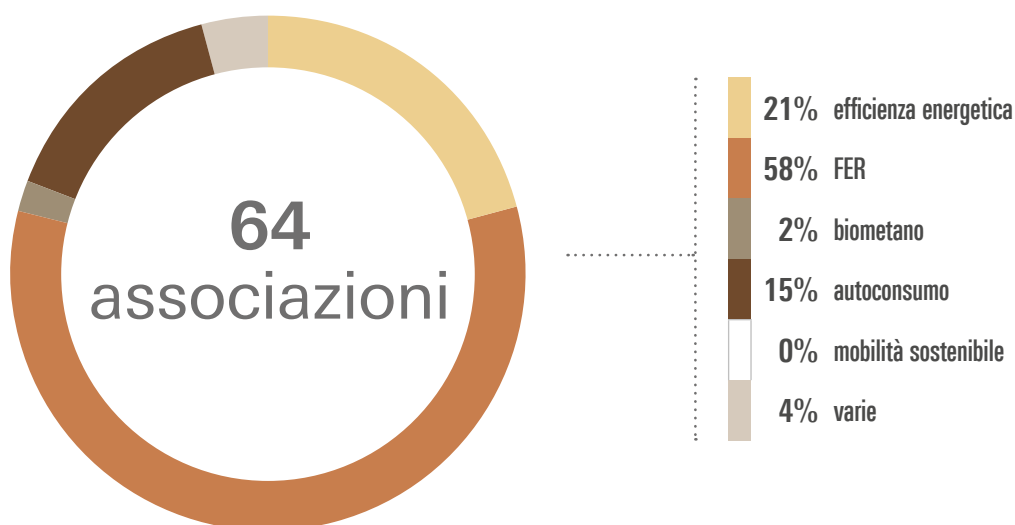
- l'assistenza dedicata con l'obiettivo di fornire riscontro alla pluralità di richieste pervenute dagli associati in riferimento ad alcuni temi specifici;
- l'organizzazione periodica di tavoli tecnici dedicati ai temi di interesse sistemico e regolatorio attivabili su esigenza di ognuna delle parti;
- lo sviluppo di un profilo dedicato nell'Area Clienti per customizzare i servizi e garantire una collaborazione dedicata sui diversi fronti di interesse comune;

- l'assegnazione di un tutor dedicato che rappresenta per l'associazione il principale referente del GSE, a garanzia di una gestione efficace della relazione e della storicizzazione del lavoro svolto congiuntamente;
- l'erogazione di un servizio di formazione rivolto ai funzionari delle associazioni e ai loro associati, con l'obiettivo di sviluppare competenze in merito agli strumenti d'incentivazione per le fonti di energia rinnovabile e per l'efficienza energetica e i servizi gestiti dal GSE, al fine di favorire la transizione energetica delle imprese;
- la collaborazione con le associazioni nell'organizzazione di eventi di promozione degli strumenti gestiti dal GSE, sia in termini di incentivi, sia di servizi innovativi per lo sviluppo sostenibile;
- la promozione con le associazioni di momenti di confronto per fornire maggiori informazioni su nuove disposizioni o nuovi servizi introdotti dal GSE e rilevare ulteriori esigenze da parte degli associati. Questa attività può essere prevista dalla normativa di riferimento (e.g. consultazioni in senso stretto) oppure effettuata su iniziativa GSE (e.g. interviste, test di usabilità).

Questa nuova visione sinottica ci ha consentito di:

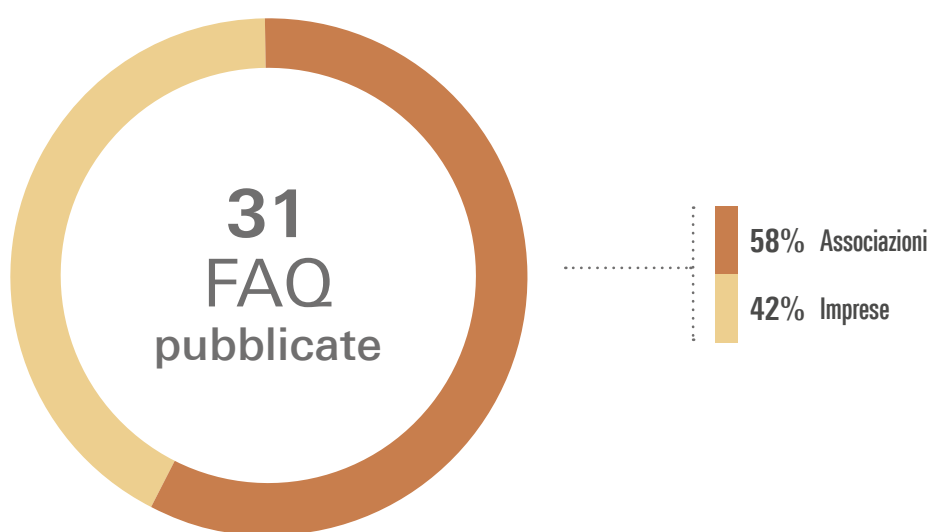
- perfezionare il problem solving operativo e l'evoluzione regolatoria e normativa;
- migliorare la tracciabilità delle richieste rispettando trasparenza e non discriminatorietà;
- migliorare la qualità del servizio di supporto e ridurre i tempi di risoluzione;
- contribuire alla crescita delle competenze e della conoscenza attraverso lo sviluppo di FAQ e l'aggiornamento delle attività aziendali.

Figura 8 ambiti di interesse delle associazioni di categoria



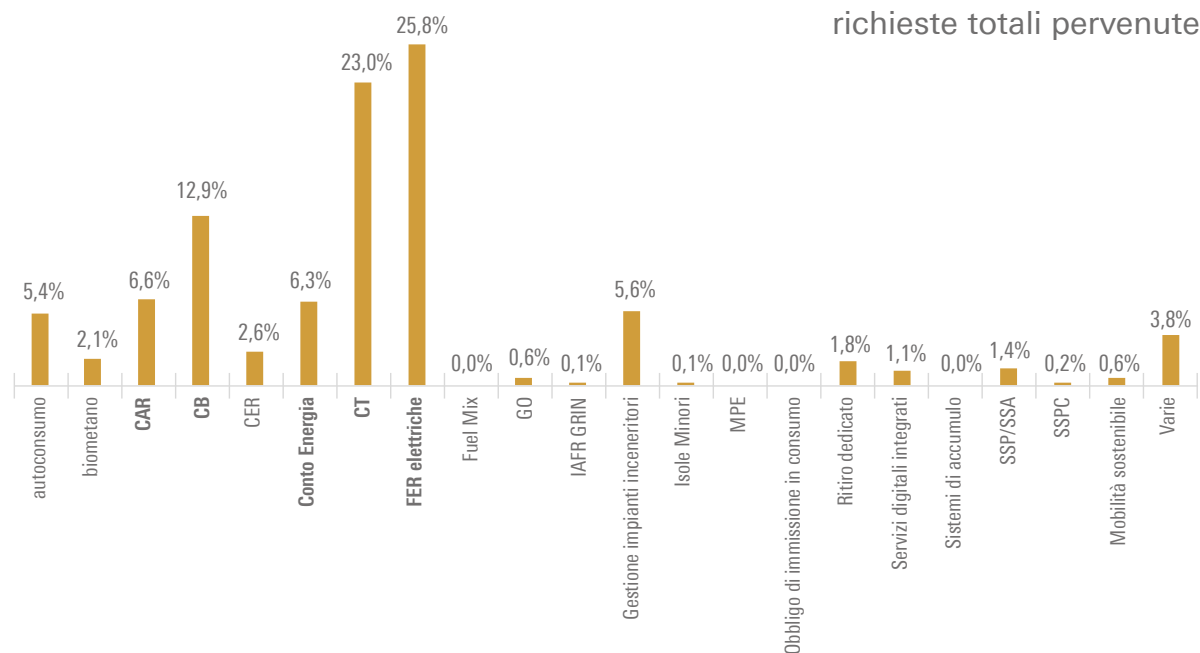
Al fine di incrementare competenze e conoscenze nell'utente, favorendo una risoluzione delle problematiche sempre più in modalità self caring, abbiamo potenziato il nostro impegno per l'elaborazione di una knowledge base (composta da articoli e FAQ) relativa ai meccanismi incentivanti e ai servizi del GSE, costantemente sviluppata e aggiornata. Inoltre, sono stati elaborati documenti informativi (mappe) e sviluppati strumenti digitali (simulatori), che forniscono informazioni e percorsi guidati nelle procedure di accesso ai meccanismi incentivanti oltre a orientare l'utente nella scelta degli investimenti da realizzare.

■ **Figura 9** FAQ pubblicate in risposta ai quesiti degli utenti



Nel 2021 sono state gestite 1.737 richieste di supporto specialistico. Nello specifico le richieste pervenute e gestite, relative al cluster imprese sono state 1.294. Più del 40% di esse sono pervenute da un soggetto considerato "moltiplicatore" come ESCo o Studi professionali.

■ **Figura 10** richieste pervenute dal cluster imprese e oggetto del quesito



Nel corso del 2021, inoltre, sono stati intensificati e migliorati i processi di divulgazione, promozione, informazione e formazione relativa ai temi di sostenibilità e alle caratteristiche procedurali, tecniche e regolatorie dei meccanismi incentivanti e dei servizi gestiti dal GSE. L'impegno per il potenziamento del percorso di formazione GSE In-Forma ha infatti consentito di migliorare e consolidare le competenze dei professionisti che operano nel settore energetico e di contribuire ad accrescere le conoscenze di quei numerosi soggetti che, pur non essendo esperti del settore, ricoprono comunque ruoli chiave e sono coinvolti a vario titolo nei processi decisionali della transizione ecologica e nella pianificazione degli investimenti per la sostenibilità.

Il piano di formazione e informazione, erogato in modalità digitale a causa dell'emergenza sanitaria, annuale ha previsto:

- un ciclo di 14 focus group tematici finalizzati alla promozione del ruolo attivo del consumatore e delle comunità energetiche e gruppi di autoconsumatori;
- 10 eventi formativi e 30 eventi divulgativi che hanno coinvolto 3.400 soggetti fra tecnici, professionisti che lavorano per la PA e imprenditori.

Figura 11 eventi per le imprese realizzati nel corso del 2021

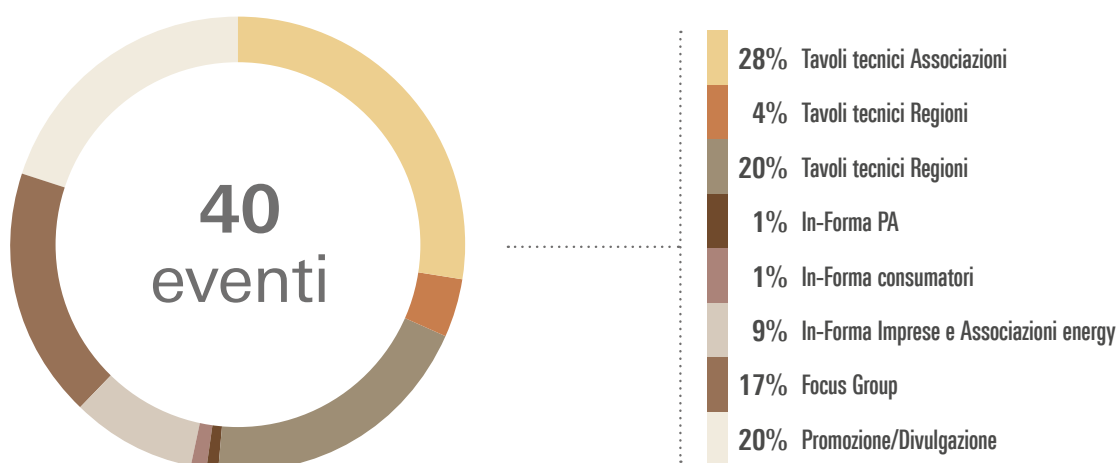
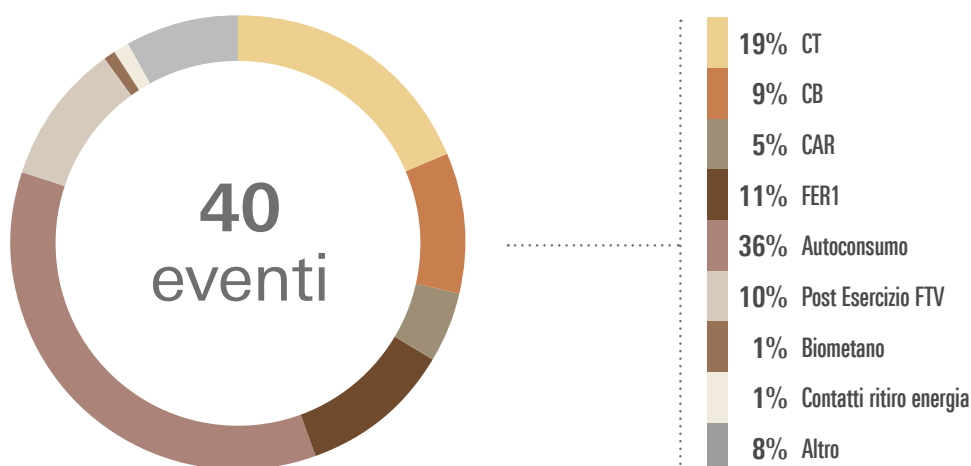


Figura 12 temi trattati negli eventi



10.6

IL PORTALE INTERVENTI E SIMULATORI

A partire da dicembre 2020, è attiva la piattaforma interventi e simulatori GSE. Questa consente, in base all'inserimento dei relativi dati, di sapere quanto si può risparmiare con gli interventi di efficientamento energetico.

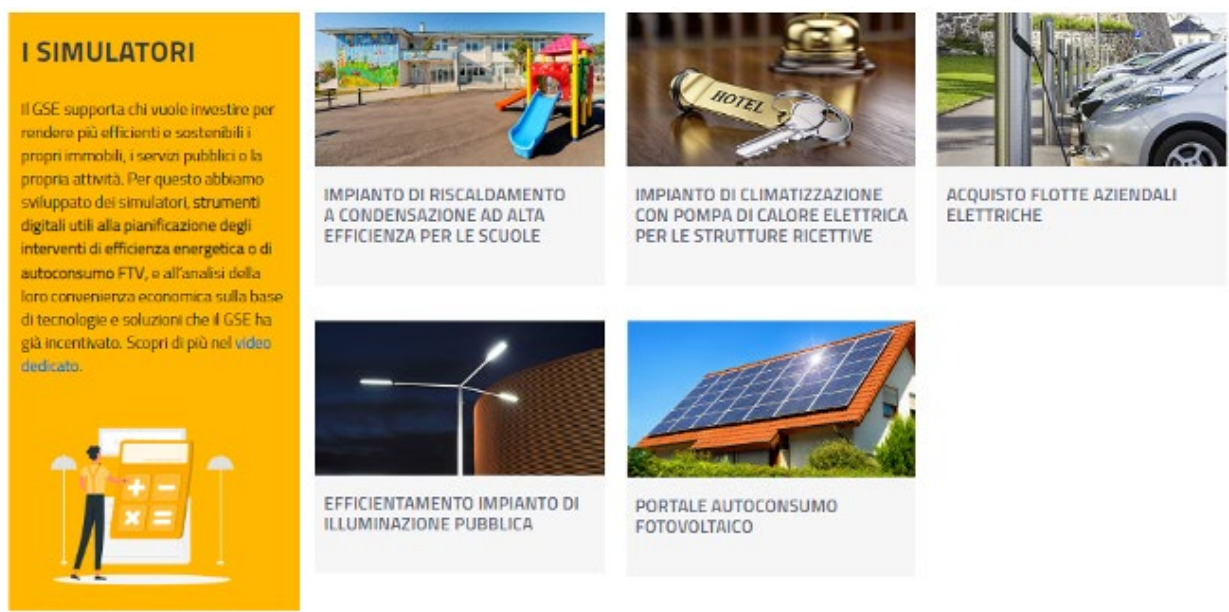
La nuova piattaforma interventi e simulatori GSE, per poter calcolare il risparmio, consente di accedere a diverse opzioni a seconda dei lavori che si desiderano realizzare. Tale simulazione tiene già in conto anche le detrazioni concesse dallo stato. Le tipologie impiantistiche oggetto di simulazione sono le seguenti:

- impianto di riscaldamento a condensazione ad alta efficienza per le scuole;
- impianto di climatizzazione con pompa di calore elettrica per le strutture ricettive;
- acquisto flotte aziendali elettriche;
- efficientamento impianto di illuminazione pubblica;
- portale autoconsumo fotovoltaico.

■ **Figura 13** le sezioni del Portale Interventi



■ **Figura 14** il Portale simulatori



Per favorire lo sviluppo dell'autoconsumo da fonte rinnovabile, in linea con gli indirizzi di politica europea (Clean Energy Package) e nazionale, il GSE ha sviluppato a fine 2019 un apposito strumento informatico: il portale dell'autoconsumo fotovoltaico (www.autoconsumo.gse.it).

La piattaforma dal 27 ottobre 2021 si è arricchita con la sezione dedicata ai gruppi di autoconsumatori e alle comunità di energia rinnovabile che consente a chiunque intenda installare uno o più impianti fotovoltaici per la condivisione dell'energia elettrica di avere maggiori informazioni sulle possibilità previste dalla normativa, di poter effettuare simulazioni tecnico-economiche utili a valutare la convenienza dell'investimento e di avere indicazioni pratiche per l'avvio delle iniziative.

Il portale, in particolare, permette di effettuare delle simulazioni relativamente al dimensionamento degli impianti e alla redditività delle iniziative, proponendo anche diverse soluzioni finanziarie.

10.7

GESTIONE DELLE CUSTOMER OPERATIONS

Nel corso degli anni il GSE ha intensificato il processo di evoluzione del modello di interazione con i propri clienti andando sempre di più verso una gestione integrata delle customer operations creando valore per i suoi interlocutori. I dati e le informazioni derivanti dalla customer experience, le comunicazioni tecniche inviate ai vari operatori e la multicanalità sono le risorse principali che alimentano il processo di miglioramento continuo del servizio e consentono il progressivo passaggio dalla gestione di un problema alla sua previsione, al fine di limitarne l'insorgenza di nuovi.

Tutta l'azienda lavora in sinergia per la promozione e il supporto dei servizi gestiti al fine di accelerare il processo di transizione energetica. Gli obiettivi principali perseguiti nel corso del 2021 sono stati l'efficiamento operativo e la progressiva semplificazione dei processi.

Sono state effettuate numerose azioni volte a rendere i punti di contatto aziendali maggiormente ergonomici, per un miglioramento continuo dell'esperienza dell'utente, anche in relazione all'attività di promozione. Un servizio efficiente rappresenta in primis un canale di promozione che invoglia l'utente a sottoscrivere i servizi del GSE con la garanzia di un'adeguata assistenza.

Oltre alla gestione del fornitore del servizio di Contact Center, le principali attività svolte nel 2021, basate su un approccio a prodotti, riguardano:

- la gestione della conoscenza aziendale - circa 3.100 articoli - tramite una piattaforma evoluta di knowledge management (storicizzazione, workflow autorizzativo, gestione metadati, tag, etc.);
- la gestione centralizzata delle campagne outbound informative e di promozione, al fine di presidiare meglio tutti i punti di contatto;
- il supporto per l'ottimizzazione dei processi aziendali, attraverso tavoli di lavoro congiunti con le principali funzioni aziendali;
- la semplificazione dell'esperienza utente nel portale dei servizi del GSE (Area clienti) per l'accesso ai vari strumenti di incentivazione e la centralizzazione di alcuni processi trasversali come: la registrazione dell'operatore semplificata anche grazie all'adozione dello SPID, il recupero delle credenziali, la rappresentazione centralizzata dei dati di pagamento, dei contratti e dell'anagrafica dell'utente.

Il numero di contatti complessivi pervenuti nel 2021 è stato pari a 371.500: grazie agli sviluppi effettuati sulla tecnologia e sui processi si registra, rispetto all'anno 2020, una diminuzione del 13% in termini di volumi e di costi.

Figura 15 andamento delle richieste per mese

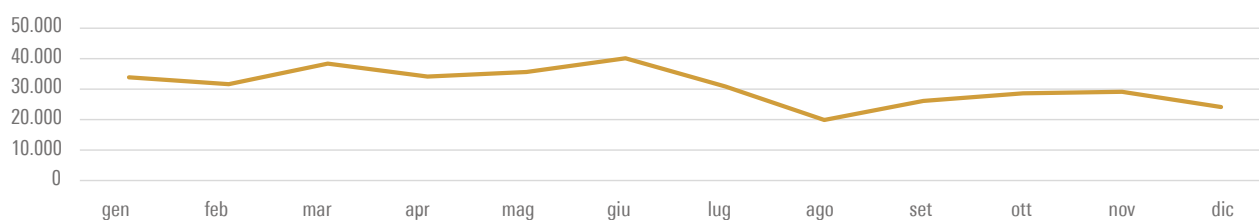


Tabella 1 andamento del numero di contatti per canale

	2021	Media mensile 2021	Media giornaliera 2021
Telefono inbound	165.516	13.793	649
Telefono outbound	50.354	4.196	197
E-mail e PEC	15.359	1.280	60
Sito GSE	110.637	9.220	434
Area Clienti	29.634	2.470	116
Totale volumi (Pervenuto lavorabile)	371.500	30.958	1.457

Di seguito è riportata la distribuzione dei servizi e degli argomenti per cui gli operatori si sono rivolti al Customer Care. La maggior parte delle richieste pervenute ha riguardato i chiarimenti sui pagamenti relativi al Conto Energia e allo Scambio sul Posto, il supporto nelle procedure del cambio di titolarità e della variazione dell'iban e la registrazione degli operatori e degli utenti, propedeutica all'accesso al portale dell'area clienti del GSE.

Le richieste di supporto per l'accesso all'area clienti hanno registrato una diminuzione del 27% rispetto al 2020, grazie alle semplificazioni attuate nell'esperienza utente.

Figura 16 i servizi richiesti al Contact Center

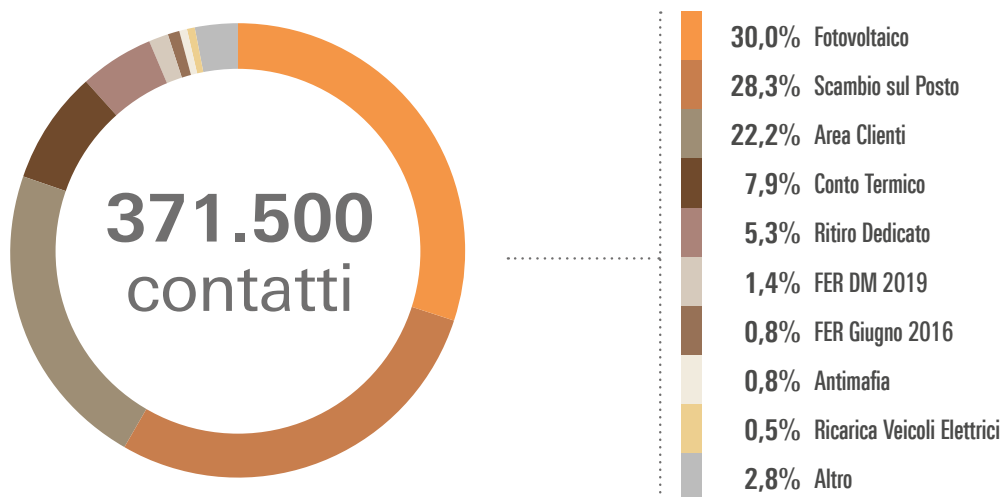
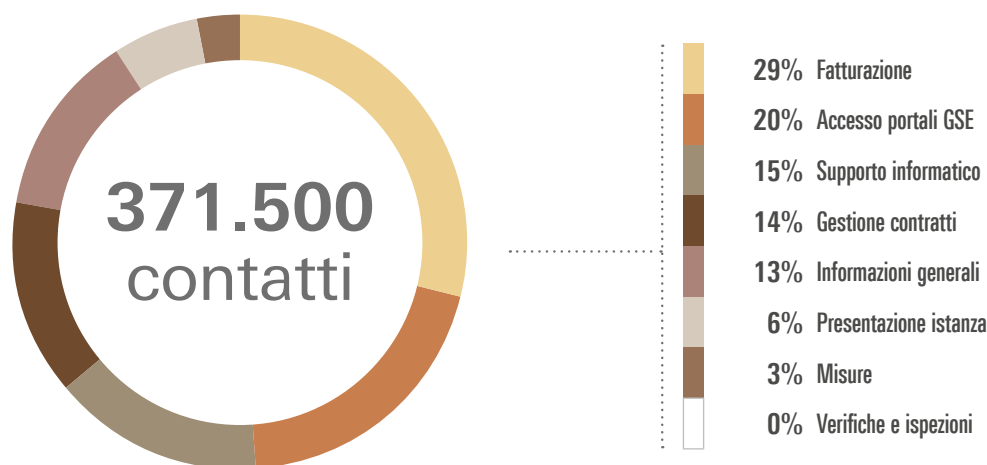


Figura 17 principali argomenti oggetto di richiesta nel 2021



Uno dei pilastri della gestione integrata delle customer operations è la progettazione e la realizzazione di comunicazioni tecniche, amministrative e promozionali verso i vari cluster di interlocutori. Nel 2021 risultano effettuati circa 60 progetti di informazione. Le comunicazioni outbound hanno riguardato diversi argomenti tra cui: gli avvisi di pagamento, le informazioni sugli acconti e i conguagli, l'emissione delle fatture. Sono state inoltre effettuate campagne mirate allo scopo di supportare gli utenti nella finalizzazione della richiesta per il servizio di ricarica veicoli elettrici e sull'utilizzo dello SPID. Si è poi consolidata, nel corso del 2021, l'attività di analisi sulla qualità del servizio offerto all'utenza e l'implementazione di azioni volte al suo miglioramento. Tali azioni hanno contribuito, nel corso del 2021, all'incremento di circa il 15% della soddisfazione degli utenti, che oggi si attesta attorno al 65%.

Tabella 2 suddivisione delle comunicazioni per tipologia di servizio

Servizi - campagne outbound	Totale destinatari delle comunicazioni
SSP	1.519.183
Open Meter	42.600
Performance Impianti	24.917
Area Clienti	10.584
CT	8.270
CAR	3.572
CE	1.730
Autoconsumo e comunità energetiche	974
Assistenza Clienti	527
RVE	309
GO	78
GdR	76
Fuel Mix	32
FER	9
Trasversali	135.526
Totale	1.748.387

10.8

I SISTEMI INFORMATIVI

10.8.1 SVILUPPO E GESTIONE SISTEMI

Nel corso del 2021 il GSE si è focalizzato nella realizzazione di iniziative progettuali negli ambiti dell'innovazione digitale, dell'adeguamento normativo, del miglioramento del servizio reso verso l'esterno e dell'incremento dell'efficienza operativa.

INNOVAZIONE DIGITALE

Il GSE ha adottato un approccio ibrido per lo sviluppo della propria infrastruttura al fine di poter integrare le applicazioni on premise con nuove applicazioni basate su infrastrutture cloud PaaS e con piattaforme di mercato fruite in modalità SaaS.

Nell'ambito dello sviluppo applicativo, il GSE sta portando avanti un processo di ammodernamento nel rispetto dei paradigmi tecnologici più recenti, basati su una piattaforma di containerizzazione e sull'utilizzo di API d'interfaccia per la condivisione e fruizione dei microservizi, in combinazione con l'adozione delle catene DevOps.

L'insieme di queste iniziative consente la realizzazione di servizi digitali che possono risiedere sulle infrastrutture sia on premise che in cloud.

ADEGUAMENTO NORMATIVO

In ottemperanza a quanto previsto dalle recenti normative, il GSE ha avviato una serie di progettualità al fine di adeguare i propri sistemi informativi o di realizzarne di nuovi. Con riferimento alla Delibera 96/2020/R/eel è stato realizzato il sistema per l'erogazione dei ristori delle componenti tariffarie RE e REt per gli impianti termoelettrici, con specifiche funzionalità per l'acquisizione e validazione delle misure gas, qualifica contrattuale, settlement primo calcolo acconto e pagamenti, ricalcoli e note credito, istruttoria di conguaglio, settlement e pagamento conguaglio. Con l'evoluzione del portale FER-E per l'erogazione degli incentivi ai sensi del D.M. FER del 4 luglio 2019 per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati a fonti rinnovabili, fotovoltaico incluso, sono state introdotte funzionalità aggiuntive per il flusso verso il Registro Nazionale per gli Aiuti di Stato, il completamento della qualifica tecnica, la qualifica contrattuale nonché le funzionalità per il calcolo degli incentivi degli impianti oggetto di potenziamento o che presentino un sistema di accumulo. Ai sensi della Delibera 541/2020 è stato implementato il sistema a supporto della sperimentazione della mobilità elettrica 6 kW, rivolto ai clienti finali di energia elettrica in bassa tensione per agevolare la ricarica elettrica delle automobili negli orari in fascia F3 in luoghi non accessibili al pubblico. Sull'applicativo a supporto della Mancata Produzione Eolica è stato semplificato, ai sensi della Delibera ARERA 195/19, l'iter di accesso al meccanismo e le modalità con cui gli utenti del dispacciamento mettono a disposizione le informazioni per il calcolo.

In ottemperanza a quanto previsto dal D.M. 2021 è stato adeguato il portale Certificati Bianchi e infine, per supportare le dichiarazioni introdotte con l'entrata in vigore del DL Rilancio e la cessione del credito per cambio di titolarità, sono stati adeguati i sistemi per il riconoscimento e l'erogazione degli incentivi relativi a Ritiro Dedicato, Scambio sul Posto, fotovoltaico, FER-E, GRIN e Garanzie di Origine.

MIGLIORAMENTO DEL SERVIZIO VERSO L'ESTERNO

Il GSE è costantemente impegnato nel miglioramento dei servizi offerti ai soggetti terzi. In particolare, a partire dal mese di marzo 2021 e nell'ambito della promozione del sistema di identità digitale – SPID, il portale Area Clienti ha abilitato l'accesso ai propri servizi anche mediante questa nuova modalità di identificazione. Lo stesso portale è stato interessato dall'introduzione di nuove funzionalità per la gestione delle sottoscrizioni e cambi di titolarità, consentendo uno snellimento dei processi interni legati alla gestione e al supporto della clientela.

A supporto dei potenziali beneficiari degli incentivi per l'energia rinnovabile condivisa per le configurazioni di autoconsumo collettivo e di comunità energetiche, è stato invece realizzato uno strumento di pubblico accesso per effettuare simulazioni tecnico-economiche sulla convenienza dell'installazione di un impianto fotovoltaico finalizzato alla condivisione di energia.

INCREMENTO DELL'EFFICIENZA OPERATIVA

Al fine di incrementare l'efficienza operativa del GSE, si è proceduto con un aggiornamento tecnologico della piattaforma di energy suite a supporto della sala mercato, passando a una nuova soluzione in cloud con la contestuale attivazione di un nuovo modulo per la gestione delle strategie di mercato. Sono stati migliorati i sistemi interni di protocollo e i flussi di gestione del sistema a supporto delle verifiche ispettive e documentali del GSE. È stato reso più efficiente il processo di gestione delle compensazioni sul sistema aziendale ERP con l'implementazione della compensazione massiva passiva in presenza di cessione del credito ed infine è stata implementata la gestione automatizzata e centralizzata dei flussi informativi legati al contratto di dispacciamento tra Terna e GSE.

10.8.2 SICUREZZA INFORMATICA

Le informazioni gestite dal GSE sono elementi di valore strategico, fondamentali per la tutela degli interessi di tutti i soggetti che fruiscono dei servizi forniti dal GSE. Ogni informazione trattata è pertanto un bene da tutelare mediante politiche e azioni di gestione mirate, nel rispetto dei requisiti normativi e della tutela dei valori e dell'immagine aziendale. Analogamente alle informazioni, occorre tutelare anche le risorse informatiche ad esse correlate e che concorrono al loro trattamento.

Pertanto, lo scopo primario della sicurezza informatica è la salvaguardia di tale complesso patrimonio di risorse informative mediante l'individuazione e l'adozione di adeguate misure preventive, di natura organizzativa e tecnologica, volte a minimizzare i rischi di divulgazione e/o accessi non autorizzati, di alterazione, di indisponibilità, di perdita o di distruzione dei dati, siano essi accidentali o intenzionali.

Il GSE ha recentemente formalizzato ambiti di responsabilità e competenza specifici per il presidio delle tematiche inerenti la sicurezza informatica, perseguendo un approccio strutturato e incentrato sul concetto di rischio e facendo ricorso a strumenti metodologici quali standard (ISO 27001), buone pratiche (Framework Nazionale per la Cyber Security) e norme (Codice Amministrazione Digitale, Regolamento generale sulla protezione dei dati) di riferimento nazionale e internazionale, in coerenza con le indicazioni fornite dall’Agenzia per l’Italia Digitale (AgID). In particolare, la sicurezza informatica del GSE prevede una distribuzione delle responsabilità e relative attività operative su diversi livelli organizzativi, che separano tra loro gli aspetti di governo (es. definizione policy e procedure) da quelli gestionali-operativi (es. gestione degli incidenti attraverso il Security Operation Center). Tale modello è orientato alla separazione dei ruoli e delle competenze nel rispetto del principio della Segregation of Duty (SoD).

In base ai suddetti principi, nel corso del 2021 sono stati effettuati interventi volti a sviluppare e potenziare la sicurezza informatica aziendale:

- potenziamento della sicurezza del sistema di posta elettronica aziendale (email security) del gruppo GSE attraverso l’implementazione di una nuova soluzione antivirus e antispam;
- incremento del livello di protezione delle postazioni di lavoro e della navigazione Internet mediante il rinnovo tecnologico della piattaforma integrata di web security;
- miglioramento del monitoraggio della sicurezza informatica attraverso interventi evolutivi sulla piattaforma Security Information and Event Management (SIEM) del GSE;
- individuazione di interventi per aumentare i livelli di sicurezza, affidabilità e resilienza dei sistemi ICT mediante il rinnovo dei servizi di Vulnerability Assessment e Penetration Test (VA e PT) sulle applicazioni e sui sistemi informatici del GSE;
- mitigazione del rischio di indisponibilità dei servizi ICT causato da possibili attacchi informatici attraverso il rinnovo del servizio di protezione da Distributed Denial of Service (DDoS).

Si evidenzia, inoltre, la centralità nella gestione della sicurezza informatica della collaborazione con il Responsabile della Protezione dei Dati (RPD) nei temi di security e privacy by design in conformità al General Data Protection Regulation (GDPR), Regolamento UE n.679/2016.

10.8.3 CERTIFICAZIONE AMBIENTALE

Nel corso del 2021, nell’ambito delle attività di gestione delle server farm, del patrimonio immobiliare e del relativo sistema di gestione ambientale, il GSE ha ottenuto la Certificazione ISO 14001:2015.

Il risultato, attestato dall’ente accreditato Accredia, è stato raggiunto in un contesto emergenziale con il solo utilizzo di risorse interne e attesta l’importanza che il GSE riserva alle problematiche ambientali.

10.9

TUTELA DEI DATI PERSONALI E RPD

L'anno 2021 ha visto il protrarsi della situazione emergenziale pandemica che ha standardizzato l'utilizzo di modalità di lavoro a distanza, rispetto alla quale il GSE ha saputo dimostrare di conformare le proprie azioni al principio di accountability, riguardo alla tutela dei dati espressi dal Regolamento europeo n.679 del 2016.

Tale principio si è tradotto da un lato in una continua sensibilizzazione circa un corretto uso dei collegamenti di tipo VDI/VPN, nonché delle piattaforme di videocall utilizzate anche per processi e attività a rilevanza esterna (v ad esempio, per le selezioni di nuove risorse), dall'altro nella divulgazione, a tutta la popolazione aziendale già a febbraio 2021, della brochure informativa, predisposta alla fine del 2020, recante l'illustrazione, per punti, dei principali temi/obblighi rivenienti dal GDPR e dal vigente Codice privacy, quale strumento di continuo orientamento e di autovalutazione.

A fronte dell'attività di sensibilizzazione sui temi della tutela dei dati, sempre in ottemperanza al principio di accountability e al fine di evitare ogni rischio di non conformità alla disciplina e, quindi, di eventuale applicazione di sanzioni amministrative in caso di ispezioni o rilievi del Garante per la protezione dei dati personali, sono state aggiornate, nel corso dei mesi estivi, le lettere di nomina a soggetto autorizzato al trattamento di dati personali, consegnate a settembre 2021 a tutti i dipendenti GSE che, nell'ambito delle loro attività, sono chiamati a trattarli.

Nel contempo, e sempre con le medesime finalità, è continuata efficacemente l'attività di privacy by design e by default ai sensi dell'art.25 del GDPR su nuovi processi aziendali comunicati e descritti dalle strutture al RPD, in conformità alle relative linee guida aziendali, approvate in GSE nel novembre 2020. Si è inoltre proseguito, nel corso dell'anno con il monitoraggio dei fornitori/responsabili esterni del trattamento cui sono inoltrate ai sensi dell'art.28 del GDPR le lettere di incarico, ai fini della tutela dei dati personali transitanti in rete e/o sulle piattaforme/server da questi ultimi gestiti, ponendo in essere anche un miglioramento testuale delle stesse.

Un lavoro particolarmente dettagliato è stato quello che ha condotto alla redazione, ai sensi del citato art.28, del primo registro dei trattamenti del GSE, nella sua qualità di contractor/responsabile esterno, alla luce di tutti i contratti di servizio in essere (dapprima citati e brevemente descritti nel registro dei trattamenti di GSE, nella sua qualità di titolare), in relazione ai quali il GSE a suo tempo è stato nominato responsabile esterno dalla società del gruppo.

Fermo restando quanto sopra, l'attività del RPD si è poi particolarmente concentrata, nel corso del 2021, sui data privacy impact assessment, ai sensi e per gli effetti dell'art.35 del GDPR. Nel gennaio 2021, il RPD ha, infatti, trasmesso al Vertice il primo piano triennale di data protection impact assessment (DPIA), da condurre di volta in volta in collaborazione con le strutture aziendali interessate e la Direzione Sistemi.

Attraverso lo strumento del DPIA, la cui metodologia è oggetto di specifiche linee guida aziendali approvate nel febbraio 2019, è difatti possibile misurare il livello di rischio generale, allo stato delle misure di sicurezza adottate, relativamente ai dati personali e alle informazioni presenti anche sugli strumenti informatici attraverso cui sostanzialmente si espletano i trattamenti/processi della società, nonché un possibile rischio residuo nel caso in cui non sussista piena rispondenza tra possibili minacce e controlli effettuati, in corso di attuazione o pianificati. Il DPIA costituisce quindi nella sostanza uno strumento che, in relazione al rischio che viene evidenziato, può contribuire a pianificare una serie di investimenti sulla sicurezza, anche informatica, dei trattamenti di competenza GSE.

Sono stati esaminati, da aprile 2021 a dicembre 2021, 13 trattamenti, tutti oggetto di specifiche relazioni di sintesi consegnate all'Amministratore Unico del GSE.

Altra attività rilevante che ha essenzialmente occupato il secondo semestre 2021 è stata quella della messa a punto di una serie di format/questionari di valutazione con i quali si darà avvio alle campagne di audit privacy interno (rivolto cioè alle diverse strutture aziendali GSE) ed esterno (indirizzato nei confronti di fornitori che effettuano trattamenti per il GSE), ai sensi dell'art.39 del GDPR.

Mediante l'utilizzo di tali format, il RPD, anche per non gravare le strutture aziendali di una molteplicità di fasi e ambiti di controllo, ha convenuto, con l'Internal Audit, di procedere sinergicamente con i controlli, conformandosi alla pianificazione degli audit medesimi prevista per l'anno 2022 e individuando, tra questi, prioritariamente quei processi che trattano dati su larga scala o dati particolari/giudiziari. Compito del RPD, nel prossimo futuro e fermo restando il supporto di natura consulenziale alle strutture e l'attività di sensibilizzazione sulla tutela dei dati, sarà quindi quello non solo di continuare con le attività di DPIA in ottemperanza al piano triennale, ma anche di porre in essere in maniera strutturata le attività di controllo al fine di monitorare la corretta attuazione dei precetti normativi e delle direttive/clausole aziendali in materia di protezione dei dati personali e intervenire tempestivamente, in applicazione del citato principio di accountability del titolare del trattamento e in un'ottica di proattività, qualora dovessero emergere situazioni di non conformità.

10.10

ANTICORRUZIONE E TRASPARENZA

Il GSE ha adottato il 22 marzo 2021 il Piano Triennale per la Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza (PTPC), predisposto dal Responsabile per la Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza (RPCT). In linea con quanto previsto dalla normativa vigente e, in particolare, tenendo conto dell'Allegato 1 del Piano Nazionale Anticorruzione 2019, nel 2021 sono riprese le attività di risk assessment, finalizzate all'aggiornamento della valutazione dei rischi effettuata negli anni passati.

In tema di formazione, la società ha sottoposto al personale dirigente un modulo formativo-informativo sulle tematiche relative all'anticorruzione e trasparenza. Inoltre, il GSE ha somministrato al personale neo assunto delle pillole formative per le medesime materie.

Recependo le indicazioni dell'ANAC, nel 2021 la Società ha altresì avviato un processo di adeguamento del portale "Open data" al rispetto di quanto previsto dagli articoli 26 e 27 del D.Lgs 33/2013 circa gli obblighi di pubblicazione di atti di concessione di sovvenzioni, contributi, sussidi e attribuzione di vantaggi economici.

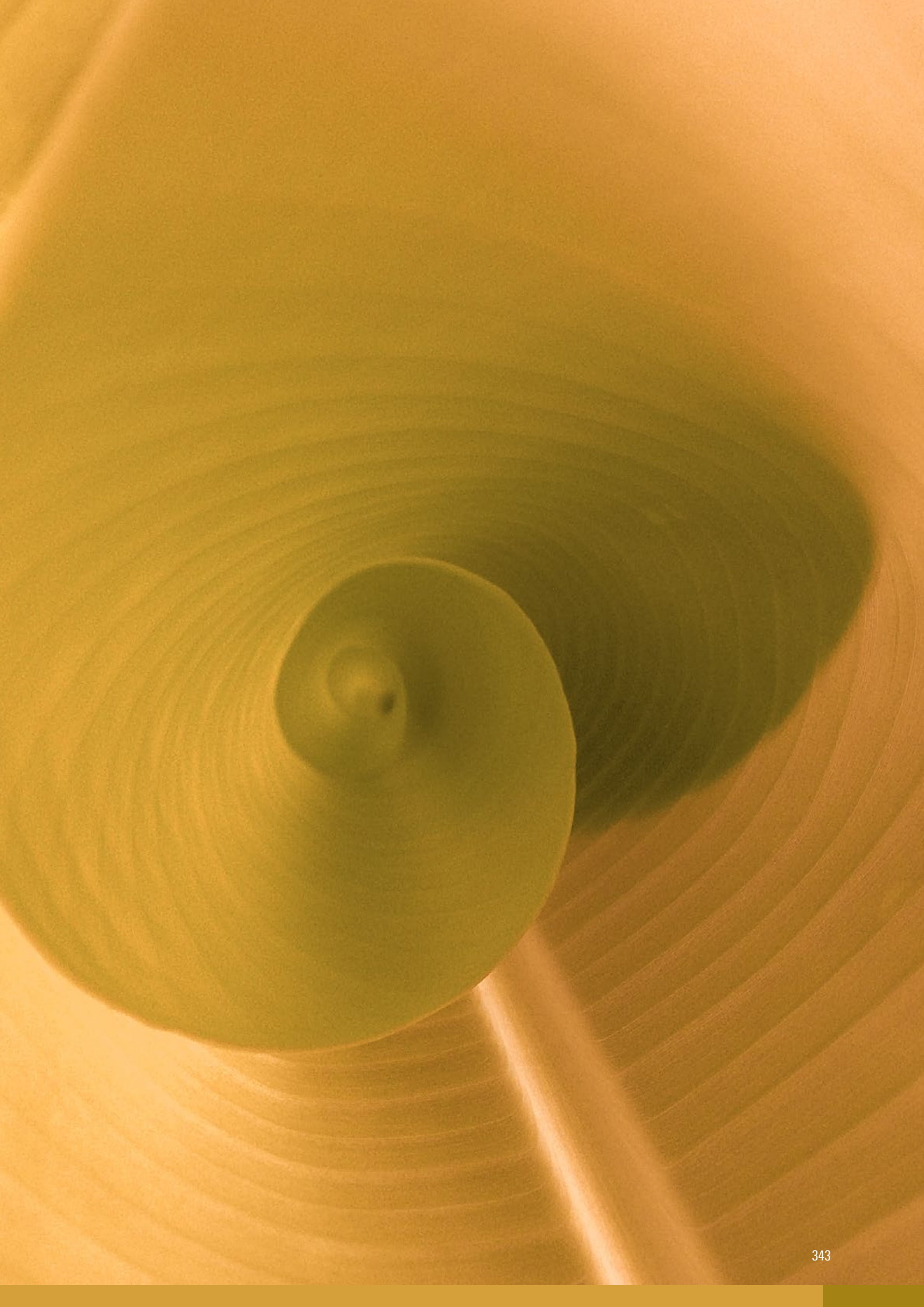
Nel corso dell'anno la sezione "Società trasparente" è stata sottoposta a monitoraggi periodici, finalizzati alla verifica del rispetto del costante aggiornamento dei contenuti.

Infine, si segnala che il GSE ha da tempo implementato il sistema per la segnalazione di illeciti "whistleblowing" nel rispetto dei requisiti di riservatezza del segnalante e del divieto di discriminazione del medesimo, previsti dalla Legge 30 novembre 2017 n.179 e da ultimo ribaditi dalla Delibera n.469 del 9 giugno 2021.

MONITORAGGIO

11

STUDI,
STATISTICHE,
SUPPORTO
TECNICO-
ISTITUZIONALE,
ATTIVITÀ
INTERNAZIONALI



15,1 mld€

risorse destinate alla sostenibilità nel 2021 mediante i meccanismi gestiti dal GSE

40 mln

di tonnellate di gas serra: emissioni evitate nel 2021 in virtù dell'energia risparmiata o prodotta da fonti rinnovabili grazie al sostegno dei meccanismi gestiti dal GSE

20,4%

quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili in Italia nel 2020

**STUDI,
STATISTICHE,
SUPPORTO
TECNICO-
ISTITUZIONALE,
ATTIVITÀ
INTERNAZIONALI**

11.1

ANALISI DEI COSTI E DEI BENEFICI DEI MECCANISMI GESTITI DAL GSE

Le metodologie elaborate dal GSE per analizzare gli effetti delle politiche energetico-ambientali, a supporto delle istituzioni, sono ovviamente applicabili in primis proprio ai meccanismi gestiti dal GSE. L'insieme delle attività operative del GSE per la promozione della sostenibilità, rendicontate all'interno di questo rapporto, sono riconducibili a 4 principali settori, riepilogati nella seguente tabella.

Tabella 1 principali meccanismi di supporto gestiti dal GSE per settore

Rinnovabili Elettriche	Efficienza energetica e rinnovabili termiche	Rinnovabili Trasporti	Emissioni CO ₂
CIP6/92	CAR	Biocarburanti	EU-ETS
GRIN ex CV	Certificati Bianchi	Biometano	Piccoli emettitori
Tariffe Onnicomprensive	Conto Termico		
Conti Energia (I,II,III,IV e V)	PREPAC		
D.M. 6/7/2012			
D.M. 23/6/2016			
D.M 4/7/2019			
D.M. Isole Minori			
Scambio sul Posto			
Ritiro Dedicato			

Nel settore elettrico il GSE nel 2021 ha gestito quasi 1,45 milioni di convenzioni con soggetti privati e pubblici. Queste convenzioni supportano l'esercizio di quasi 1 milione di impianti rinnovabili e assimilati, per una potenza complessiva di circa 38 GW, che hanno generato 76 TWh di energia elettrica di cui 72 TWh rinnovabili. L'energia incentivata di questi impianti ammonta a 66 TWh, di cui 65 TWh rinnovabili. Il costo complessivo degli incentivi per la generazione elettrica ammonta a 10,6 mld€, secondo quanto rendicontato con maggior dettaglio nel capitolo 4. Le risorse per finanziare tali incentivi sono prelevate dalle bollette elettriche, in particolare dalla componente tariffaria A_{SOS} degli

oneri di sistema, che per una famiglia tipo (consumo elettrico assunto pari a 2.700 kWh) nel 2021 ha comportato una spesa annua di 59€ a fronte di una bolletta per l'energia elettrica di 631€ annui. A questi costi sostenuti dalla collettività corrispondono una serie di benefici, tra i quali si segnalano il risparmio di circa 11 Mtep di energia primaria fossile e l'emissione evitata di gas a effetto serra per 30 MtCO₂eq (cui si aggiungono ulteriori 5 MtCO₂eq evitata valutando l'intero ciclo di vita delle fonti e tecnologie energetiche). A questi benefici energetico-ambientali se ne aggiungono altri di tipo economico-occupazionale: investimenti per la realizzazione di nuovi impianti per circa 0,7 mld€ e circa 32 mila occupati equivalenti tra permanenti e temporanei.

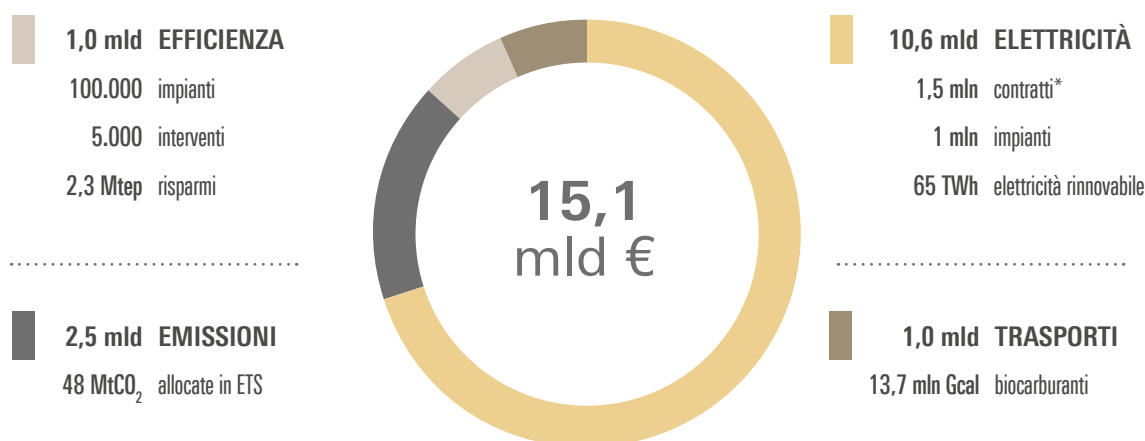
Nel settore dell'efficienza energetica e delle rinnovabili termiche il GSE ha riconosciuto incentivi nel 2021 a circa 106 mila richieste comprendenti oltre 5 mila interventi di efficienza energetica, promossi tramite i Certificati Bianchi e il Conto Termico, 98 mila impianti a rinnovabili termiche incentivati dal Conto Termico e circa 2 mila unità di Cogenerazione ad Alto Rendimento. Il costo complessivo degli incentivi rivolti all'efficienza energetica e alle rinnovabili termiche per il 2021 ammonta a quasi 1 mld€. Tale valore indicativo è stato calcolato per competenza assumendo per il volume dei Certificati Bianchi emessi nell'anno solare 2021 (2,5 mln di titoli emessi complessivamente tra progetti di efficienza energetica e produzioni CAR) un prezzo pari a quello medio di mercato del medesimo anno solare (267 €/CB) e per il Conto Termico l'ammontare degli incentivi riconosciuti (293 mln€). Le risorse trovano copertura sulle tariffe dell'elettricità e del gas, con una spesa annua indicativa per una famiglia tipo in bolletta pari a 19€ (di cui 14€ nella bolletta gas e 5€ nella bolletta elettrica). A questi costi sostenuti dalla collettività corrispondono una serie di benefici comprendenti l'emissione evitata di gas a effetto serra per quasi 6 MtCO₂eq (7 MtCO₂eq considerando l'intero ciclo di vita delle fonti energetiche), il risparmio di quasi 2,3 Mtep di energia, investimenti per la realizzazione di nuovi interventi per quasi 1,4 mld€ e circa 17 mila occupati equivalenti tra diretti e indiretti.

Nel settore delle rinnovabili impiegate nei trasporti, nel 2021, il GSE ha acquisito le certificazioni di circa 5.000 partite di biocarburanti miscelati con i carburanti immessi in consumo nel 2020, con un contenuto energetico di 13,7 mln di GCal, cui sono stati corrisposti circa 2,4 milioni di CIC (Certificati di Immissione in Consumo). Considerando un prezzo di mercato medio dei CIC di 421 €/CIC (valutato come prezzo medio ponderato tra i CIC non avanzati con un prezzo di riferimento elaborato dal GSE di 427 €/CIC e i CIC relativi a biocarburanti avanzati con prezzo regolato pari a 375 €/CIC), si stima che il costo complessivo dello schema d'obbligo dei biocarburanti ammonti a circa 1 mld€ a carico dei fornitori di carburanti. Sebbene il sistema dei biocarburanti non trovi copertura in una tariffa regolata, si ipotizza che i soggetti obbligati interiorizzino l'onere della miscelazione nel prezzo finale dei carburanti soggetti a obbligo. Supponendo che il costo ipotizzato per i CIC si distribuisca uniformemente sui carburanti immessi in consumo, la spesa annua di una famiglia tipo (consumi di carburante pari a 1.000 litri) ammonta a 29€/anno. A questi costi sostenuti dalla collettività corrispondono una serie di benefici comprendenti l'emissione evitata di gas a effetto serra per quasi 4,2 MtCO₂eq e il risparmio di 1,4 Mtep di energia primaria fossile (circa 10 milioni di barili di petrolio). Nel 2021 sono stati incentivati 11 nuovi impianti a biocarburanti avanzati (biometano) a cui si stima siano associati 260 mln€ investiti. Si stima, inoltre, che nella filiera dei biocarburanti siano impiegati circa 1.500 occupati equivalenti permanenti diretti e indiretti (correlati a una stima indicativa del valore della produzione ricavata dal controvalore dei CIC relativi ai biocarburanti lavorati e immessi in consumo in Italia), cui si aggiungono oltre 2.000 occupati temporanei impegnati nella costruzione dei nuovi impianti di produzione del biometano avanzato qualificati dal GSE.

Per quanto riguarda le emissioni di gas serra, come noto, il GSE svolge il ruolo di auctioneer per conto dell'Italia nel sistema EU-ETS. Il GSE ha collocato all'asta nel 2020 circa 48 MtCO₂ sotto forma di permessi emissivi (EUA), raccogliendo proventi per 2,4 mld€. I proventi raccolti sono depositati presso un conto corrente societario da cui sono trasferiti alla Tesoreria dello Stato a seguito della conclusione delle singole sessioni d'asta, per la successiva riassegnazione, tramite decreto ministeriale, per almeno un 50% ad iniziative volte alla mitigazione dei cambiamenti climatici, che nel 2021 li ha riguardato in parte la mitigazione degli oneri ambientali finanziati dalle bollette energetiche.

Il quadro di sintesi dell'impatto dei meccanismi gestiti dal GSE (volumi, costi/incentivi, benefici) è illustrato nella figura seguente. Il valore degli incentivi gestiti nel 2021 è di circa 15,1 mld€. Alle iniziative supportate è possibile stimare siano correlate circa 53 mila unità di lavoro annuale temporanee e permanenti, e nuovi investimenti per circa 2,3 mld€. La quantità di energia prodotta o risparmiata, supportata dal GSE, ha evitato l'emissione in atmosfera di 40 milioni di tonnellate di CO₂ e il consumo di 108 milioni di barili di petrolio nella bolletta energetica nazionale.

■ **Figura 1** i numeri in sintesi delle risorse e dei volumi di attività gestiti dal GSE nel 2021



[*] il numero di contratti è superiore al numero degli impianti per via principalmente di circa 400 mila piccoli impianti FV incentivati in CE che accedono anche una convenzione di Scambio sul Posto.

■ **Figura 2** indicatori dei benefici connessi alle attività di promozione del GSE nel 2021



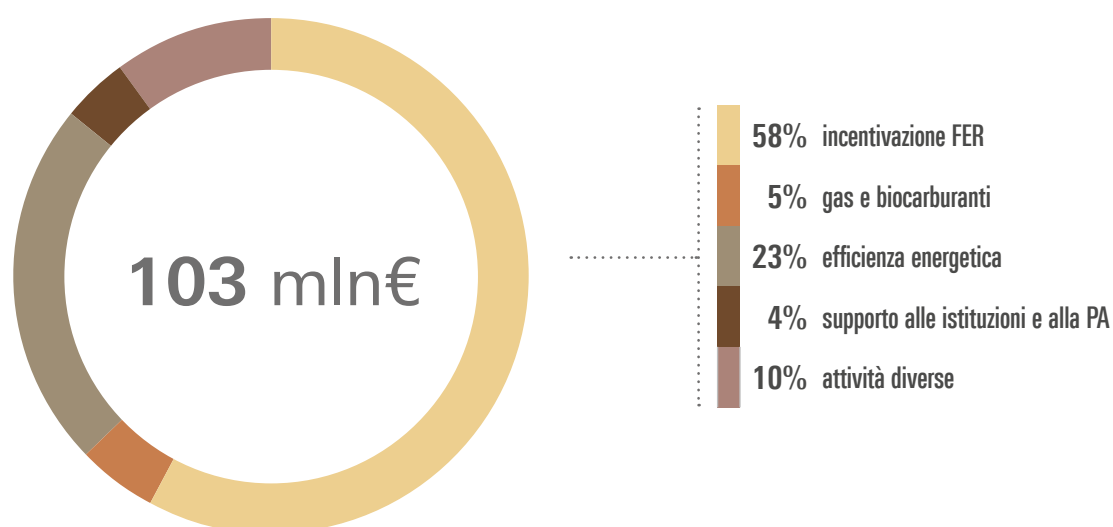
11.2

LE RISORSE IMPIEGATE PER LE ATTIVITÀ DEL GSE

I costi sostenuti dal GSE per il proprio funzionamento e per lo svolgimento delle attività di gestione, promozione, verifica e controllo inerenti ai meccanismi di incentivazione e di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza, ammontano nel 2021 a circa 103 mln€, in linea con l'anno precedente. Grazie alla rielaborazione dei dati a disposizione, è stata effettuata una stima della ripartizione di tali costi per le diverse attività svolte dal GSE, al fine di fornire un'indicazione relativa alle risorse aziendali dedicate alle singole attività, come dettagliato di seguito.

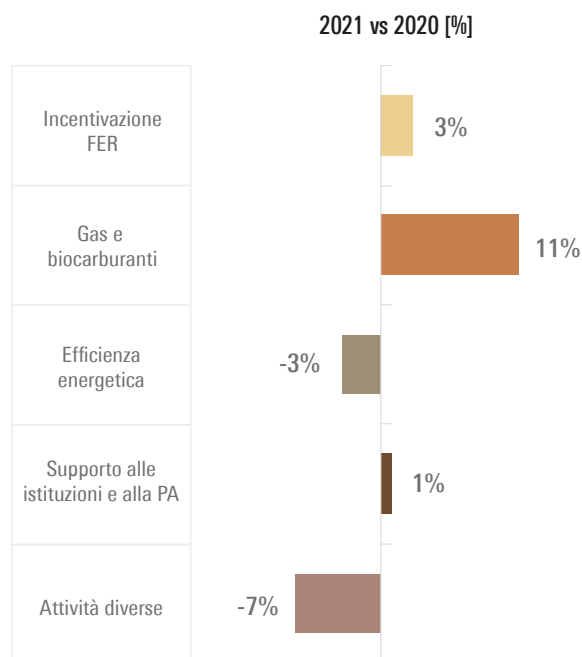
I risultati di tale elaborazione sono riportati nella figura seguente.

■ **Figura 3** ripartizione dei costi di funzionamento del GSE nel 2021



Si osserva come il maggior contributo ai costi di funzionamento del GSE sia legato all'incentivazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico (il 58% del costo complessivo), cui seguono le attività di incentivazione dell'efficienza energetica (il 23%) e in ambito gas e biocarburanti (il 5%). Le attività di incentivazione, pertanto, si confermano come il core business del GSE cui viene dedicata la maggior parte delle risorse della Società. Nella figura seguente sono invece evidenziate le variazioni osservate tra i valori 2021 e gli omologhi costi sostenuti nel 2020.

■ **Figura 4** costi di funzionamento del GSE per attività: variazione 2021 rispetto al 2020



Concentrandosi sull'analisi dell'evoluzione rispetto all'anno precedente, è possibile osservare un incremento dei costi sostenuti nell'ambito dell'incentivazione FER (+3% rispetto al 2020) principalmente a fronte di un aumento dei volumi gestiti nel 2021 (+6% rispetto al 2020), attribuibile ai nuovi ingressi di impianti nei regimi di Scambio sul Posto, Ritiro Dedicato e D.M. FER1. La concentrazione delle risorse in tale ambito si è resa inoltre necessaria per l'avvio e la gestione nel 2021 di nuove attività assegnate al GSE, tra le quali rientra il meccanismo dell'autoconsumo collettivo e comunità energetiche (Delibera ARERA 318/2020/R/eel, Decreto MiSE del 16 settembre 2020); tali incrementi risultano parzialmente bilanciati dalla cessazione nel corso del 2021 del regime di incentivazione CIP6/92.

In ambito gas e biocarburanti, è possibile notare una crescita delle risorse impiegate nelle attività collegate al settore dei trasporti (+11% rispetto al 2020), ascrivibili principalmente alle attività di qualifica e incentivazione del biometano.

La contrazione delle risorse in ambito efficienza energetica (-3%) è principalmente riconducibile ai minori volumi gestiti nel corso del 2021 (-5% rispetto al 2020).

Le attività afferenti ai servizi di supporto alle istituzioni e alla PA evidenziano un livello di risorse impiegate in linea con l'anno precedente, confermando la centralità del ruolo di servizio svolto dal GSE in tale ambito.

Si evidenzia infine una contrazione dei costi connessi alle attività residuali svolte da GSE, quali i servizi resi alle società controllate e il supporto ad enti terzi fornito principalmente mediante distacco di personale.

11.3

PRODUZIONE STATISTICA E MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI SULLE FONTI RINNOVABILI

Il GSE ricopre da anni un ruolo di primo piano, in Italia, nella produzione di statistiche energetiche.

Dal 2009, in particolare, la Società fa parte del Sistema Statistico Nazionale (Sistan), la rete di enti e istituzioni che forniscono al Paese l'informazione statistica ufficiale; nel Programma Statistico Nazionale – l'atto normativo che stabilisce le rilevazioni statistiche di interesse pubblico affidate al Sistan – sono inseriti attualmente sette lavori statistici curati dal GSE, cui si aggiunge un ulteriore lavoro in compartecipazione con Terna. Dal 2017, inoltre, la Società figura tra le Autorità statistiche nazionali (ONAs) che, oltre all'ISTAT, possiedono i requisiti per far parte del Sistema Statistico Europeo; i dataset annuali che il GSE ha la responsabilità di trasmettere a Eurostat sono attualmente sei.

In questo contesto istituzionale, nel 2021 il GSE ha consolidato la propria attività di produzione statistica, in un quadro di definizioni e metodi armonizzato e costantemente aggiornato a livello internazionale. Attraverso l'elaborazione delle proprie statistiche con quelle prodotte da MiSE, Terna ed Enea, il GSE ha inoltre consolidato l'attività di monitoraggio del grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali e regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati per il 2020, rispettivamente, dalla Direttiva 2009/28/CE e dal D.M. 15 marzo 2012 del MiSE (c.d. Burden sharing).

I risultati principali delle attività statistiche del GSE sono diffusi sul sito istituzionale della Società. Dalla sezione "Dati e scenari/Statistiche", in particolare, è possibile accedere alle diverse pubblicazioni statistiche (rapporti statistici, rapporti tematici, dati editabili); dalla sezione "Dati e scenari/Monitoraggio FER" è possibile invece consultare e scaricare i dati di monitoraggio nazionali e regionali.

11.3.1 STATISTICHE SULLE FONTI RINNOVABILI

Il GSE produce annualmente dati statistici ufficiali sulla diffusione e sugli impieghi delle diverse fonti rinnovabili di energia in Italia nei settori elettrico, termico e trasporti.

Con riferimento al settore elettrico, nell'ambito della rilevazione Terna "Statistica annuale della produzione e del consumo dell'energia elettrica", che descrive l'evoluzione del settore sia dal lato dell'offerta

(diffusione e caratteristiche degli impianti di generazione e produzione) sia dal lato della domanda (consumi di elettricità per settore finale di utilizzo), il GSE rileva i dati relativi a circa un milione di impianti fotovoltaici diffusi sul territorio nazionale. L'utilizzo delle informazioni contenute nei registri amministrativi sviluppati e gestiti dal GSE per i propri compiti istituzionali - erogazione di incentivi, fornitura di servizi energetici, ecc. - assicura il costante miglioramento qualitativo e quantitativo della rilevazione.

Nel 2020 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si è attestata a 116,9 TWh; la variazione positiva rispetto all'anno precedente (+0,9%) è legata alle crescite registrate delle fonti solare e idraulica; la quota del Consumo Interno Lordo (CIL) coperto da FER è pari al 37,6%, in deciso aumento rispetto al dato 2019 (35,1%) principalmente per effetto della contrazione del CIL causata dalla pandemia.

Le stime preliminari sul 2021 indicano invece una produzione elettrica da rinnovabili pari a circa 115 TWh, leggermente inferiore a quella dell'anno precedente (-2%). A livello di singola fonte, sulla base di dati Terna è possibile stimare per il 2021 un aumento di produzione per la fonte eolica (+2,0 TWh) e una flessione per la fonte idraulica (-2,8 TWh) e per le bioenergie (-1,4 TWh); la fonte geotermica e solare restano invece sostanzialmente stabili.

Tabella 2 produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia [TWh]

Fonte	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (stime preliminari)
Idraulica	45,5	42,4	36,2	48,8	46,3	47,6	44,7
Eolica	14,8	17,7	17,7	17,7	20,2	18,8	20,8
Solare	22,9	22,1	24,4	22,7	23,7	24,9	25,0
Geotermica	6,2	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9
Bioenergie*	19,4	19,5	19,4	19,2	19,6	19,6	18,3
Totale FER	108,9	108,0	103,9	114,4	115,8	116,9	114,7
CIL Consumo Interno Lordo	327,9	325,0	331,8	331,9	330,2	310,8	327,5
FER/CIL (%)	33,2%	33,2%	31,3%	34,5%	35,1%	37,6%	35,0%

[*] Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas e bioliquidi.

Fonte: Terna, GSE

Per quanto riguarda invece il settore termico, nel 2020 i consumi finali di energia da fonti rinnovabili risultavano pari a 10,4 Mtep (circa 445.000 TJ), in flessione rispetto all'anno precedente (-2,4%). Il 91% del calore totale è consumato in modo diretto da famiglie e imprese attraverso caldaie, stufe, apparecchi a pompa di calore, pannelli solari termici, ecc., mentre il restante 9% è costituito da consumi di calore derivato rinnovabile, ovvero l'energia termica prodotta da impianti di conversione energetica alimentati da fonti rinnovabili e destinata al consumo di terzi (ad esempio, impianti alimentati da biomasse collegati a reti di teleriscaldamento). Le stime preliminari dei consumi termici da FER relative al 2021 si attestano su un dato complessivo nazionale superiore di circa 0,5 Mtep rispetto all'anno precedente; tale crescita si concentra principalmente negli impieghi di biomassa solida per riscaldamento.

Tabella 3 energia termica da fonti rinnovabili in Italia [consumi diretti e calore derivato - Mtep]*

Fonte	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (stime preliminari)
Solare	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Geotermica	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1
Bioenergie**	7,6	8,2	7,7	7,8	7,5	8,1
Pompe di calore	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5	2,5
Totale FER	10,5	11,2	10,7	10,6	10,4	10,9

[*] I dati riportati comprendono consumi finali e consumi di calore derivato prodotto da impianti CHP e di sola produzione termica.

[**] Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas e bioliquidi.

Nel settore dei trasporti, infine, i dati contenuti negli archivi informativi del GSE relativi alle certificazioni sull'immissione in consumo dei biocarburanti, presentate annualmente dagli operatori in virtù degli obblighi introdotti dalla Legge 81/06, mostrano per il 2020 un consumo di 1,5 milioni di tonnellate di biocarburanti (+1,5% circa rispetto all'anno precedente); il relativo contenuto energetico ammonta a 56,4 PJ (1,35 Mtep). Come negli anni precedenti, la quota principale di biocarburanti è costituita da biodiesel. Le elaborazioni preliminari per il 2021 indicano un'immissione in consumo di biocarburanti pari a 1,55 Mtep (poco meno di 65 PJ), per un incremento rispetto al 2020 pari a +15%. La tabella che segue illustra i dati di immissione in consumo di biocarburanti rilevati in Italia a partire dal 2016; andamenti e variazioni annuali sono strettamente correlati alla dinamica dei consumi complessivi di carburanti registrata nel Paese.

Tabella 4 Biocarburanti immessi in consumo in Italia [TJ]

Fonte	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (stime preliminari)
Biodiesel	42.229	43.069	50.957	52.153	52.129	58.119
di cui sostenibile	42.142	43.010	50.957	52.153	52.091	58.117
di cui double counting	32.362	14.948	24.485	39.085	36.089	50.298
Bio-ETBE	1.339	1.384	1.332	1.274	822	1.132
di cui sostenibile	1.336	1.382	1.327	1.274	822	1.132
di cui double counting	54	-	-	0	-	-
Bioetanolo	16	1	34	0	0	2
di cui sostenibile	16	0	34	-	0	2
di cui double counting	-	-	-	-	0	0
Biometano*	-	5	18	1.713	3.436	5.727
di cui sostenibile	-	-	-	1.713	3.436	5.727
di cui double counting	-	-	-	1.713	3.436	5.727
Totale	43.585	44.458	52.340	55.140	56.387	64.980
di cui sostenibile	43.495	44.392	52.318	55.140	56.349	64.978
di cui double counting	32.416	14.948	24.485	40.798	39.525	56.025

[*] La quota di biometano immesso nella rete del gas naturale fino al 2018 era attribuita al settore Trasporti proporzionalmente ai consumi di gas naturale e non era possibile dimostrarne la sostenibilità. A partire dal 2019, in seguito all'entrata in vigore del DM 2 marzo 2018, è richiesta la sostenibilità del biometano, che viene interamente attribuito ai trasporti.

11.3.2 MONITORAGGIO DEI TARGET NAZIONALI E REGIONALI SULLE RINNOVABILI

Ai sensi del D.Lgs. 28/2011, del D.M. 14 gennaio 2012 e del D.M. 11 maggio 2015, il GSE monitora annualmente lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia, allo scopo – tra l’altro – di verificare il grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali e regionali di consumo di energia da FER. I primi, in particolare, sono fissati per l’Italia dalla Direttiva 2009/28/CE e dal Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN); gli obiettivi regionali, invece, dal D.M. 15 marzo 2012 (Burden sharing). Operativamente, ai fini dell’attività di monitoraggio, dal 2011 il GSE organizza e gestisce il Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI), un set di regole, metodi e strumenti finalizzati a rilevare ed elaborare dati statistici sulla diffusione delle FER in Italia. L’andamento recente dei consumi di energia, complessivi e da rinnovabili, calcolati applicando le definizioni e i criteri di calcolo fissati dalla Direttiva 2009/28/CE (strettamente collegati, ma non coincidenti con quelli che regolano le statistiche energetiche ordinarie), è illustrato nella tabella che segue, che costituisce un esempio di set di informazioni pubblicati dal GSE nella sezione “Monitoraggio FER” del sito istituzionale GSE.

Tabella 5 consumi finali lordi di energia in Italia, da FER e complessivi [Mtep]

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (stime preliminari)
FER – Elettricità	9,5	9,7	9,7	9,9	10,2	10,1
FER – Termico	10,5	11,2	10,7	10,6	10,4	10,9
FER – Trasporti*	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	1,6
FER - Totale Consumi (A)	21,1	22,0	21,6	21,9	21,9	22,6
Consumi Finali Lordi (B)	121,1	120,4	121,4	120,3	107,6	119,5
Quota dei Consumi finali lordi coperta da FER (A/B)	17,4%	18,3%	17,8%	18,2%	20,4%	18,9%

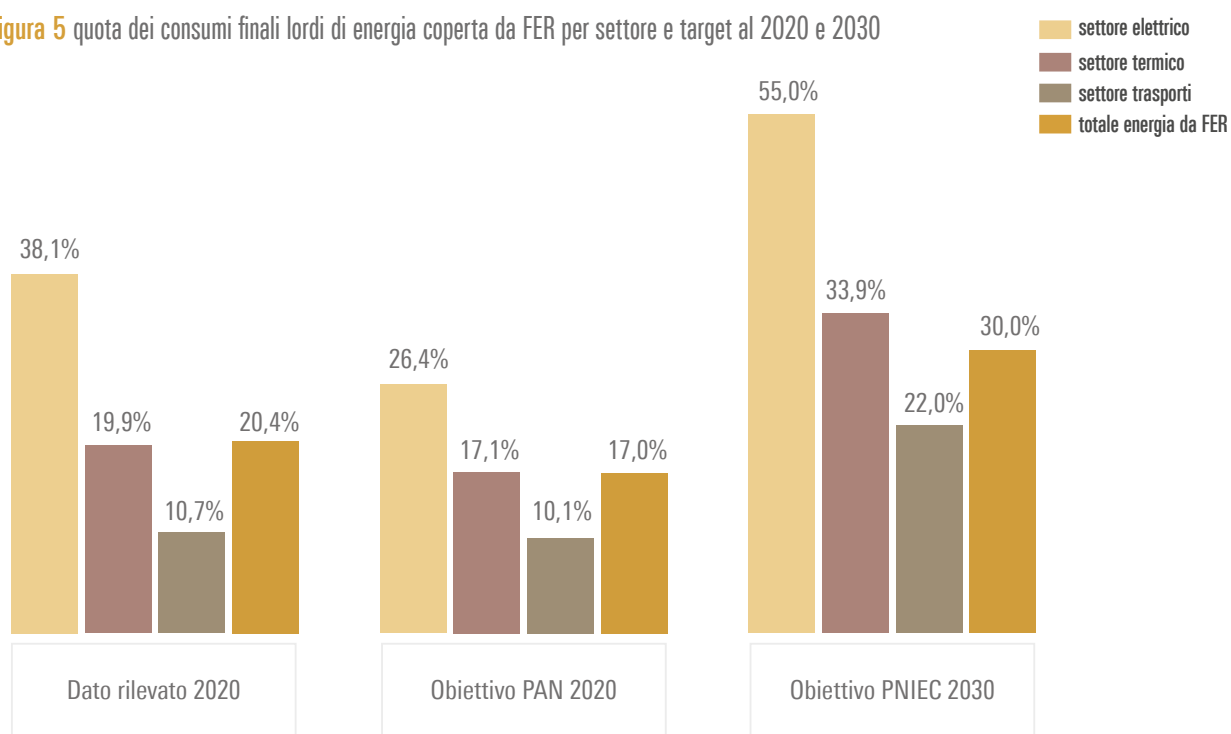
[*] Il dato si riferisce ai quantitativi di biocarburanti immessi in consumo nell’anno.

Nel 2020 la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER è pari al 20,4%; si tratta di un dato superiore sia al target fissato dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17%) sia - di oltre 2 punti percentuali - al dato 2019 (18,2%). Questa dinamica è strettamente correlata al carattere di eccezionalità dell’anno, che ha risentito in misura rilevante degli impatti della pandemia, generando contrazioni significative dei consumi energetici complessivi e in particolare di quelli dei prodotti petroliferi impiegati nel settore dei trasporti.

Le stime preliminari sul 2021 indicano una ripresa dei consumi energetici, con conseguente riduzione della quota coperta da rinnovabili, che si attesta intorno al 19%.

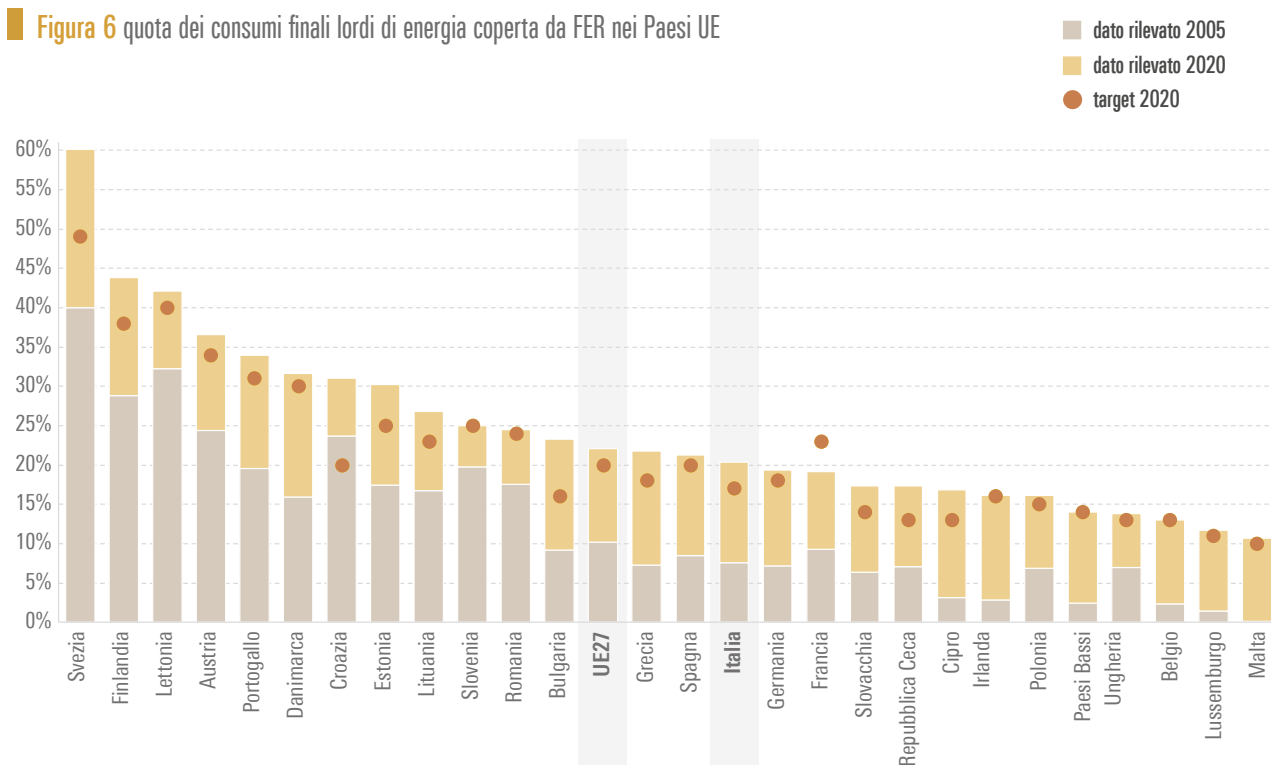
Il maggior contributo ai consumi totali di energia rinnovabile del 2020 (21,9 Mtep, dato in linea con l’anno precedente) è fornito dal settore termico, con il 47,4% del totale, seguito dall’elettrico (46,5%) e dai trasporti (6,1%). Nella figura seguente i dati di monitoraggio del target complessivo e dei target settoriali al 2020 sono confrontati con le previsioni del PAN e con gli obiettivi al 2030 contenuti nel Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima. La quota dei CFL di energia coperta da fonti rinnovabili e le quote relative al settore elettrico e al settore termico mostrano, nel 2020, valori superiori alle previsioni PAN.

Figura 5 quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER per settore e target al 2020 e 2030



Come la quasi totalità dei Paesi UE27, nel 2020 l'Italia ha registrato una quota dei Consumi Finali Lordi (CFL) coperta da rinnovabili superiore all'obiettivo fissato dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020; il dato complessivo relativo all'UE27 (22%) è circa due punti percentuali al di sopra del target (20%).

Figura 6 quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER nei Paesi UE



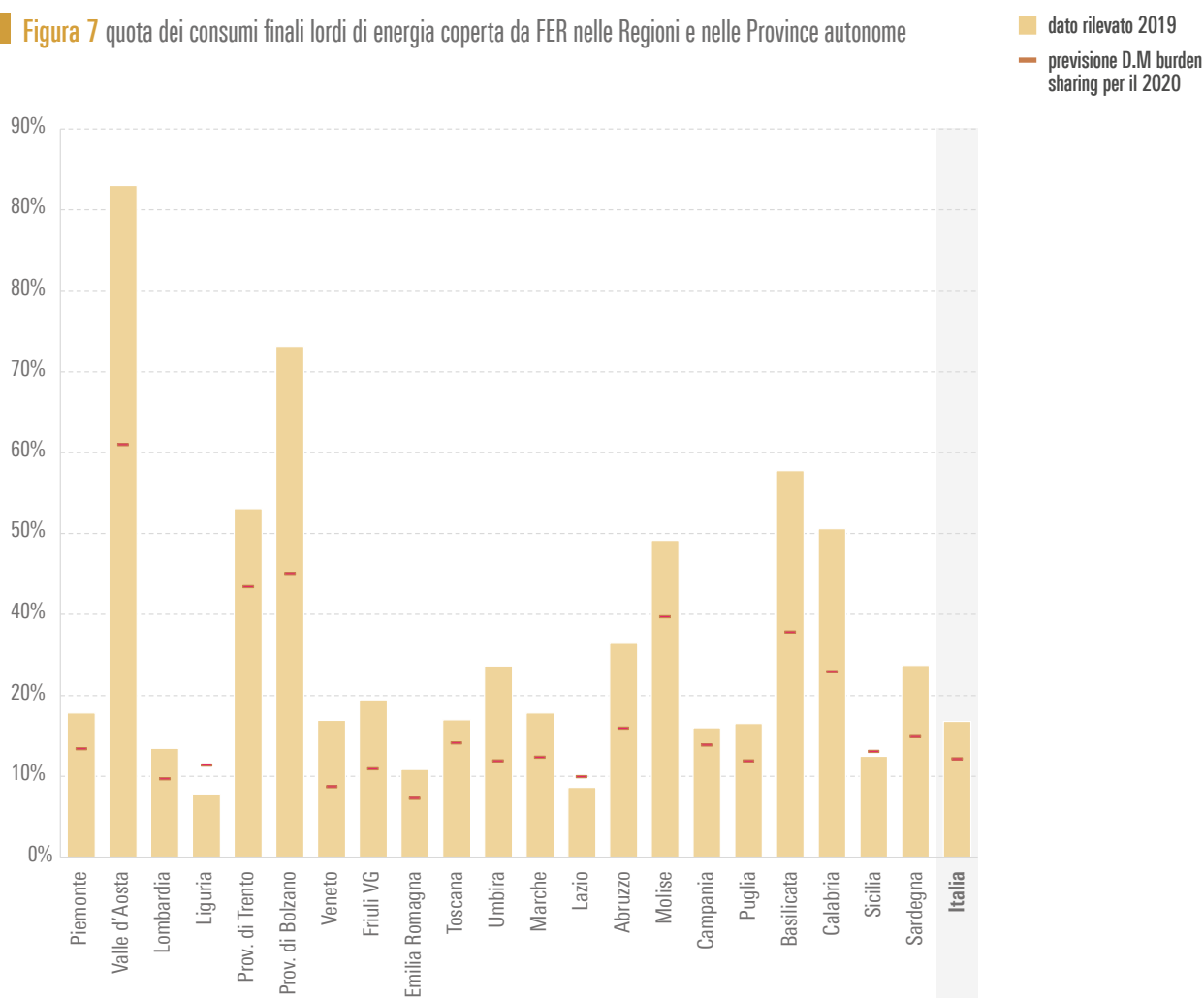
A livello territoriale, invece, il D.M. MiSE 15 marzo 2012 (Burden sharing) fissa il contributo che le diverse Regioni e Province autonome sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento del target nazionale al 2020. A differenza dell'obiettivo nazionale, per il calcolo degli obiettivi regionali non si tiene conto dei consumi di energia da FER nel settore trasporti, essendo questi prevalentemente dipendenti da politiche stabilite a livello centrale (in particolare, l'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti). Le figure che seguono illustrano i dati di monitoraggio, relativi alla quota FER sui CFL di energia, rilevati nelle diverse Regioni e Province autonome; nel momento in cui si scrive non sono disponibili i dati sui CFL complessivi di energia a livello regionale al 2020 e, pertanto, per tale anno non è possibile calcolare l'incidenza delle FER.

Tabella 6 consumi finali lordi di energia da FER (settore elettrico e termico) e incidenza sui consumi finali lordi nelle Regioni e nelle Province autonome italiane

Regioni e Province autonome	Dato rilevato [ktep]						Quota sui Consumi finali lordi [%]						Previsioni DM 15/3/2012 DM Burden sharing [%]	
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2018	2020
Piemonte	1.888	1.943	1.940	1.882	1.860	1.906	17,9%	17,8%	18,1%	18,5%	17,8%	18,7%	13,4%	15,1%
Valle d'Aosta	327	330	331	334	336	345	74,6%	80,2%	87,8%	82,2%	83,0%	91,1%	51,0%	52,1%
Lombardia	3.210	3.290	3.334	3.319	3.250	3.258	13,1%	13,2%	13,5%	13,8%	13,5%	13,2%	9,7%	11,3%
Liguria	201	210	218	214	195	192	7,4%	7,6%	7,4%	7,9%	7,8%	7,7%	11,4%	14,1%
Provincia di Trento	575	592	547	580	583	591	41,6%	43,2%	43,9%	44,2%	43,1%	43,1%	33,4%	35,5%
Provincia di Bolzano	819	811	852	834	854	882	61,4%	63,4%	65,5%	64,4%	63,1%	63,7%	35,0%	36,5%
Veneto	2.017	2.029	2.073	2.038	2.055	2.070	16,9%	17,3%	17,5%	17,6%	16,9%	16,6%	8,7%	10,3%
Friuli Venezia Giulia	641	647	662	670	665	680	18,9%	19,6%	19,6%	19,7%	19,5%	20,0%	10,9%	12,7%
Emilia Romagna	1.406	1.390	1.445	1.415	1.429	1.422	10,7%	10,9%	10,6%	11,1%	10,8%	11,3%	7,3%	8,9%
Toscana	1.332	1.330	1.379	1.307	1.305	1.294	15,9%	17,1%	17,0%	17,8%	17,0%	16,7%	14,1%	16,5%
Umbria	505	504	535	504	496	484	21,0%	22,7%	23,4%	25,2%	23,7%	23,1%	11,9%	13,7%
Marche	451	452	469	457	441	442	16,7%	16,8%	17,0%	18,2%	17,8%	17,3%	12,4%	15,4%
Lazio	959	890	975	910	925	887	8,9%	9,1%	8,5%	9,3%	8,6%	9,2%	9,9%	11,9%
Abruzzo	535	603	661	648	650	646	24,5%	25,3%	24,9%	27,1%	26,4%	26,6%	15,9%	19,1%
Molise	199	195	209	199	200	198	34,9%	36,6%	38,2%	40,3%	39,1%	39,1%	29,7%	35,0%
Campania	1.098	1.058	1.160	1.112	1.183	1.173	15,5%	16,4%	16,1%	16,6%	16,0%	17,1%	13,8%	16,7%
Puglia	1.211	1.192	1.273	1.189	1.230	1.248	14,6%	16,0%	15,5%	17,6%	16,5%	16,9%	11,9%	14,2%
Basilicata	350	366	418	436	477	475	35,0%	33,7%	39,6%	45,0%	47,8%	49,5%	27,8%	33,1%
Calabria	917	898	1.029	956	985	955	38,0%	37,6%	38,9%	42,5%	40,6%	40,4%	22,9%	27,1%
Sicilia	699	706	752	731	770	757	11,6%	11,2%	11,6%	12,5%	12,5%	12,8%	13,1%	15,9%
Sardegna	682	606	676	619	673	650	25,0%	25,2%	24,2%	26,3%	23,7%	25,1%	14,9%	17,8%
ITALIA	20.122	20.042	20.561	20.355	20.561	20.555	16,2%	16,6%	16,6%	17,4%	16,8%	17,1%	12,2%	14,3%

La maggior parte delle Regioni e le Province autonome registrano una quota dei CFL di energia coperta da fonti rinnovabili superiore alle previsioni del Decreto Burden sharing per il 2020.

Figura 7 quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER nelle Regioni e nelle Province autonome



11.3.3 ATLAIMPIANTI E ALTRE ATTIVITÀ

Atlaimpanti, sistema informativo territoriale entrato in esercizio nel 2017 come evoluzione dei portali cartografici Atlasole e Atlavento, è un atlante digitale interattivo che permette di consultare dati sugli impianti di produzione di energia incentivati dal GSE a partire dall'ubicazione sul territorio nazionale.

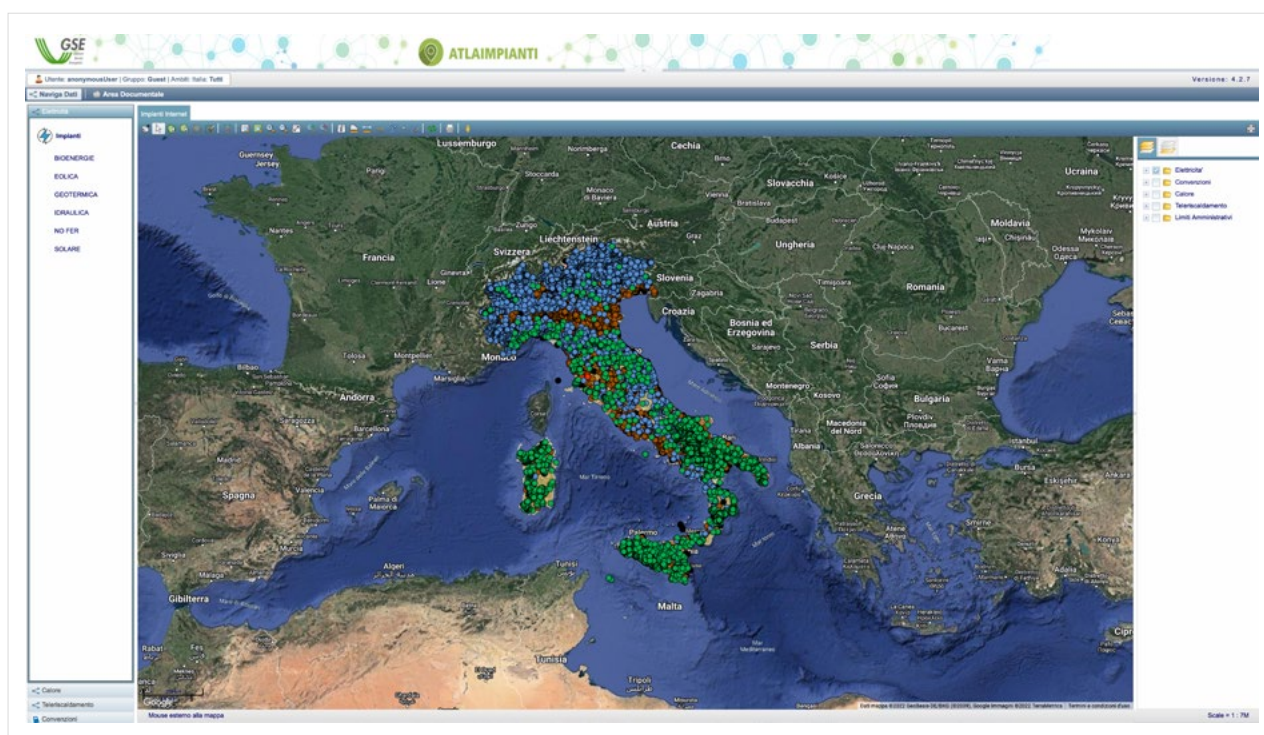
Nel corso del 2021 il portale è stato visitato da un'ampia gamma di utilizzatori (ricercatori, amministratori, studenti, ecc.) che hanno potuto sfruttare due distinti approcci di navigazione:

- un approccio di navigazione cartografica, associato alla sezione del sistema dedicata alla rappresentazione dei dati attraverso layer grafici (ad esempio la mappa degli impianti eolici installati). In quest'area è possibile attivare una o più mappe tematiche che consentono la rappresentazione degli impianti sulla base della fonte utilizzata o sulla convenzione stipulata;

- un approccio di navigazione informativa, associato alla sezione dedicata all'approfondimento dei dati puntuali degli impianti di interesse. In quest'area è possibile, ad esempio, interrogare singolarmente le schede tecniche degli impianti per ottenerne le caratteristiche tecniche, l'ubicazione specifica sul territorio e il meccanismo di incentivazione cui l'impianto ha aderito. Inoltre, è possibile scaricare massivamente set di informazioni più specifiche, applicando a scelta filtri territoriali e tecnici.

Per entrambi gli approcci la caratterizzazione degli impianti è organizzata e suddivisa per tipologia di energia prodotta, fonte utilizzata e meccanismi di incentivazione.

Figura 8 il portale cartografico Atlaimpianti



Altre attività realizzate dal GSE in ambito statistico riguardano collaborazioni e partecipazioni a tavoli tecnici su temi statistici con altri enti nazionali (MiTE, MiSE, ISTAT, ENEA, Terna, RSE, ecc.) e con le amministrazioni regionali: tra questi si segnala, ad esempio, la partecipazione al tavolo incaricato della redazione della "Relazione generale sulla situazione energetica del Paese", coordinato dal MiSE e composto da esperti di MiTE, GSE, Terna, ISTAT, Banca d'Italia, ENEA, ENI e Snam.

Tra le attività realizzate dall'Ufficio di Statistica del GSE nel corso del 2021 figurano, infine, diverse collaborazioni internazionali. Oltre alla consolidata partecipazione ai lavori dell'Energy Statistics Working Group presso Eurostat, si può citare ad esempio la partecipazione alla Task Force tecnica "Energy Statistics Methodology and Future Reporting", composta da esperti provenienti da diversi Paesi UE e finalizzata a delineare e condividere processi e strumenti di produzione di statistica in tema di energia nell'UE, con orizzonte al 2030.

11.4

STUDI E SUPPORTO TECNICO ISTITUZIONALE

11.4.1 SUPPORTO TECNICO ISTITUZIONALE E ATTIVITÀ DI MONITORAGGIO

Il GSE svolge attività di studio, analisi, diffusione di dati sul sistema energetico italiano, sia per finalità informative e divulgative sia a supporto delle istituzioni. Il supporto tecnico al Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) viene svolto in virtù di quanto previsto dalla normativa con finalità di interesse generale nel quadro delle competenze del GSE.

Il GSE produce studi, analisi e scenari sugli impianti a fonti rinnovabili, sugli interventi di efficienza energetica, sull'evoluzione del sistema energetico, sugli strumenti di promozione dello sviluppo sostenibile, dedicando a questi ultimi analisi di impatto in termini di efficacia, efficienza, costi e benefici. La valutazione ex-ante ed ex-post degli effetti delle misure normative e regolatorie è una prassi fondamentale per porre in evidenza elementi utili a disegnare, valutare e aggiornare le politiche energetico-ambientali, ed è uno dei terreni di fattiva collaborazione tra il GSE e il MiTE. Le competenze maturate negli anni in termini di analisi tecniche, economiche, finanziarie, regolatorie e la possibilità di condurre valutazioni su una grande mole di dati (ne sono un esempio i set di dati alla base dei contatti sugli incentivi, le informazioni di cui si rende conto con le pubblicazioni aziendali sugli esiti dei meccanismi gestiti, i dati statistici, i dati raccolti ed elaborati per finalità di monitoraggio), consentono al GSE di poter fornire un contributo analitico utile alle istituzioni.

Nella prima parte del 2021 è stato ultimato e trasmesso al MiTE, e quindi alla Commissione europea, l'ampio studio sul potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente, previsto dal D.Lgs. 73 del 14 luglio 2020.

Nel corso del 2021 le attività di collaborazione con il MiTE hanno riguardato diversi temi relativi all'attuazione del PNIEC e del PNRR, al recepimento della RED II attuato mediante il D.Lgs. 199 dell'8 novembre 2021, alla fase ascendente della definizione del nuovo pacchetto legislativo comunitario per un incremento dell'ambizione degli obiettivi al 2030 ("Fit for 55").

Coerentemente con quanto previsto dal PNIEC, il D.Lgs. 199 ha confermato e ampliato il ruolo del GSE in termini di monitoraggio complessivo della sua attuazione (monitoraggio statistico, di impatto delle misure, dei processi e procedimenti autorizzativi sul territorio, dei costi delle tecnologie e dei costi di generazione, delle ricadute occupazionali ed ambientali, etc.). Per fornire informazioni aggiornate, trasparenti e tempestive a cittadini e policy maker sul livello di attuazione del PNIEC, il GSE sta realizzando la Piattaforma di monitoraggio prevista dal PNIEC e dal D.Lgs. 199/2021.

In termini di promozione delle rinnovabili, si è lavorato insieme al MiTE al varo della misura sul bio-metano e all'interlocuzione con la Commissione europea per la valutazione della sua compatibilità con la disciplina sugli Aiuti di Stato. Altri dossier oggetto di lavoro sono stati quelli dell'agrivoltaico, dell'idrogeno, delle comunità energetiche, delle tecnologie che dovrebbero essere supportate anche con il cosiddetto D.M. FER 2, delle aree idonee e del burden sharing regionale degli obiettivi al 2030. Su quest'ultimo tema, a partire dalla seconda metà del 2020, il GSE è stato impegnato nell'ambito del gruppo di lavoro istituzionale su aree idonee e non idonee, insieme a MiTE, MIPAAF, MIBAC, CREA, ISPRA, Regioni e RSE; in tale contesto sono state svolte insieme a RSE valutazioni preliminari su superfici disponibili e scenari inerenti i potenziali di sviluppo regionali degli impianti fotovoltaici ed eolici, individuando molteplici fonti informative per la caratterizzazione del territorio, in un confronto istituzionale costruttivo con le Regioni, nel contesto del coordinamento del MiTE. Correlato al tema della diffusione degli impianti sul territorio vi è quello della loro autorizzazione; prezioso è in tale ambito il monitoraggio della regolazione regionale eseguito regolarmente dal GSE (oggetto della ricognizione sono i provvedimenti regionali in materia di pianificazione, regolamentazione, autorizzazione, nel settore energetico), cui viene dedicata una voluminosa pubblicazione annuale.

Per quanto riguarda lo scenario europeo, sono state effettuate delle simulazioni insieme a MiTE e RSE per analizzare le implicazioni per l'Italia dei nuovi eventuali obiettivi europei proposti del pacchetto "Fit for 55%", più ambiziosi di quelli del precedente pacchetto "Clean Energy for All Europeans" sulla cui base è stato predisposto il PNIEC. Il 2021 segna anche la fine del ciclo di programmazione 2010-2020 degli obiettivi comunitari, per cui tra la fine del 2021 e l'inizio del 2022 il GSE è stato impegnato nelle attività di analisi e reportistica del livello di raggiungimento degli obiettivi al 2020 da predisporre per la Commissione europea.

Su mandato MiTE il GSE ha partecipato a gruppi di lavoro nel contesto europeo quali i nuovi working group dell'Energy Union Committee (dedicati alle previsioni del Regolamento Governance e al reporting e all'attuazione dei PNIEC) e il nuovo Energy Poverty and Vulnerable Consumers Coordination Group. È proseguito inoltre l'impegno nell'ambito del network Ca-Res (Concerted Action on Renewable Energy Sources), progetto di dialogo tra Stati membri sui temi delle rinnovabili voluto dalla Commissione Europea, così come quello nei gruppi di lavoro della IEA dedicati alle rinnovabili (Renewable Energy Working Party, Photovoltaic Power Systems Programme, Bioenergy, Ocean Energy). La partecipazione a questi consessi è peraltro in alcuni casi anche l'occasione per lavorare a pubblicazioni di respiro internazionale, quali sono ad esempio quelle prodotte nel quadro del lavoro svolto nel Photovoltaic Power System Programme (PVPS) della IEA, nel cui contesto il GSE ha predisposto il report Building Integrated Photovoltaic Policies in Italy, dedicato al percorso di promozione del fotovoltaico integrato in architettura in Italia e all'evoluzione del mercato ad oggi; insieme agli altri partner internazionali IEA PVPS sono inoltre stati prodotti lo Snapshot Report (rapporto sui dati preliminari del mercato fotovoltaico nei paesi IEA PVPS), il National Survey Report of PV Power Applications in Italy e il Trends in Photovoltaic Applications 2021.

11.4.2 RICADUTE ECONOMICHE E OCCUPAZIONALI DELLE FONTI RINNOVABILI E DELL'EFFICIENZA ENERGETICA

Sin dal 2012 il GSE monitora le ricadute economiche e occupazionali correlate alla diffusione delle fonti rinnovabili e alla promozione dell'efficienza energetica in Italia. Per condurre tali analisi, previste dal D.Lgs. 28/2011 e dal D.Lgs. 199/2021, è stata sviluppata una metodologia basata sulle matrici delle interdipendenze settoriali opportunamente integrate e affinate con i dati statistici e tecnico-economici prodotti dal GSE.

Le matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio e manutenzione (O&M). L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine Prodcom pubblicata da Eurostat, permette di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante. I risultati del monitoraggio riguardano le ricadute economiche, in termini di investimenti, spese O&M e valore aggiunto, e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette.

L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori, ma di ULA (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno. Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente ad un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma ad una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Si riportano di seguito le valutazioni relative all'anno 2020 e quelle preliminari relative al 2021.

RINNOVABILI ELETTRICHE¹

Si stima che nel 2020 siano stati investiti circa 1,1 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore fotovoltaico (810 mln€). La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2020 si valuta abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a circa 7.800 unità di lavoro (ULA) dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 3,7 mld€ nel 2020, si ritiene abbia attivato oltre 33.600 ULA dirette e indirette, delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica, seguita dal biogas, dal fotovoltaico e dall'eolico. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2020 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 2,7 mld€.

¹ Il perimetro del monitoraggio delle ricadute economiche e occupazionali periodicamente effettuato dal GSE non include alcune fonti. Si tratta in particolare: dei rifiuti nel caso delle biomasse solide, del gas di discarica e dei fanghi di depurazione per quanto riguarda il biogas, dei pompaggi nell'idroelettrico.

Tabella 7 risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2020

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Fotovoltaico	810	394	651	4.874	5.940
Eolico	124	334	317	953	3.725
Idroelettrico	189	1.062	888	1.681	11.579
Biogas	37	628	495	303	6.573
Biomasse solide	-	612	256	-	3.579
Bioliquidi	2	646	119	16	1.664
Geotermoelettrico	-	59	43	-	600
Totale	1.161	3.736	2.768	7.828	33.660

Per il 2021 si stima che siano stati investiti circa 2 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore fotovoltaico (1 mld€) ed eolico (633 mln€). La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2021 si valuta abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 14.000 unità di lavoro (ULA) dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 3,7 mld€, si ritiene abbia attivato oltre 33.800 ULA dirette e indirette, delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica, seguita dal fotovoltaico, dal biogas e dall'eolico. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2021 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 2,9 mld€.

Tabella 8 stime preliminari dei risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2021

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Fotovoltaico	1.055	411	764	6.337	6.169
Eolico	633	340	406	4.864	3.880
Idroelettrico	185	1.063	811	1.625	11.652
Biogas	93	634	518	777	6.308
Biomasse solide	50	612	256	409	3.615
Bioliquidi	-	646	118	-	1.621
Geotermoelettrico	-	59	43	-	632
Totale	2.016	3.765	2.917	14.011	33.876

RINNOVABILI TERMICHE

Per quanto riguarda il settore delle rinnovabili termiche, si stima che nel 2020 gli investimenti in nuovi impianti siano ammontati a oltre 2,7 mld€, di cui oltre 2,2 mld€ destinati alle pompe di calore. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2020 si ritiene abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a circa 23.000 ULA dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di circa 5,4 mld€ nel 2020, si valuta abbia attivato oltre 27.500 ULA dirette e indirette, di cui il 54% relative alla filiera delle stufe e termocamini a legna e il 34% in quella delle pompe di calore. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore termico nel 2020 si ritiene sia stato complessivamente di circa 4,4 mld€.

Tabella 9 risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2020

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	83	33	69	684	357
Stufe e termocamini a pellet	268	783	206	2.736	2.237
Stufe e termocamini a legna	190	1.965	1.306	2.234	15.901
Pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermiche)	2.214	2.623	2.842	17.409	9.014
Totale	2.755	5.404	4.424	23.062	27.508

Per il 2021 si stima in via preliminare che gli investimenti in nuovi impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili siano ammontati a oltre 3,5 mld€, di cui circa 3 mld€ destinati alle pompe di calore. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2021 si ritiene abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 29.000 ULA dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di circa 5,4 mld€ nel 2021, si valuta abbia attivato circa 27.500 ULA dirette e indirette, di cui il 57% relative alla filiera delle stufe e termocamini a legna e il 33% in quella delle pompe di calore. Il nuovo valore aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore termico nel 2020 si ritiene sia stato complessivamente di circa 4,8 mld€.

Tabella 10 stime preliminari dei risultati economici ed occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2021

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Spese O&M (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	96	34	77	794	365
Stufe e termocamini a pellet	268	805	206	2.736	2.301
Stufe e termocamini a legna	190	1.944	1.294	2.234	15.733
Pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermiche)	2.992	2.659	3.248	23.554	9.114
Totale	3.547	5.443	4.825	29.318	27.513

EFFICIENZA ENERGETICA

Adottando un approccio metodologico coerente con quello utilizzato per valutare le ricadute delle fonti rinnovabili (matrici delle interdipendenze settoriali), sono state condotte valutazioni anche per gli effetti delle politiche di promozione dell'efficienza energetica. Si stima che agli interventi di efficienza energetica che nel 2020 hanno avuto accesso ai meccanismi di incentivazione considerati siano corrisposti investimenti per circa 4 miliardi di euro (in particolar modo grazie alle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici), a cui è associato un valore aggiunto di circa 2,7 miliardi di euro ed un totale di oltre 46.900 unità di lavoro "temporanee" dirette più indirette (equivalenti a tempo pieno).

Tabella 11 risultati economici ed occupazionali della promozione dell'efficienza energetica in Italia nel 2020

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)
Ecobonus	3.336	2.268	40.369
Conto Termico 1	153	104	1.894
Certificati Bianchi	188	126	2.220
Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)	276	188	2.455
Totale	2.755	4.424	23.062

Per quanto riguarda il 2021 le stime preliminari non tengono conto delle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici, perché nel momento in cui si scrive non sono ancora noti gli investimenti attivati dal meccanismo. Per quanto riguarda il Conto Termico, i Certificati Bianchi e la CAR si stima in via preliminare che nel 2021 agli interventi incentivati siano corrisposti investimenti per circa 900 milioni di euro, a cui è associato un valore aggiunto di oltre 600 milioni di euro ed un totale di circa 9.800 unità di lavoro "temporanee" dirette più indirette (equivalenti a tempo pieno).

Tabella 12 stime preliminari dei risultati economici ed occupazionali della promozione dell'efficienza energetica in Italia nel 2021

Tecnologia	Investimenti (mln€)	Valore Aggiunto (mln€)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)
Conto Termico*	185	126	2.297
Certificati Bianchi	366	249	4.324
Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)	357	243	3.175
Totale	909	618	9.796

* Si considerano solamente gli interventi con contratto attivo in accesso diretto nel 2020; sono quindi esclusi gli interventi a prenotazione. Le stime riguardanti la produzione di energia termica da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni incentivata mediante il Conto Termico sono incluse in quelle complessive sulle fonti rinnovabili termiche.

11.5

ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

Nel corso del 2021, il GSE ha sviluppato ulteriormente il proprio impegno in campo internazionale, con particolare riguardo alla partecipazione ai progetti europei finanziati (ad esempio in ambito Horizon e Twinning), al supporto ai Ministeri di riferimento (in primis il MiTE, e il Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale, MAECI), al contributo ai lavori delle agenzie energetiche internazionali (ad esempio IRENA e IEA), alla promozione delle politiche di sviluppo in materia di impresa, accesso all'energia, tutela ambientale e sviluppo sostenibile – effettuata anche tramite l'implementazione di progetti speciali (ad esempio il progetto GENIO) - nonché al monitoraggio della normativa europea che impatta sui temi dell'energia e dell'ambiente. Tutto questo nella prospettiva dello sforzo corale che l'intero sistema Paese sta affrontando per il rilancio economico post-pandemico, che passa anche attraverso adeguati investimenti finalizzati alla transizione energetica, con evidenti benefici, tra gli altri, in materia di diversificazione delle fonti energetiche nazionali, elemento cruciale in un contesto geopolitico globale che si mostra sempre più complesso e imprevedibile.

AFFIANCAMENTO E SUPPORTO ALLE ISTITUZIONI

Relativamente al supporto istituzionale, si è ancor più rafforzata l'azione di assistenza tecnica a favore del MiTE e del MAECI, specialmente nei consessi multilaterali di alto livello che hanno caratterizzato il 2021, contribuendo nello specifico:

- i. nel corso della Presidenza italiana del G20, alle riunioni dei gruppi di lavoro energia e clima, agli eventi collaterali, alle sessioni straordinarie di negoziato multilaterale e alla ministeriale congiunta. Nell'ambito degli eventi collaterali, il GSE ha presentato, in particolare, la propria azione sui temi inerenti la mobilità sostenibile e l'economia circolare, nonché il ruolo fondamentale dei cittadini, dei consumatori e delle comunità nell'ambito delle città sostenibili, resilienti e intelligenti e nel contrasto alla povertà e alla vulnerabilità energetica;
- ii. all'iniziativa Mission Innovation 2.0, seconda fase (2020-2030) dell'iniziativa globale intergovernativa lanciata dalla COP 21 di Parigi, volta ad accelerare lo sviluppo di soluzioni innovative nel campo clean-tech. In particolare, il GSE contribuisce alle attività - coordinate da RSE e con la partecipazione di altri attori quali ENEL ed ENEA - del gruppo di lavoro cosiddetto Power Mission, promosso da Italia, Cina e Regno Unito e avente l'obiettivo di aumentare la quota di fonti rinnovabili non programmabili nei sistemi elettrici, a parità di sicurezza complessiva.

Il GSE ha altresì supportato il MiTE e il MAECI riguardo alla UN Climate Change Conference, cosiddetta COP26, la cui organizzazione ha visto l'Italia in posizione di copresidente insieme al Regno Unito.

Altro contesto in cui il GSE è impegnato da tempo è il progetto comunitario Concerted Action on the

implementation of the RES directive (CA-RES), finanziato dalla CE nell'ambito del programma Horizon 2020, che si pone come obiettivo principale quello di definire lo stato dell'arte nell'implementazione della Direttiva 28/2009/CE in materia di fonti rinnovabili e far dialogare gli Stati membri (e anche Islanda e Norvegia), in modo da facilitare lo scambio di buone pratiche, la condivisione di interpretazioni normative, esperienze e soluzioni efficaci a problemi comuni per il raggiungimento degli obiettivi comunitari. Su mandato del MiSE, dal 2009 il GSE è stato chiamato a rappresentare l'Italia in qualità di contracting partner del progetto e a svolgere il ruolo di national contact point. Nel 2021 si è avviata la quarta edizione del progetto, la CA-RES IV, che verterà sui contenuti della nuova Direttiva in materia di fonti rinnovabili (Direttiva 2018/2001).

L'impegno istituzionale del GSE si è concretizzato anche attraverso la collaborazione con ENEA sulle iniziative correlate alla Concerted Action for the Energy Efficiency Directive (CA-EED). La CA-EED è il progetto europeo che mira a favorire la completa attuazione della Direttiva europea sull'efficienza energetica 2012/27/UE in tutti gli Stati membri e il raggiungimento degli obiettivi comunitari settoriali, attraverso lo scambio di buone pratiche, la condivisione di interpretazioni normative e di modalità attuative. La partecipazione del GSE alle iniziative della CA-EED ha permesso di rappresentare le attività e i risultati perseguiti dall'Italia nell'ambito degli schemi obbligatori di efficienza energetica e della valutazione del potenziale di applicazione della CAR nonché del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti (artt.7 e 14 della Direttiva 2012/27/UE).

Con riferimento ai biocarburanti, il GSE partecipa, su indicazione del Ministero della Transizione Ecologica, a Refurec (Renewable fuels regulators club), gruppo di lavoro che riunisce i soggetti che nei Paesi europei attuano le politiche in materia di mobilità sostenibile. Nel 2021 si sono tenute diverse riunioni plenarie on-line, in cui i partecipanti hanno condiviso, anche con i funzionari della Commissione presenti, difficoltà, interpretazioni ed esperienze relative all'applicazione della normativa europea, in particolare la Direttiva 2015/652/CE e la Direttiva 2018/2001/CE, che detta le regole per lo sviluppo del settore fino al 2030.

Nell'ambito della statistica ufficiale, infine, nel corso del 2021 il GSE – che dal 2017 fa parte del Sistema statistico Europeo – ha collaborato con Eurostat su diversi tavoli tecnici di lavoro (Energy Statistics Working Group, Task force tematiche), con l'International Energy Agency e con IRENA.

PARTECIPAZIONE A PROGETTI INTERNAZIONALI FINANZIATI

Nell'ambito dei progetti finanziati, nel corso del 2021 il GSE ha avviato i lavori per i due progetti che hanno ottenuto i finanziamenti dalla Commissione europea:

- progetto GREENROAD "Growing Energy Efficiency Through National Roundtables Addresses", sulla creazione di roundtable nazionali e di focus group territoriali per favorire l'adozione di misure di efficienza energetica del settore edilizio nell'ambito dell'iniziativa UE "Smart Finance for Smart Buildings initiative". Il progetto – del valore complessivo di 1,5 mln€ - è stato sviluppato insieme a un consorzio di aziende guidato da ENEA e composto da ABI Lab, Ambiente Italia, Istituto per la Competitività e Sistema Iniziative Locali e ha preso avvio ufficialmente nel mese di ottobre 2021, con una durata complessiva di 30 mesi;

- progetto di Twinning con le Autorità palestinesi per l'Energia in collaborazione con regolatori di Slovacchia e Grecia. L'iniziativa progettuale – del valore complessivo di 2 mln€ - è stata formulata d'intesa con ARERA e sviluppata in collaborazione con la società del MEF Studiare Sviluppo. Scopo del Twinning è fornire assistenza tecnica finanziata alle agenzie energetiche palestinesi PENRA e PERC sviluppando, tra l'altro, un quadro tecnico-regolatorio del settore elettrico in grado di migliorarne le performance e di promuovere l'impiego delle fonti energetiche rinnovabili nonché l'adozione di misure di efficienza energetica. Il progetto, approvato nel mese di settembre 2021, ha avuto inizio ufficiale a gennaio 2022 e avrà una durata complessiva di 27 mesi.

Si segnala inoltre che, a inizio 2022, il GSE ha partecipato a un ulteriore progetto di Twinning con la Georgia per fornire assistenza al Regolatore energia-acqua locale in materia di digitalizzazione e incremento della trasparenza dei mercati del gas e dell'energia elettrica, per un importo complessivo di 250.000€. La proposta progettuale, presentata unitamente ad altre società anche del gruppo GSE, è stata approvata per il finanziamento comunitario nel successivo mese di marzo. L'inizio delle attività, della durata complessiva di 11 mesi, è previsto nel mese di aprile 2022.

In materia di progetti finanziati, il GSE intende proseguire nella valutazione e sviluppo di ulteriori proposte progettuali internazionali finanziate, con particolare riferimento, tra gli altri, a progetti Horizon, che prevedono l'applicazione sperimentale della tecnologia blockchain, degli algoritmi di intelligenza artificiale e della realtà aumentata all'ambito delle comunità energetiche rinnovabili ovvero in seno a iniziative di centri di ricerca universitari.

PARTECIPAZIONE A PROGETTI CON AGENZIE E ORGANISMI INTERNAZIONALI

Nel corso dell'anno, si è proseguito con la partecipazione del GSE, in qualità di focal point nazionale su incarico dei ministeri di riferimento, ai lavori dell'International Renewable Energy Agency (IRENA), contribuendo in particolare ai lavori dei consigli e delle assemblee annuali e dei relativi meeting a late-re, nonché ai lavori delle organizzazioni intergovernative, quali la Union for the Mediterranean sui temi dell'energia e della transizione energetica dei Paesi del Mediterraneo.

In ambito IRENA, peraltro, il GSE ha continuato la collaborazione con il team dedicato alla Clean Energy Ministerial (CEM) Campaign on Long-Term Scenarios for the Energy Transition (LTES), finalizzata alla diffusione dell'impiego di accurati modelli degli scenari per agevolare le scelte in materia di politica energetica nella direzione della decarbonizzazione dei sistemi energetici. In tale contesto, il GSE ha contribuito, tra l'altro, ai webinar dedicati alla metodologia di elaborazione degli scenari, a beneficio dei Paesi aderenti a IRENA stessa, grazie all'apporto tecnico specifico di RSE che ha provveduto a illustrare la situazione italiana.

Per quanto concerne le collaborazioni con l'IEA è continuato l'impegno nell'ambito del Renewable Energy Working Party (REWP), ove il GSE esprime un delegato per l'Italia e dei correlati Technology Collaboration Programme (TCP), ai quali il GSE partecipa in maniera diretta (fotovoltaico, bioenergie, maree e moto ondoso) o tramite la propria controllata RSE (smart grids).

Il GSE rappresenta l'Italia in qualità di contracting party nei Comitati Esecutivi di due TCP: Bioenergy e Ocean Energy System. Si tratta di collaborazioni internazionali che si pongono l'obiettivo di condividere

lo stato di sviluppo dei settori e studi e progetti pilota relativi allo sfruttamento delle tecnologie; il GSE predispone annualmente un country report su questa tecnologie.

Il GSE ha proseguito l'intensa partecipazione al Photovoltaic Power System Programme (PVPS) della IEA, nello specifico del Task 1 - Strategic PV Analysis & Outreach, del Task 13 - Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems e del Task 15 - Enabling Framework for the Development of BIPV, tramite la partecipazione ai meeting on-line, il contributo ai principali report e la redazione di report focalizzati su tematiche specifiche.

Nel 2021 il GSE ha continuato a essere presente anche nell'Association of Issuing Bodies (AIB), associazione internazionale no-profit, che promuove l'utilizzo del sistema standard di certificazione dell'energia EECS - European Energy Certificate System, cui aderiscono 28 Paesi dell'UE, oltre a Norvegia, Islanda e Svizzera.

PROMOZIONE DEL SISTEMA INDUSTRIALE ITALIANO NEI CONTESTI INTERNAZIONALI

Fra le iniziative volte alla valorizzazione e all'internazionalizzazione del sistema produttivo italiano del settore energia e ambiente, occorre menzionare l'ultimazione e l'imminente avvio del Progetto GENIO, sviluppato sulla scorta dell'esperienza maturata con il precedente progetto denominato Corrente.

Il nuovo progetto prevede lo sviluppo di un portale web dedicato, volto a facilitare il contatto fra le imprese italiane operanti nei settori dell'energia e dell'ambiente e le istituzioni italiane ed estere, creando altresì le condizioni per agevolare le medesime imprese nella penetrazione dei mercati esteri, anche tramite la presentazione di best practices nazionali nel settore clean-tech, e nella formazione di adeguati raggruppamenti di imprese, università e altri centri di ricerca e soggetti istituzionali capaci di partecipare in modo ottimale ai progetti finanziati dalla Commissione europea (ad es. Horizon) e da altri soggetti internazionali quali la World Bank.

A tale scopo, il Progetto GENIO sarà presentato alle principali istituzioni nazionali e associazioni di categoria rappresentative delle imprese del settore energetico interessate.

Sempre nel solco delle attività di carattere internazionale, il GSE ha altresì posto le basi per una strutturazione della propria collaborazione con la Fondazione RES4Africa, anche attraverso la sottoscrizione di un'apposita Convenzione in materia di supporto formativo finanziato, erogato in Italia a favore dei Paesi africani sulle fonti di energia rinnovabili. Si tratta, in particolare, della formazione prevista nel quadro dell'"Advanced Training Course", rivolto a manager e professionisti africani di alto livello che operano nelle principali istituzioni e compagnie energetiche, che possono così trarre vantaggio dalle esperienze maturate dal nostro Paese in tale ambito.

Nell'ottica dell'agevolazione del sistema industriale - che passa anche per la normazione tecnica in ambito fonti rinnovabili, generazione distribuita, "demand side management", misure di efficienza energetica e smart grids - il GSE contribuisce attivamente alla redazione delle norme tecniche internazionali su queste materie, collaborando con organismi quali l'IEC (International Electrotechnical Commission) e il CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization), in modo da offrire alle imprese del settore un quadro normativo quanto più uniforme e aggiornato possibile.

11.6

INNOVAZIONE

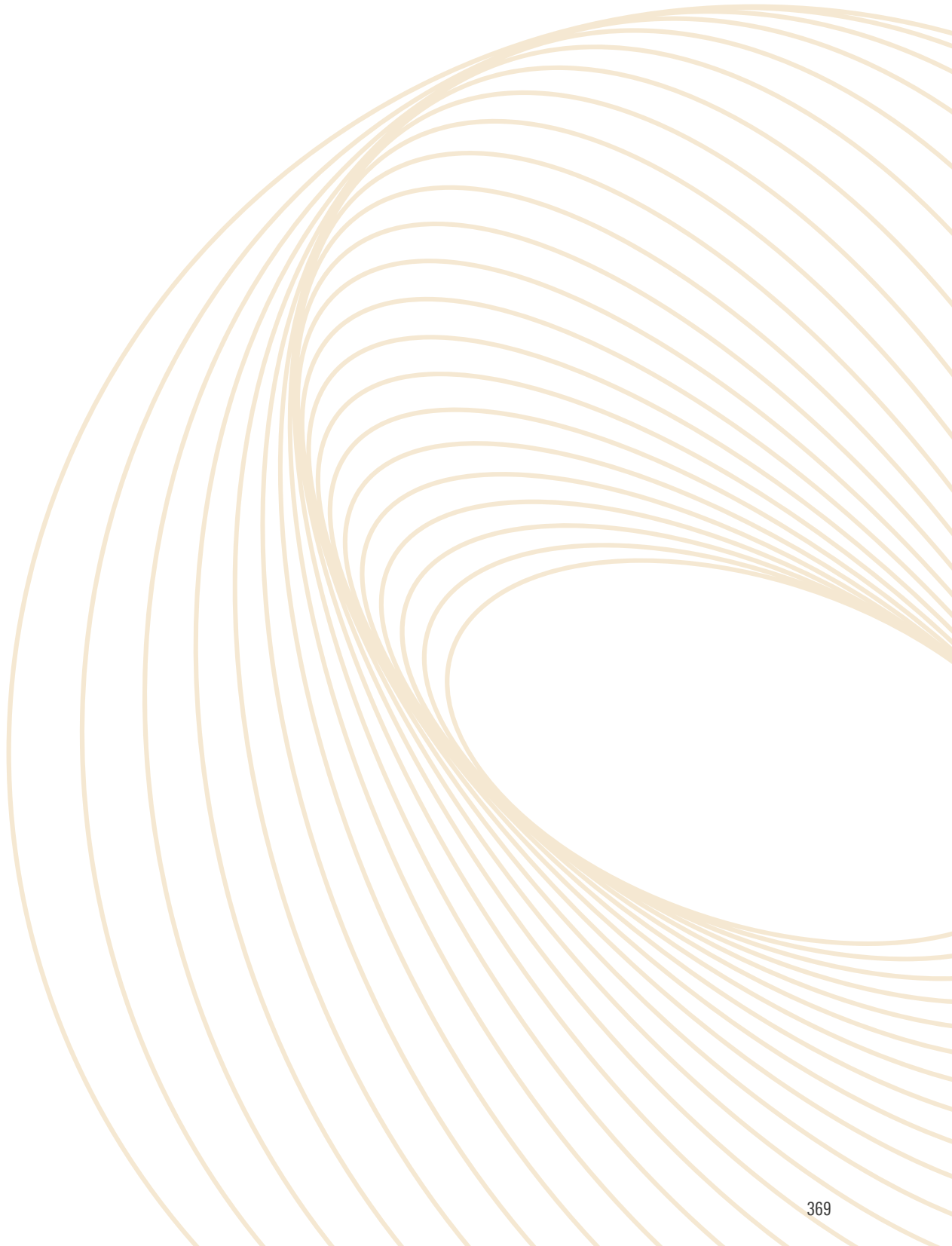
Coerentemente alla mission aziendale, nel corso del 2020 sono state avviate varie attività volte a perseguire gli obiettivi delineati del piano di innovazione triennale 2019-2021.

Sono state altresì consolidate specifiche attività di cooperazione con enti di ricerca e istituzioni allo scopo di estendere e integrare il processo di innovazione relativamente agli ambiti della sostenibilità energetica.

Nel corso del 2021 è stato approvato dalla giunta comunale e ufficialmente presentato alla cittadinanza e agli organi istituzionali preposti, il Piano di Azione per Energia Sostenibile e il Clima (PAE-SC) di Roma Capitale. L'implementazione delle azioni previste dal Piano prevede una riduzione delle emissioni climalteranti pari al 51% circa al 2030, se tempestivamente attuate dall'amministrazione comunale, migliorando l'obiettivo del 40% inizialmente fissato.

Nell'ambito delle collaborazioni rivolte alla trasformazione digitale, è stata consolidata e ampliata la collaborazione relativa alla sperimentazione della piattaforma nazionale basata su tecnologia blockchain (Italian Blockchain Service Infrastructure – IBSI) funzionale al processo di digitalizzazione della PA e del sistema paese. In particolare, il tavolo di lavoro ha visto ampliare la partecipazione dei soggetti istituzionali coinvolti con l'inclusione di ATAC, Politecnico di Milano, Regione Veneto, Poligrafico dello Stato e Automobile Club d'Italia.

Riguardo alla sperimentazione tecnologica sono state concluse, a inizio 2021, specifiche attività informative e di codesign (workshop di tecnologie digitali) all'interno del GSE, volte ad approfondire potenziali ambiti di impiego di tecnologie quali l'intelligenza artificiale, big data e realtà virtuale/aumentata. Le suddette attività hanno consentito l'avvio nel corso del 2021 di proof of concept, inerenti l'applicazione di tecnologie quali intelligenza artificiale/big data e realtà aumentata/virtuale agli ambiti dell'automazione e dell'efficiamento dei processi di GSE, volti alla promozione e all'impiego delle fonti energetiche rinnovabili.



by Alternative-Group.it

