



Camera dei deputati

XVIII LEGISLATURA

Documentazione e ricerche



Le fonti rinnovabili

n. 165

14 giugno 2021

Camera dei deputati

XVIII LEGISLATURA

Documentazione e ricerche

Le fonti rinnovabili

*Risultati, obiettivi, incentivi
e progetti di sviluppo nel PNRR*

n. 165

14 giugno 2021

Servizio responsabile:

SERVIZIO STUDI – Dipartimento Attività produttive

☎ 066760-3403 – ✉ st_attprod@camera.it -  [@CD_Atprod](https://twitter.com/CD_Atprod)

SEGRETERIA GENERALE – Ufficio Rapporti con l'Unione europea

☎ 066760-2145 – ✉ cdvue@camera.it

ha curato il paragrafo “Le prospettive di riforma del quadro europeo indicate dal Green Deal” contenuto nel Capitolo 2.

La documentazione dei servizi e degli uffici della Camera è destinata alle esigenze di documentazione interna per l'attività degli organi parlamentari e dei parlamentari. La Camera dei deputati declina ogni responsabilità per la loro eventuale utilizzazione o riproduzione per fini non consentiti dalla legge. I contenuti originali possono essere riprodotti, nel rispetto della legge, a condizione che sia citata la fonte.

File: AP0232

INDICE

▪ Premessa	3
▪ 1. Gli obiettivi per il 2020. I risultati dell'Italia	6
▪ 2. Gli obiettivi al 2030 nel quadro europeo in evoluzione	14
▪ 3. Il PNRR: gli investimenti per lo sviluppo delle rinnovabili.....	38
▪ 4. Meccanismi di sostegno alle rinnovabili elettriche	77
▪ 5. Meccanismi di sostegno alle rinnovabili termiche.....	108
▪ 6. Meccanismi di sostegno al biometano e ai biocarburanti avanzati nei trasporti.....	113
▪ Indice analitico	119

Technological development has so far been associated with increased consumption rather than the reverse. Historically, modern states embraced economic thought that focused on economic growth and conceptualised social and environmental problems as externalities.

However, recent decades have seen a variety of initiatives to ‘rethink economics’ and develop theoretical perspectives that combine attention to the legitimate needs of the present human population with the need for a transformation to a sustainable future.

[\(European Environment Agency, Growth without economic growth, Jan-May 2021, extract\).](#)

Premessa

Le **fonti energetiche rinnovabili (FER)** svolgono un ruolo di primo piano nell'ambito del sistema energetico italiano, essendo già maturata una esperienza ultradecennale di sostegno pubblico, prevalentemente finanziata mediante una specifica quota delle bollette energetiche di imprese e famiglie. Lo sviluppo delle FER è funzionale ad un sistema energetico più sostenibile ed efficiente, meno dipendente dai combustibili fossili e dunque meno inquinante.

Le accennate misure di promozione hanno prodotto risultati importanti: sulla base dei dati Eurostat, **l'Italia è tra i Paesi con le migliori performance in termini di sfruttamento delle energie rinnovabili**, avendo raggiunto in anticipo, sin dall'anno 2014, gli obiettivi al 2020 (17% di energia da FER sui consumi finali lordi complessivi).

Questi risultati sono compiutamente illustrati nel **capitolo 1**.

Quanto ai *target* 2030, il quadro normativo, sia a livello comunitario che nazionale, è in piena evoluzione, essendo in corso una revisione al rialzo degli obiettivi in materia di riduzione di emissioni, energie rinnovabili e di efficienza energetica, già fissati nel 2018 dal *Clean energy package*.

Il “**Green Deal Europeo**” (COM (2019) 640 *final*), adottato, poco dopo, a fine 2019, ha riformulato su nuove basi l'impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente. Il Documento prevede un piano d'azione di medio lungo termine finalizzato a trasformare l'UE in un'economia competitiva e contestualmente efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra, in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Tra le azioni chiave del piano, la proposta di "legge europea sul clima", il cui *iter* di approvazione è ancora in corso, delinea dunque un più ambizioso obiettivo di riduzione delle emissioni di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Il nuovo *target* conseguentemente richiederebbe, secondo la stessa Commissione, di innalzare la quota di energia da fonti rinnovabili nell'UE del 38-40 %.

Appare pure opportuno evidenziare lo stretto legame tra il raggiungimento degli obiettivi climatici e di transizione energetica fissati dal *Green Deal* e il Piano europeo di ripresa dell'economia dell'UE. La pandemia, e la conseguente crisi economica, hanno spinto l'Unione a formulare una risposta coordinata a livello sia congiunturale, sia strutturale, in particolare con il lancio a fine maggio 2020 del programma *Next Generation EU* (NGEU).

Tra le sei grandi aree di intervento (pilastri) sui quali i Piani nazionali di ripresa e resilienza si devono focalizzare ai fini dell'ottenimento del sostegno europeo, figura *in primis* la Transizione verde, la quale discende direttamente dal *Green Deal* e dal doppio obiettivo dell'Ue sopra delineato (neutralità climatica entro il 2050 e riduzione di gas serra del 55 per cento entro il 2030).

Il **Piano nazionale di ripresa e resilienza**, di recente presentazione, è redatto sulla base di tali *target* e profila dunque un consistente sostegno ai progetti di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, preannunciando un aggiornamento del Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC) e della Strategia di lungo termine per la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, per riflettere i mutamenti nel frattempo intervenuti in sede europea.

In particolare, gli incentivi contenuti nel PNRR per accelerare e potenziare la produzione di energia elettrica da FER e lo sviluppo **dell'idrogeno** sono ritenuti essenziali, come essenziali sono le **semplificazioni** delle **procedure autorizzative** delle **infrastrutture** energetiche per la produzione di energia da FER, perseguite anche con il recente decreto-legge n. 77/2021 (cd. Semplificazioni).

Per queste ragioni, il presente *dossier* verrà successivamente integrato da una seconda parte relativa alle procedure autorizzative per gli impianti a FER, una volta che sarà concluso l'esame del nuovo decreto legge di semplificazione (decreto-legge n. 77/2021, attualmente all'esame del Parlamento).

L'intrecciarsi delle politiche di transizione ecologica e dei relativi investimenti, con un'analisi di dettaglio dei singoli progetti per lo sviluppo delle FER contenuti nel PNRR, sono illustrati nei **capitoli 2 e 3**.

La successiva parte del Dossier è dedicata ad illustrare i meccanismi di sostegno alle **fonti rinnovabili**, dando rilievo al loro impatto sul costo dell'energia, in particolare per ciò che attiene alle FER elettriche.

L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), in proposito, ha più volte segnalato al Parlamento e al Governo l'opportunità di un intervento legislativo volto al trasferimento alla fiscalità generale di almeno una quota parte degli oneri generali di sistema, con l'eliminazione

dalla bolletta elettrica gli oneri non direttamente connessi agli obiettivi di sviluppo ambientalmente sostenibile e quelli finalizzati al contrasto della povertà energetica, sottolineando anche il peso considerevole degli oneri di sistema sul processo di liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio.

I vari tipi di incentivi, il loro periodo di validità e il problema della loro incidenza sul costo dell'energia sono affrontati nei **capitoli da 4 a 6**, relativi, rispettivamente, alle FER elettriche, alle FER termiche e alle FER nei trasporti.

1. Gli obiettivi per il 2020. I risultati dell'Italia

L'incidenza della pandemia da COVID-19 sui consumi di energia nel 2020

Nel **2020**, la crisi globale determinata dalla **pandemia** da COVID-19 ha avuto ripercussioni rilevanti sul **fabbisogno energetico** e sui sistemi energetici su scala globale e, nello specifico, sul comparto petrolifero.

Come evidenzia [ENEA](#)¹, le misure di contenimento del contagio progressivamente adottate dai vari paesi, tra cui – soprattutto – le limitazioni alla mobilità (e il relativo impatto sul settore dei trasporti, principalmente quello aereo, ma anche il trasporto pubblico su gomma e ferro e quello privato) hanno originato un repentino calo della domanda di petrolio greggio e raffinati, in particolare benzina e carboturbo (utilizzato nel trasporto aereo), oltre a una significativa riduzione dell'attività di raffinazione². Quanto al mercato del gas, la domanda si è dimostrata più resiliente di quanto inizialmente previsto, in particolare in Asia (dove la domanda cinese ha continuato a crescere) e anche in Europa.

In **Italia**, il fabbisogno energetico è stato condizionato dal forte **rallentamento** della **produzione industriale**³ e dal **calo dei volumi di traffico** (determinando la forte contrazione dei consumi di petrolio) Anche la **componente climatica** ha fornito (eccezion fatta per gli ultimi tre mesi

¹ Si richiama la recente pubblicazione [ENEA](#) “*Analisi trimestrale del sistema energetico italiano – Anno 2020*” n. 1/2021, di marzo 2021.

² Nella pubblicazione, ENEA evidenzia che, nel 2020, la **domanda petrolifera mondiale è scesa in media d'anno a 91 milioni di barili al giorno**, con una contrazione di 8,7 Mbl/g, ma nel II trimestre è scesa fino a una media di 83 Mbl/g, ben 16 Mb/g in meno rispetto a un anno prima. Ciò ha determinato, in cascata, un **effetto rilevante sui prezzi del petrolio, scesi sui minimi storici ad aprile**. L'inizio della campagna vaccinale nel dicembre 2020 ha generato un crescente ottimismo, anche per la ripresa economica cinese. Ne è scaturita una **ripresa di tutti i mercati energetici**, con i prezzi del greggio e dei prodotti raffinati in salita all'inizio del 2021. Tuttavia, la ripresa a livello mondiale è **ancora condizionata** dal clima di incertezza associato alle **nuove varianti** del *virus* (inglese, brasiliana e sudafricana), che potrebbero rallentare il percorso di uscita dalla fase pandemica e, di conseguenza, il ripristino di condizioni di vita (e di consumo) più simili a quelle del periodo pre-pandemico. Inoltre, se da una parte **ci si attende comunque un aumento dei consumi petroliferi** nel 2021, dall'altra **le raffinerie**, stante la grande quantità di prodotti rimasti invenduti nel 2020, **devono ancora risolvere la questione del livello di saturazione dei depositi**, senza che questo danneggi le quote di mercato dei prodotti. I margini di raffinazione ancora molto bassi confermano la difficile ripresa del mercato dei prodotti e il settore della raffinazione si conferma essere uno di quelli maggiormente colpiti dalla contrazione della domanda. Complessivamente, le **attese per il 2021** sono di una **ripresa solo parziale della domanda**, che sebbene a fine anno potrebbe riavvicinarsi ai 100 Mb/g ([IEA, Oil Market Report](#)), in media d'anno è attesa collocarsi a circa 96 Mb/g, solo 5 Mb/g in più rispetto al 2020.

³ In Italia, la crisi sanitaria ed economica ha infatti determinato nel 2020 un nuovo e **deciso crollo di PIL e produzione industriale** paragonabile, in termini di variazione tendenziale, ai cali del 2009. Allora la produzione industriale si ridusse del 19% rispetto all'anno precedente (nel 2020 il calo è dell'11%), mentre il calo del PIL fu del 5% (inferiore a quello del 2020, -8,9%).

dell'anno, con temperature più rigide) una spinta alla **riduzione dei consumi** (gas per il riscaldamento).

Secondo le stime ENEA, nel **2020 il fabbisogno di energia primaria** è stato pari a circa **154 Mtep, in calo del 10%** rispetto al **2019**. Si tratta, rileva l'Agenzia, del calo maggiore registrato dal Paese in tempi di pace⁴, le cui cause sono da ricercare, in larga parte, nei **minori consumi di petrolio**, ma anche di importazioni di elettricità, gas naturale e solidi. **In tale contesto, in lieve aumento sono stimate solo le rinnovabili elettriche**, che confermano quindi un andamento, seppur moderatamente, crescente.

⁴ Superato solo dai cali del 1943-44, mentre nell'anno della crisi del 2009 la domanda di energia si ridusse del 5,7%, in perfetto allineamento con la caduta del PIL. In particolare, circa i 2/3 del calo della domanda è maturato nella prima metà dell'anno, specie nel II trimestre, quando si sono registrate riduzioni tendenziali superiori al 20%, in concomitanza con l'adozione delle misure restrittive per la mobilità e le attività produttive per il contenimento della pandemia. Nella seconda metà dell'anno i cali sono stati ancora rilevanti ma più contenuti: le riduzioni tendenziali sia per il III che per il IV trimestre sono infatti stimate pari al 6%. Sul dato dell'ultimo trimestre hanno tuttavia inciso le temperature più rigide dell'ultima parte dell'anno (rispetto allo stesso periodo del 2019) che hanno spinto i consumi di gas per il riscaldamento, ridimensionando in parte il calo complessivo della domanda di energia, che sarebbe altrimenti risultato più marcato.

Gli obiettivi 2020, raggiunti, secondo i criteri di contabilizzazione della Direttiva RED I

La [Direttiva n. 2009/28/UE](#) del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, **cd. RED I**, ha fissato per l'Italia **per il 2020**:

- a) un **obiettivo complessivo** (*Overall target*) che consiste nel **soddisfare con energia da FER il 17% dei consumi finali lordi di energia**⁵;
- b) un **obiettivo settoriale** che consiste nel soddisfare con energia da FER **il 10% dei consumi complessivi per i trasporti**.

Ai sensi del **decreto legislativo n. 28/2011**, di recepimento della Direttiva, il **grado di raggiungimento degli obiettivi è monitorato annualmente dal GSE**, secondo la metodologia approvata dal **Decreto del Ministero dello sviluppo economico 14 gennaio 2012**. Il **contributo** che le diverse **regioni e province autonome italiane** sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento del **target nazionale 2020** *cd. overall target* (pari al 17%) è stato fissato nel **Decreto 15 marzo 2012** del Ministero dello sviluppo economico (*c.d. decreto burden sharing*). Il **Decreto 11 maggio 2015** del Ministero dello sviluppo economico ha approvato la metodologia da applicare per misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali e ha poi previsto – all'articolo 7 – la pubblicazione annuale di “[...] **un rapporto statistico sul monitoraggio del grado di raggiungimento dell'obiettivo nazionale e degli obiettivi regionali in termini di quota dei consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili (CFL), a livello complessivo e con riferimento ai settori elettrico, termico e dei trasporti**”. Si rinvia all'**ultimo Rapporto del 5 agosto 2020**.

Secondo i **criteri di contabilizzazione** previsti dalla [Direttiva](#) (*si tratta di criteri differenti rispetto alle contabilizzazioni del Bilancio Energetico Nazionale*)⁶, nel 2019 i Consumi Finali Lordi (CFL) di energia **da FER** in

⁵ Il **Consumo Finale Lordo di Energia (CFL)** è dato da “i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione” (Decreto Legislativo 28/2011).

⁶ L'attività statistica sulle fonti rinnovabili – come evidenzia il **GSE** nel [Rapporto FER 2019, pubblicato a marzo 2021](#) (pag. 6 e ss.) - perseguono due finalità, strettamente correlate:

- la **produzione statistica ordinaria**, per fornire al pubblico informazioni ufficiali sullo sviluppo e sulla diffusione delle FER in Italia, in un quadro di definizioni e classificazioni consolidato e armonizzato con gli altri Paesi UE. Dal 2017 il GSE fa parte del Sistema statistico europeo ed è responsabile della trasmissione a Eurostat, tra l'altro, *dell'Annual questionnaire* sulle fonti rinnovabili;
- il **monitoraggio annuale del grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali e regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili al 2020** assegnati, rispettivamente, dalla **Direttiva 2009/28/CE** e dal Decreto 15 marzo 2012 del MISE (*c.d. Decreto cd. Burden sharing*).

Alle due finalità corrispondono definizioni e criteri di calcolo lievemente differenti.

Italia sono stati pari a 21,9 Mtep, in aumento di circa 0,3 Mtep rispetto al 2018 (+1,3%). La **quota** dei CFL coperta da **FER** nel **2019** è risultata pertanto pari a **18,2%**, un valore in crescita rispetto al 2018 (17,8%).

L'Italia è uno dei 14 Paesi europei in cui, nel 2019, si è rilevata una quota dei Consumi finali lordi coperta da rinnovabili superiore all'obiettivo fissato dalla Direttiva RED I per il 2020. Il dato complessivo relativo all'UE28 (18,9%) è invece circa un punto percentuale al di sotto del *target* al 2020 (20%)⁷.

Il superamento dell'*overall target* è stato peraltro conseguito dall'Italia sin dall'anno 2014.

L'*overall target* è espresso in termini di incidenza percentuale delle rinnovabili (FER) sui consumi finali lordi di energia (CFL), esso dunque si basa su un **criterio dinamico**, il quale dipende, oltre che dal *trend* di diffusione delle FER (e dagli interventi di efficienza energetica), anche dall'andamento dei consumi energetici complessivi del Paese.

Tale considerazione assume particolare rilievo relativamente all'anno **2020**, sul quale, come descritto nel precedente paragrafo, ha profondamente inciso la **pandemia da COVID-19**. Come illustrato nel paragrafo precedente, l'emergenza epidemica e le misure limitative adottate per contenere l'espandersi dei contagi hanno determinato una riduzione dei consumi finali lordi complessivi in misura più che proporzionale rispetto ai consumi finali lordi da FER e ciò ha, secondo le stime GSE, amplificato il margine di superamento del *target europeo*.

La quota **FER** sui CFL complessivi, calcolata applicando i criteri della Direttiva, si attesterebbe nell'**anno 2020** – secondo le più recenti stime⁸- intorno al **20%**. Anche la quota FER nel settore **Trasporti**⁹ aumenterebbe

Ai fini della **produzione statistica ordinaria**, il principale riferimento è il Regolamento CE n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo alle statistiche dell'energia e ss. mod. (particolare, cfr. Allegato B del Regolamento). Ai fini del **monitoraggio dei target UE al 2020**, invece, la **Direttiva 2009/28/CE** - pur muovendosi in coerenza con il sistema Eurostat - **ha previsto, in alcuni ambiti, metodi di contabilizzazione dell'energia rinnovabile leggermente differenti** rispetto ai regolamenti e documenti tecnici sopra elencati.

Dunque, la contabilizzazione Eurostat dei consumi ai fini dei *target* 2020 diverge dalla contabilizzazione dei consumi secondo il Bilancio energetico nazionale.

⁷ Si rinvia, sul punto, alla pubblicazione del GSE, "[Fonti rinnovabili in Italia ed in Europa 2019](#)", di aprile 2021

⁸ GSE "[Energia da fonti rinnovabili in Italia - Rapporto Statistico 2019](#)" pubblicato il **26 marzo 2021**, pag. 27 e "[Rapporto sull'attività 2020](#)", pubblicato il **25 maggio 2021**.

⁹ Come sottolinea il GSE, l'**impiego di fonti rinnovabili nel settore Trasporti** in Italia è costituito dall'**immissione in consumo di biocarburanti** (biodiesel, biometano, bioetanolo, bio-ETBE19), puri o miscelati con carburanti fossili. Ai sensi della Direttiva 2009/28/CE, così come modificata dalla Direttiva 2015/1513/UE (Direttiva ILUC), è possibile contabilizzare tra le fonti rinnovabili nel settore Trasporti anche l'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili; attualmente, tuttavia, i relativi consumi sono trascurabili (cfr. *infra*).

significativamente rispetto al dato 2019 (9,0%), fino a raggiungere, secondo le stime, il **target** del **10%** fissato dalla Direttiva RED I per lo stesso 2020.

CFL di energia da fonti rinnovabili e totali in Italia – anni 2012-2020 . Contabilizzazione secondo Direttiva RED I

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (stime preliminari)
FER – Elettricità	8,0	8,9	9,2	9,4	9,5	9,7	9,7	9,9	10,1
FER – Termico	10,2	10,6	9,9	10,7	10,5	11,2	10,7	10,6	10,1
FER – Trasporti ¹	1,4	1,3	1,1	1,2	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3
FER – Totale Consumi (A)	19,6	20,7	20,2	21,3	21,1	22,0	21,6	21,9	21,5
Consumi Finali Lordi (B)	127,1	123,9	118,5	121,5	121,1	120,4	121,4	120,3	107,5
Quota dei Consumi finali lordi coperta da FER (A/B)	15,4%	16,7%	17,1%	17,5%	17,4%	18,3%	17,8%	18,2%	20,0%

¹ Il dato si riferisce ai quantitativi di biocarburanti immessi in consumo nell'anno.

Fonte: GSE “[Rapporto sull'attività 2020](#)”, pag. 289.

• *Produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia nel 2019 e le prime stime 2020.*

Secondo i dati diffusi dal GSE¹⁰, a fine 2019, la produzione lorda di **energia elettrica da FER**, la potenza efficiente lorda degli oltre 893.000 impianti a fonti rinnovabili installati in Italia è pari a 55,5 GW (+2,2% rispetto all'anno 2018, legato principalmente alle nuove installazioni di impianti fotovoltaici ed eolici).

La **produzione lorda** di energia elettrica da FER, pari a 115,8 TWh, risulta in lieve crescita rispetto al 2018 (+1,3%). In aumento (+2,5%) è anche la produzione calcolata con i criteri della [Direttiva 2009/28/UE](#) ai fini del monitoraggio dei *target* UE (115,5 TWh, pari a 9,93 Mtep). Essa rappresenta il **35,0%** del Consumo Interno Lordo (**CIL**) di **energia elettrica**. Gli aumenti di produzione hanno riguardato l'eolico (+14,0%), il solare fotovoltaico (+4,6%) e le bioenergie (+2,1%). L'**idroelettrico**, che **contribuisce in via principale** alla produzione di energia elettrica da FER, per il 40% della produzione complessiva, è in flessione rispetto al 43% del 2018. Seguono il solare (20,4%), l'eolico (17,4%), le bioenergie (16,9%) e la geotermica (5,2%).

Settore elettrico – Produzione energia da FER – Anni 2012-2020

¹⁰ Rapporto FER 2019, pubblicato il 26 marzo 2021 (pag. 11 e ss.)

Fonte	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (stime preliminari)
Idraulica	41,9	52,8	58,5	45,5	42,4	36,2	48,8	46,3	46,7
Eolica	13,4	14,9	15,2	14,8	17,7	17,7	17,7	20,2	18,7
Solare	18,9	21,6	22,3	22,9	22,1	24,4	22,7	23,7	24,9
Geotermica	5,6	5,7	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0
Bioenergie ¹	12,5	17,1	18,7	19,4	19,5	19,4	19,2	19,6	19,6
Totale FER	92,2	112,0	120,7	108,9	108,0	103,9	114,4	115,8	116,0
CIL Consumo Interno Lordo	340,4	330,0	321,8	327,9	325,0	331,8	331,9	330,2	314,4
FER/CIL [%]	27,1%	33,9%	37,5%	33,2%	33,2%	31,3%	34,5%	35,1%	36,9%

Fonte: Terna, GSE

¹ Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas e bioliquidi.

Quanto alle **stime preliminari sul 2020**: il comparto idroelettrico mostra una crescita della produzione, attestandosi a 46,7 TWh. La produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica si attesta intorno a 25 TWh. Il comparto eolico subisce una riduzione in termini di produzione di 1,3 TWh, passando dai 20,2 TWh del 2019 a 18,7 TWh nel 2020. Il comparto geotermoelettrico rimane sostanzialmente stabile intorno ai 6 TWh. L'energia elettrica prodotta da biomassa, biogas, bioliquidi e rifiuti è pari a 19,6 TWh.

Per quanto riguarda il **settore termico**, il GSE indica che, nell'**anno 2019**, i consumi finali di energia da fonti rinnovabili sono ammontati a **10,6 Mtep**, in lievissima diminuzione rispetto all'anno precedente (-0,2%); i consumi finali lordi calcolati applicando i criteri della Direttiva 2009/28/CE risultano del tutto simili (10,6 Mtep). Rispetto al 2018, si osservano variazioni negative nelle due grandezze più rilevanti: appena significativa quella della **biomassa solida (-0,4%)**, più rilevante quella dell'energia rinnovabile da **pompe di calore (-3,8%)**.

Settore Termico – Energia da fonti rinnovabili nel 2019 (Mtep)

Fonte	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (stime preliminari)
Solare	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Geotermica	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Bioenergie ²	7,5	7,8	7,0	7,8	7,6	8,2	7,7	7,8	7,5
Pompe di calore	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,2
Totale FER	10,2	10,6	9,9	10,7	10,5	11,2	10,7	10,6	10,1

¹ I dati riportati comprendono consumi finali e consumi di calore derivato prodotto da impianti CHP e di sola produzione termica.

² Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas e bioliquidi.

Le stime preliminari dei consumi termici da FER relative al 2020 si attestano su un dato complessivo nazionale **inferiore di circa 0,5 Mtep** rispetto all'anno precedente.

Nel **2020**, il GSE stima, sulla base dell'andamento del fatturato di alcuni settori chiave, una **riduzione del consumo di biomassa nei settori non residenziali causata dalle chiusure che hanno colpito il settore dei servizi nel 2020**. Quanto alle **pompe di calore**, la stima indica un decremento **nel terziario**.

Per ciò che riguarda i **trasporti**, nel 2019 sono state immesse in consumo poco meno di **1,5 milioni di tonnellate di biocarburanti (+5% circa** rispetto all'anno precedente); il relativo contenuto energetico ammonta a 1,32 Mtep. Il 95,2% dei biocarburanti (in tonnellate) è costituito da biodiesel; è pertanto appena significativa l'incidenza del bio-ETBE e del biometano (2,4%). Si registra comunque un crollo dei consumi di bioetanolo.

Biocarburanti immessi in consumo in Italia (TJ)

Fonte	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (stime preliminari)
Biodiesel	52.878	49.312	44.176	47.807	42.229	43.069	50.957	52.153	52.046
- di cui sostenibile	52.852	49.311	44.173	47.807	42.142	43.010	50.957	52.153	52.039
- di cui double counting	14.134	4.766	7.760	18.821	32.362	14.948	24.485	39.085	36.041
Bio-ETBE	4.329	3.057	380	926	1.339	1.384	1.332	1.274	822
- di cui sostenibile	4.243	2.970	312	825	1.336	1.382	1.327	1.274	822
- di cui double counting	83	31	19	73	54	-	-	0	-
Bioetanolo	86	61	40	127	16	1	34	0	0
- di cui sostenibile	85	61	40	101	16	0	34	-	0
- di cui double counting	-	0	-	-	-	-	-	-	0
Biometano ¹	-	-	-	-	-	5	18	1.713	2.762
- di cui sostenibile	-	-	-	-	-	-	-	1.713	2.762
- di cui double counting	-	-	-	-	-	-	-	1.713	2.762
Totale	57.293	52.430	44.596	48.860	43.585	44.458	52.340	55.140	55.630
- di cui sostenibile	57.179	52.343	44.525	48.733	43.495	44.392	52.318	55.140	55.623
- di cui double counting	14.218	4.797	7.779	18.894	32.416	14.948	24.485	40.798	38.804

¹ 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.

Nell'anno **2020**, si registrano, in termini di quantità fisiche immesse in consumo, valori simili al 2019 per il biodiesel, una contrazione nel consumo di bio-ETBE (-35%) e una notevole crescita del biometano (+60%); si osserva inoltre una flessione nell'utilizzo di biodiesel *double counting*. In termini energetici, invece, nel 2020 si rileva un **leggero incremento rispetto al 2019 (+0,9%)** generato principalmente dall'incremento della quota

di biocarburanti che i soggetti obbligati sono stati tenuti a immettere in consumo nell'anno (da 8% a 9%).

2. Gli obiettivi al 2030 nel quadro europeo in evoluzione

L'attuale quadro normativo europeo

Il 12 dicembre 2015 si è conclusa a Parigi la XXI Conferenza delle Parti (COP21), con l'obiettivo di pervenire alla firma di un **accordo volto a regolare il periodo post-2020**. Tale accordo, adottato con la [decisione 1/CP21](#), definisce quale obiettivo di lungo termine il contenimento dell'aumento della temperatura ben al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1.5°C rispetto ai livelli pre-industriali.

L'accordo prevede che ogni Paese, al momento dell'adesione, comunichi il proprio "contributo determinato a livello nazionale" (**INDC – *Intended Nationally Determined Contribution***) con l'obbligo di perseguire misure domestiche per la sua attuazione. Ogni successivo contributo nazionale (da comunicare ogni cinque anni) dovrà costituire un avanzamento rispetto allo sforzo precedentemente rappresentato con il primo contributo.

L'Accordo di Parigi è **entrato in vigore il 4 novembre 2016** (ovvero 30 giorni dopo il deposito degli strumenti di ratifica da parte di almeno 55 Parti della Convenzione che rappresentano almeno il 55% delle emissioni mondiali di gas-serra) e **si applica dal 2021**. L'UE e i suoi Stati membri sono tra le 190 parti dell'accordo di Parigi. L'UE ha formalmente ratificato l'accordo il 5 ottobre 2016, consentendo in tal modo la sua entrata in vigore il 4 novembre 2016¹¹.

L'accordo di Parigi si inquadra nella cornice più ampia definita dall'[Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile](#), il programma d'azione adottato all'unanimità dai 193 Paesi membri delle Nazioni Unite nel settembre 2015, e si integra con i traguardi dell'Agenda, a partire dall'obiettivo 13 "Lotta contro il cambiamento climatico". In particolare, l'Accordo di Parigi definisce nel dettaglio i contenuti del sotto-obiettivo 13.2 dell'Agenda 2030, che richiede di **"integrare le misure di cambiamento climatico nelle politiche, strategie e pianificazione nazionali"**.

A seguito di tali impegni, l'Unione ha definito gli **obiettivi per il periodo 2021-2030, che costituiscono l'INDC dell'UE**. L'elemento centrale è l'obiettivo di **riduzione dei gas serra del 40%** a livello europeo rispetto all'anno 1990.

Al fine di raggiungere tali obiettivi è stato approvato, in sede europea - tra la fine dell'anno 2018 e l'inizio del 2019 - il pacchetto legislativo **"Energia pulita per tutti gli europei"** (noto come *Winter package o Clean energy package*).

Il pacchetto comprende diverse misure nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica. Composto dai seguenti atti legislativi, che hanno fissato gli obiettivi dell'UE al 2030:

- [Regolamento UE n. 2018/1999](#) del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla **governance dell'Unione dell'energia**, il quale reca istituti e procedure per conseguire gli obiettivi dell'Unione per il **2030** in materia di energia e di clima. Il **meccanismo di governance** delineato nel [Regolamento](#)

¹¹ L'Italia ha ratificato l'accordo con la [legge n. 204/2016](#). In base a quanto chiarito con il [Comunicato del Ministero degli affari esteri pubblicato nella G.U. del 6 dicembre 2016](#), l'Accordo è entrato **in vigore per l'Italia l'11 dicembre 2016**.

è essenzialmente basato sulle **Strategie nazionali a lungo termine** per la riduzione dei gas ad effetto serra, e, precipuamente, **sui Piani nazionali integrati per l'energia e il clima - PNIEC** che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030, nonché sulle corrispondenti relazioni intermedie, trasmesse dagli Stati membri, e sulle modalità integrate di monitoraggio della Commissione circa il raggiungimento dei **target unionali**, cui **tutti gli Stati membri concorrono secondo** le modalità indicate nei rispettivi **documenti programmatori**. Il **primo PNIEC**, che copre il periodo **2021-2030**, è stato **presentato dall'Italia** alle istituzioni europee a **fine dicembre 2019**.

- **[Regolamento \(UE\) 2018/842](#)** che fissa i livelli vincolanti delle **riduzioni delle emissioni** di ciascuno Stato membro **al 2030**. Come accennato, l'obiettivo vincolante a livello UE, indicato attualmente nel Regolamento, è di una **riduzione** interna di almeno il **40 % delle emissioni** di gas a effetto serra nel sistema economico rispetto ai livelli del 1990, da conseguire entro il **2030**. Per l'**Italia**, il livello fissato al 2030 è del **-33%** rispetto al livello nazionale 2005.
- **[Direttiva UE 2018/2002](#)** sull'**efficienza energetica** che modifica la Direttiva 2012/27/UE e fissa un obiettivo di riduzione dei consumi di energia primaria dell'Unione pari ad almeno il **32,5% al 2030** rispetto allo scenario 2007, al cui raggiungimento tutti gli SM devono concorrere. L'**Italia** si è prefissa un obiettivo di risparmio energetico del - **43%**;
- **[Direttiva UE 2018/2001](#)** sulla promozione dell'uso dell'energia da **fonti rinnovabili (RED II)**, della quale si dirà per esteso *infra*, che fissa **al 2030** una quota obiettivo dell'UE di energia da FER sul consumo finale lordo almeno pari al **32%**. L'**Italia**, che, come detto, sulla base delle stime del GSE, ha centrato gli obiettivi 2020, concorre al raggiungimento del target UE, con un obiettivo di consumo dal FER del **30%** al 2030;
- **[Direttiva \(UE\) 2018/844](#)** che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (**Direttiva EPBD- Energy Performance of Buildings Directive**);
- **[Regolamento \(UE\) n. 2019/943/UE](#)**, sul **mercato** interno dell'**energia elettrica** (testo per rifusione);
- **[Direttiva \(UE\) 2019/944](#)** relativa a norme comuni per il **mercato** interno dell'**energia elettrica** e che modifica la direttiva 2012/27/UE
- **[Regolamento \(UE\) n. 2019/941](#)** sulla preparazione ai **rischi** nel settore dell'**energia elettrica**, che abroga la direttiva 2005/89/CE;
- **[Regolamento \(UE\) 2019/942](#)** che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (**ACER**).

Le prospettive di riforma del quadro europeo indicate dal Green Deal

(a cura dell'Ufficio Rapporti con l'Unione europea)

Il **Quadro regolatorio 2030** fissato nel *Clean energy package* è in evoluzione, essendo in corso una **revisione al rialzo** dei **target** in materia di **riduzione di emissioni, energie rinnovabili** e di **efficienza energetica**.

All'indomani dell'adozione del pacchetto, in data 11 dicembre 2019, la Commissione europea ha infatti pubblicato la comunicazione "Il **Green Deal Europeo**" (COM(2019) 640 *final*). Il Documento ha **riformulato su nuove basi l'impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente** e ha previsto un piano d'azione finalizzato a trasformare l'UE in un'economia **competitiva e contestualmente efficiente** sotto il profilo delle risorse, **che nel 2050 non genererà emissioni** nette di gas a effetto serra, in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. È stata riconosciuta anche la necessità di predisporre un quadro favorevole che vada a beneficio di tutti gli Stati membri e comprenda strumenti, incentivi, sostegno e investimenti adeguati per assicurare una **transizione** efficiente in termini di costi, **giusta, socialmente equilibrata ed equa**, tenendo conto delle diverse situazioni nazionali in termini di punti di partenza.

A seguito dell'adozione del Documento, il **4 marzo 2020** la Commissione europea ha presentato la **proposta di "legge europea sul clima"**, seguita il successivo 17 settembre da una modifica alla proposta iniziale per includere un **obiettivo UE riveduto di riduzione delle emissioni di almeno il 55% entro il 2030** rispetto ai livelli del 1990.

Il nuovo e più ambizioso obiettivo di riduzione è stato approvato dal Consiglio europeo nella **riunione** del 10 e 11 dicembre 2020.

Il 17 dicembre 2020 il Consiglio dell'Unione europea ha adottato un orientamento generale, dopodiché il Consiglio e il Parlamento europeo hanno avviato una serie di triloghi, raggiungendo, il **21 aprile 2021**, un accordo politico provvisorio sull'introduzione nella legislazione dell'obiettivo della neutralità climatica dell'UE per il 2050 e della riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra (emissioni al netto degli assorbimenti) pari ad almeno il 55% entro il 2030. Il testo è stato approvato il 10 maggio 2021 dalla Commissione Ambiente del Parlamento europeo e dovrebbe essere esaminato dalla plenaria nel corso della seconda sessione di giugno.

L'aggiornamento del Quadro 2030 per il clima e l'energia e l'adeguamento dei vigenti obiettivi in materia di energie rinnovabili ed efficienza energetica, sono previsti dal **Piano climatico 2030**, presentato nel settembre 2020, e confermati dal **Programma di lavoro** della Commissione per il 2021. Entro l'estate dovrebbe essere presentato un pacchetto di proposte legislative che dovrebbe tra l'altro comprendere:

- la revisione del sistema di **scambio di quote di emissioni** dell'UE (*Emission Trading Scheme* - ETS), del regolamento sulla **condivisione degli sforzi** (*Effort sharing regulation* - ESR), e del regolamento sull'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas ad effetto serra risultanti dall'**uso del suolo**, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura (*Land use, land use change and forestry* - LULUCF);
- la revisione delle direttive in materia di **energie rinnovabili, efficienza energetica e prestazione energetica nell'edilizia**;
- la revisione delle norme per il **mercato interno del gas** (terzo pacchetto "Energia"), della direttiva sulla **tassazione dei prodotti energetici** e della direttiva sulla realizzazione di **un'infrastruttura per i combustibili alternativi**.

Lo scorso **17 novembre**, la Commissione europea ha avviato due **consultazioni pubbliche** aventi ad oggetto la **revisione** della **Direttiva sulle fonti rinnovabili** RED II e della **Direttiva sull'efficienza energetica** 2012/27/UE. Le consultazioni si sono chiuse il **9 febbraio 2021**.

La **valutazione dei piani nazionali** per l'energia e il clima degli Stati membri per il periodo 2021-2030, pubblicata dalla Commissione europea, evidenzia che il nuovo obiettivo climatico di riduzione delle emissioni di almeno il 55% **richiederebbe di innalzare la quota di energia da fonti rinnovabili nell'UE del 38-40 %**.

Nell'ambito delle iniziative prospettate dal Green Deal, la Commissione europea ha inoltre presentato alcuni documenti per la **transizione energetica**, che riveste un ruolo centrale nel percorso verso la neutralità climatica: la **strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico**, basato su sinergie e collegamenti tra differenti vettori, infrastrutture e settori di consumo; la **strategia sull'idrogeno**, vettore per il trasporto e lo stoccaggio di energie rinnovabili; la **strategia per l'ondata di ristrutturazioni**, per promuovere la riqualificazione del patrimonio immobiliare, e migliorarne le prestazioni energetiche; la **strategia dell'UE per le energie rinnovabili offshore**, per incrementare il contributo del settore alla decarbonizzazione aumentandone la capacità fino ad almeno 60 GW di energia eolica e 1 GW di energia oceanica entro il 2030 e successivamente 300 GW e 40 GW rispettivamente entro il 2050, a fronte degli attuali 12 GW.

Alle strategie si aggiungono la proposta di regolamento per la **revisione delle norme UE sulle reti transeuropee dell'energia** (TEN-E), per adeguare le infrastrutture al futuro sistema energetico dell'Unione, anche in previsione dell'espansione della rete *offshore*, e la **proposta di regolamento** sulle **batterie**, per promuoverne lo sviluppo e la produzione.

Appare pure opportuno evidenziare lo **stretto legame** tra raggiungimento degli obiettivi climatici e di transizione energetica e il **Piano europeo di ripresa** dell'economia dell'UE. La pandemia, e la conseguente crisi economica, hanno spinto l'Unione a formulare una risposta coordinata a livello sia congiunturale, sia strutturale, in particolare con il lancio a fine maggio 2020 del programma *Next Generation EU* (NGEU).

Il **programma NGEU** comprende due strumenti di sostegno agli Stati membri. Il REACT-EU, concepito per operare nel breve per aiutare gli Stati europei nella fase iniziale di rilancio delle loro economie (2021-2023) e il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (RRF) che ha invece una durata di sei anni, dal 2021 al 2026. Tra le sei grandi aree di intervento (pilastri) sui quali i **Piani nazionali di ripresa e resilienza** si devono focalizzare ai fini dell'ottenimento del sostegno europeo, figura *in primis* la **Transizione verde**, la quale discende direttamente dal *Green Deal* e dal doppio obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e ridurre le emissioni di gas a effetto serra del 55 per cento rispetto allo scenario del 1990 entro il 2030. Il **Regolamento n. 2021/241/UE** che istituisce il Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza, prevede (art. 18) che un minimo del **37 per cento della spesa** per investimenti e riforme programmata nei PNRR debba sostenere gli **obiettivi climatici**. Inoltre, tutti gli investimenti e le riforme previste

da tali piani devono rispettare il principio del "non arrecare danni significativi" all'ambiente. In tale contesto, come meglio si dirà *infra*, gli obiettivi di **sviluppo delle fonti rinnovabili** rivestono un **ruolo centrale**.

A questo proposito, in avvio del semestre europeo 2021, nella [Strategia annuale della Crescita sostenibile 2021](#) (*Annual Growth Sustainable Strategy*, di settembre 2021) sono stati lanciati dalla Commissione europea i principi fondamentali e prioritari per la redazione dei **Piani nazionali per la ripresa e la resilienza (PNRR)**: si tratta di **programmi bandiera dell'Unione** (*Flagship programmes*), che fissano degli obiettivi intermedi al 2025. Si citano in questa sede i programmi "*Power up*", "*Renovate*" e "*Recharge and refuel*". Il *Power up* (premere sull'acceleratore) è l'iniziativa faro che mira ad **incrementare di 500 GW la produzione di energia rinnovabile** entro il **2030**, e chiede agli Stati membri di realizzare quasi il 40 % di questo obiettivo entro il 2025. Coerentemente con la Strategia europea sull'**idrogeno**, si chiede poi di sostenere l'installazione di **6 GW** di capacità di **elettrolizzatori** e la produzione e il trasporto di **1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile** in tutta l'UE entro il 2025.

L'iniziativa faro *Renovate* (ristrutturare) chiede di migliorare l'efficienza energetica e delle risorse degli edifici pubblici e privati, con un **raddoppio entro il 2025 del tasso di ristrutturazione** e la promozione delle ristrutturazioni profonde. *Recharge and refuel* (ricaricare e rifornire) punta, **entro il 2025**, a costruire **1 milione di punti di ricarica** sui tre milioni necessari nel 2030 e **metà delle 1.000 stazioni di idrogeno necessarie**.

Il nuovo livello di ambizione definito in ambito europeo, fornisce quindi l'inquadramento strategico per l'evoluzione del sistema, sul piano normativo e programmatico, europeo ed interno.

Il [Piano nazionale di ripresa e resilienza](#), di recente presentazione, profila infatti un futuro aggiornamento del [Piano Nazionale integrato Energia e Clima \(PNIEC\)](#) e della [Strategia di Lungo Termine per la Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra](#), per riflettere i mutamenti nel frattempo intervenuti in sede europea.

La Direttiva RED II e gli obiettivi dell'Italia al 2030 nel PNIEC

La [Direttiva \(UE\) 2018/2001](#) (cd. RED II) dispone che gli Stati membri provvedano collettivamente a far sì che, nel **2030**, la quota da **fonti rinnovabili** nel **consumo finale lordo** di energia dell'**Unione** sia almeno pari al **32%** (articolo 1 e articolo 3, par. 1) e la quota da fonti rinnovabili nei **trasporti** sia almeno pari al **14%** del consumo finale in tale settore (articolo 25, par. 1)¹².

Gli **Stati membri** devono, ciascuno, fissare, **nell'ambito** dei Piani nazionali integrati per l'energia e il clima - PNIEC, i propri **contributi nazionali** ai fini del raggiungimento dell'obiettivo vincolante collettivo dell'UE (articolo 3, par. 1).

Tale previsione ha contenuto auto-applicativo (articolo 37) ed è stata, come detto, già adempiuta, posto che – in attuazione del processo di *governance* dell'energia definito nel [Regolamento \(UE\) 2018/1999](#) – il [PNIEC nazionale per il periodo programmatico 2021-2030](#) è stato già stato predisposto, e notificato nella sua versione definitiva alla Commissione stessa a fine 2019.

Lo scorso **17 novembre 2020**, la Commissione europea ha avviato due **consultazioni pubbliche** aventi ad oggetto la **revisione** della **Direttiva** qui in esame, alla luce dei più ambiziosi obiettivi del *Green Deal* in materia di energia e clima. Le consultazioni si sono chiuse il **9 febbraio 2021**. La [valutazione dei piani nazionali](#) per l'energia e il clima degli Stati membri per il periodo 2021-2030, pubblicata dalla Commissione europea, evidenzia che il nuovo obiettivo climatico di riduzione delle emissioni di almeno il 55% al 2030 **richiederebbe di innalzare la quota di energia da fonti rinnovabili nell'UE del 38-40%**.

Posto che il procedimento di revisione della Direttiva è ancora in corso, si descriveranno in questa sede i contenuti – “a legislazione vigente” – delineati nella Direttiva e nel PNIEC, premettendo che il Governo, nel **Piano nazionale di ripresa e resilienza** – il quale già “assorbe” i *target* più elevati delineati dalla Commissione nei “*Flagship Programme*” della Strategia annuale della Crescita sostenibile di settembre scorso - profila un futuro aggiornamento del **PNIEC**, per riflettere i mutamenti nel frattempo intervenuti.

¹² La Direttiva conferma che, **a decorrere dal 1° gennaio 2021**, la **quota di energia da fonti rinnovabili** nel consumo finale lordo di ciascuno Stato membro **non debba essere inferiore a dati limiti**, per l'**Italia** tale quota è pari al **17%** (allegato I, parte A), **valore già raggiunto dal nostro Paese**.

In base a quanto previsto dalla Direttiva RED II, il **PNIEC** indica il contributo dell'Italia all'*overall target* unionale, prefiggendosi al **2030** una quota di **energia da FER** pari al **30%** del consumo finale lordo.

Pertanto, stando alle stime 2020, la differenza assoluta da colmare per raggiungere l'*overall target* al 2030 risulterebbe, allo stato, pari a circa 10 punti percentuali.

Per i trasporti, il PNIEC fissa al **22% l'obiettivo di consumo da FER**, ben al di sopra di quello obbligatorio definito dalla Direttiva RED II (14%).

Il *target* in questione è in capo ai fornitori di prodotti energetici nei trasporti. Esso, inoltre, non è direttamente confrontabile con il *target* del 10% fissato per il 2020, in quanto dovrà essere calcolato con criteri differenti.

In particolare, per il settore **elettrico** il PNIEC prevede al 2030 una quota FER del **55%**, il cui contributo principale è atteso dallo **sviluppo del fotovoltaico (52 GW al 2030, + 32 GW dagli attuali 20 GW) e dell'eolico (circa 19 GW al 2030, +9 GW rispetto agli attuali 10 GW)**. Per raggiungere tali obiettivi, il Piano considera un ampio portafoglio di misure, sia per grandi che per piccoli impianti, come nuove procedure competitive per l'assegnazione di incentivi nell'ambito dei PPA - *Power Purchase Agreement* (accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine), promozione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo, semplificazione delle procedure autorizzative, ottimizzazione delle principali produzioni esistenti, etc..

Nel **settore termico** l'obiettivo atteso è del **33,9%**, con una notevole diffusione delle pompe di calore e con un miglioramento delle prestazioni energetiche e ambientali degli apparecchi a biomassa, puntando al contempo a un deciso efficientamento dei consumi termici grazie alle politiche già poste in essere in materia di efficienza energetica.

Quanto ai **trasporti**, l'obiettivo (22%) si persegue secondo il PNIEC grazie alla riduzione dei consumi, all'incremento dell'immissione in consumo di biocarburanti, soprattutto **biometano e altri avanzati**, e dalla crescita sostenuta della mobilità elettrica sia su rotaia che su strada (previsti **al 2030** circa **6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica** di cui circa 4 milioni puramente elettriche e 2 milioni ibride *plug in*).

Obiettivi 2030 di crescita della potenza da fonti rinnovabili (MW). Fonte PNIEC

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	68.130	95.210

La Direttiva fornisce agli Stati membri i **criteri di calcolo del consumo finale lordo** di energia da fonti rinnovabili (articolo 7 e Allegato II) e di **consumo finale lordo di energia da FER nei trasporti** (articoli 25-27 e Allegato IX).

Ai sensi dell'**articolo 7** della Direttiva, il **consumo finale lordo (CFL) di energia da rinnovabili** in ogni Stato membro è calcolato come la somma:

- dei CFL di energia elettrica da FER, che include anche l'energia elettrica prodotta dagli autoconsumatori di energia rinnovabile e da comunità di energia rinnovabile;
- dei CFL di energia da FER per il settore del riscaldamento e del raffrescamento;
- del CFL da FER nel settore dei trasporti.

La quota di energia da FER è calcolata dividendo il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il consumo finale lordo di energia da tutte le fonti energetiche, espressa in termini di percentuale. Come già osservato nei paragrafi precedenti, si tratta di un criterio dinamico, che dipende non solo dal *trend* di diffusione delle FER, ma anche dall'andamento dei consumi energetici complessivi del Paese, i quali, a loro volta, sono interdipendenti dagli interventi di efficienza energetica.

Funzionali al raggiungimento degli obiettivi 2030, sono le norme – contenute nella Direttiva che forniscono agli Stati membri i principi e i criteri per disciplinare (articolo 1):

- il **sostegno finanziario** all'energia elettrica da FER (articoli 4-6 e 13);
- l'**autoconsumo** dell'energia elettrica prodotta da tali fonti (articoli 21 e 22);
- l'uso di energia da FER nel settore del **riscaldamento e raffrescamento** e nel settore dei **trasporti** (articoli 23-24 e 25-28);
- la **cooperazione tra gli Stati all'interno dell'UE** e tra questi e i **paesi terzi su progetti** per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (9-12 e 14);
- le **garanzie di origine** dell'energia da FER (articolo 19),
- le **procedure amministrative** improntate a garantire un *favor* per la produzione da FER e l'**informazione** e la **formazione** sulle FER (articoli 15-18).

La Direttiva fissa altresì criteri di **sostenibilità** e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i **biocarburanti**, i **bioliquidi** e i combustibili da **biomassa** (articoli 29-31).

Strumentale alla nuova disciplina è il **quadro definitorio** (contenuto nell'articolo 2), **integrato** – rispetto alla [Direttiva 2009/28/UE](#) cd. RED I – in base alle novità introdotte.

Si segnala, in proposito, che anche la più dettagliata definizione di **energia rinnovabile** quale l'energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare (**solare termico e fotovoltaico**) e geotermica, **energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina**, energia idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Viene di seguito data sintetica illustrazione dei principali contenuti della Direttiva.

Sostegno finanziario all'energia elettrica da FER (articoli 3, par. 3, 4-6 e 13)

La Direttiva **vieta, in primis, qualsiasi tipo di sostegno** per l'energia rinnovabile **prodotta mediante** l'incenerimento di **rifiuti**, se non sono rispettati gli obblighi in materia di raccolta differenziata stabiliti nella [Direttiva 2008/98/UE](#). Deve essere tenuta in debita considerazione la gerarchia dei rifiuti (articolo 3, paragrafo 3).

I **regimi di sostegno all'energia da FER**, funzionali al raggiungimento dei *target* prefissati, sono ammessi, **alle condizioni stabilite** dall'articolo 4 e dall'articolo 5, e dall'articolo 6. Il sostegno deve essere concesso con **modalità aperte, trasparenti, competitive, non discriminatorie ed efficaci** sotto il profilo dei costi, così che i produttori reagiscano ai segnali dei prezzi del mercato e massimizzino i loro ricavi. In tal senso, il sostegno diretto dei prezzi è concesso sotto forma di integrazione economica sul prezzo, fissa o variabile.

Gli Stati membri possono **esentare dalle procedure di gara gli impianti di piccola taglia e i progetti pilota**, che ricevono dunque un trattamento di sostegno in deroga ai criteri suddetti (articolo 4).

Inoltre, la Direttiva consente agli Stati membri di prevedere che una quota indicativa di nuova capacità, o del **regime di sostegno** sia annualmente **aperto** ai produttori situati in **altri Stati membri**. Le quote possono ammontare, in ciascun anno, almeno al 5% tra il 2023 e il 2026 e almeno al 10 % tra il 2027 e il 2030 o, se inferiore, al livello di interconnettività degli Stati membri interessati in un ogni anno. Gli Stati membri possono organizzare uno o più progetti pilota di regimi di sostegno aperto (nell'ambito di progetti comuni).

In via generale, il **sostegno** alla produzione di energia da **FER non deve subire revisioni che incidono negativamente** sui diritti conseguiti e minano la sostenibilità economica dei progetti che beneficiano del sostegno. In tal

senso, l'adeguamento dei meccanismi di sostegno deve avvenire sulla base di **criteri predeterminati *ab origine*** (articolo 6).

Autoconsumo dell'energia elettrica da FER (articoli 21 e 22)

La Direttiva impone agli Stati membri di autorizzare la costituzione dei consumatori in **autoconsumatori di energia elettrica rinnovabile** assicurando loro un trattamento non discriminatorio e sproporzionato. Gli SM devono predisporre un **quadro favorevole alla promozione e agevolazione dello sviluppo dell'autoconsumo, anche in forma collettiva** (articolo 21).

La concessione di diritti agli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente permette – secondo la Direttiva (considerando n. 67) - di aumentare l'efficienza energetica delle famiglie e contribuisce a combattere la povertà energetica mediante la riduzione dei consumi e delle tariffe di fornitura.

La Direttiva introduce dunque (articolo 2, nn. 14-16)) la **definizione** di:

- **autoconsumatore**, quale "cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere la stessa, purché, per un autoconsumatore diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale (articolo 2, n. 14))
- **autoconsumatori di energia da FER che agiscono collettivamente** quale un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio (articolo 2, n. 15))
- **comunità di energia rinnovabile**: un soggetto giuridico autonomo, cui si partecipa su base volontaria, controllato da azionisti o membri situati nelle vicinanze di impianti di produzione di energia da FER appartenenti alla comunità e dalla medesima sviluppati. Gli azionisti o i membri della comunità devono essere persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali. L'obiettivo principale della comunità deve essere fornire benefici ambientali, economici o sociali ai azionisti o membri o aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari (articolo 2, n. 14)).

Gli Stati devono provvedere affinché tali soggetti siano autorizzati a:

- **produrre, anche per il proprio consumo, immagazzinare e vendere le eccedenze** di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita, senza essere soggetti:
- relativamente all'energia elettrica da FER **autoprodotta, che rimane nella loro disponibilità**, a procedure discriminatorie o sproporzionate e a

oneri o tariffe. Tali oneri o tariffe possono però essere applicati, ma **in misura proporzionata e non discriminatoria**, se

- vi sono già altri regimi di sostegno, o
- se, dal 1° dicembre 2026 la quota di impianti in autoconsumo supera l'8% della potenza elettrica totale installata in uno Stato membro, e se è dimostrato, mediante un'analisi costi-benefici effettuata dall'autorità di regolamentazione (ARERA), che l'assenza di oneri o tariffe ha comportato un effetto sproporzionato sulla sostenibilità finanziaria a lungo termine del sistema elettrico o che l'incentivo supera quanto necessario per conseguire la diffusione economicamente efficiente dell'energia da FER;
- se l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta è prodotta in impianti con potenza elettrica totale superiore a 30 kW (articolo 21, commi 1 e 3);
- relativamente all'energia elettrica da FER, proveniente o immessa dalla rete, ad oneri o procedure discriminatorie o sproporzionate, nonché **ad oneri di rete che non tengano conto dei costi** sostenuti;
- installare e gestire **sistemi di stoccaggio abbinati** a impianti di generazione a fini di autoconsumo senza essere soggetti ad alcun duplice onere, comprese le tariffe di rete;
- mantenere i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali;
- **ricevere una remunerazione, anche mediante regimi di sostegno**, per l'energia elettrica da FER autoprodotta immessa nella rete, che corrisponda al valore di mercato di tale energia elettrica e possa tener conto del suo valore a lungo termine per la rete, l'ambiente e la società (articolo 21, commi 1 e 2).

Inoltre, gli Stati membri devono provvedere affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso edificio, compresi **condomini**, siano **autorizzati a esercitare collettivamente le attività di produzione, vendita delle eccedenze e installazione dei sistemi di stoccaggio** e ad organizzare tra di loro lo **scambio** di energia rinnovabile prodotta presso il loro sito o i loro siti, fatti salvi gli oneri di rete e altri oneri, canoni, prelievi e imposte, applicabili a ciascun autoconsumatore.

Gli Stati membri possono distinguere tra **autoconsumatori individuali** di energia rinnovabile e **autoconsumatori collettivi** di energia rinnovabile. Eventuali trattamenti diversi devono essere proporzionati e debitamente giustificati.

In proposito, l'**articolo 22** della Direttiva disciplina le cd. "**comunità di energia rinnovabile**", basate sull'autoconsumo elettrico e sulla condivisione dell'energia prodotta. Le comunità potranno utilizzare le reti esistenti di distribuzione, pagando i relativi oneri, secondo criteri equi basati sull'analisi specifica dei costi-benefici anche a livello ambientale.

Gli Stati membri devono **assicurare la partecipazione alla Comunità ai clienti finali**, in particolare domestici, **garantendo a questi ultimi i diritti o i doveri di clienti finali**. La Comunità è dunque un vero e proprio soggetto giuridico.

Il **quadro nazionale favorevole** alla promozione e agevolazione dello sviluppo dell'autoconsumo di energia rinnovabile e alle comunità di energia rinnovabile deve essere predisposto dagli Stati membri sulla base di una valutazione, i cui criteri sono indicati dalla Direttiva stessa.

Una sintesi delle politiche e delle misure previste, nonché una valutazione della loro attuazione deve essere contenuta nei PNIEC (articolo 21, paragrafo 6 e articolo 22, comma 4 e 5).

I paragrafi 3.1.2 i (pagg. 124 e ss.) e 3.4.3 ii (pagg. 195 e ss.) del [PNIEC](#) descrivono gli intendimenti in tema di promozione dell'autoconsumo e di sviluppo e sostegno alle comunità di energia rinnovabili, da perseguirsi principalmente mediante strumenti di natura regolatoria.

Appare opportuno ricordare che, **nelle more del recepimento della Direttiva RED II** ed in parziale e anticipata attuazione delle disposizioni ivi contenute, l'**articolo 42-bis** del [decreto-legge n. 162/2019](#) (cd. decreto-legge "Milleproroghe") ha autorizzato l'attivazione dell'**autoconsumo collettivo** da fonti rinnovabili, ovvero la realizzazione delle **comunità energetiche rinnovabili**, dettandone la relativa disciplina e le relative condizioni (*cfr.* più diffusamente, *infra*, il *box* contenuto nel paragrafo sul recepimento della Direttiva RED).

Uso di energia da FER nel riscaldamento e raffrescamento e nei trasporti (articoli 23-24)

Ai sensi dell'articolo 23 della Direttiva, ciascuno Stato deve **aumentare la quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e del raffrescamento** di indicativamente **1,3 punti percentuali** come **media annuale** calcolata per i periodi dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030, **partendo dalla quota** di energia rinnovabile destinata al riscaldamento e al raffrescamento nel **2020**, espresso in termini di quota nazionale dei consumi finali di energia e calcolato secondo la metodologia indicata dalla stessa Direttiva (articolo 7 e articolo 23, par. 2). L'aumento è limitato indicativamente a 1,1 punti percentuali per gli Stati membri in cui non sono utilizzati calore e freddo di scarto. Gli Stati membri attribuiscono la priorità alle migliori tecnologie disponibili.

L'articolo 24 indica agli Stati membri le modalità alternative attraverso le quali perseguire i sopra indicati obiettivi.

Si segnala in merito che la quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento indicata nel PNIEC è del +1,3% annuo (indicativo).

Uso di energia da FER nei trasporti (articoli 25-28)

Quanto al **settore dei trasporti**, come accennato, ogni Stato membro è tenuto a far sì che al 2030 i fornitori di carburante conseguano una **quota minima** di energia da fonti rinnovabili **almeno del 14% dei prodotti immessi** in consumo nei trasporti.

Nel calcolo della quota minima, il contributo dei biocarburanti avanzati prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX parte A della Direttiva (**biocarburanti avanzati**), deve essere almeno dello 0,2% nel 2022, almeno dell'1 % nel 2025 e almeno del 3,5 % nel 2030 (articolo 25, paragrafo 1).

La quota dei biocarburanti prodotti a partire da materie prime elencate nell'allegato IX, parte B (biocarburanti non avanzati), è limitato all'1,7 % del contenuto energetico dei carburanti per il trasporto, lasciando agli Stati membri la possibilità di incrementare tale valore, se giustificato (articolo 27, paragrafo 1).

Solo la quota di biocarburanti per il trasporto prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato IX può essere considerata pari al doppio del suo contenuto energetico (**double counting**) (articolo 27, paragrafo 2, lett. a)); la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili è calcolata come pari a 4 volte il suo contenuto energetico, se fornita a veicoli stradali e pari a 1,5 volte se fornita al trasporto ferroviario (articolo 27, paragrafo 2, lett. b)); ad eccezione dei combustibili prodotti a partire da colture alimentari e foraggere, il contributo dei carburanti forniti nel settore dell'aviazione e dei trasporti marittimi è ottenuto moltiplicando per 1,2 volte il loro contenuto energetico (articolo 27, paragrafo 2, lett. c)).

Infine, **in ciascun Stato membro**, la quota di **biocarburanti e bioliquidi**, se prodotti a partire **da colture alimentari o foraggere, non deve superare di più di un punto percentuale** la quota di tali carburanti nel consumo finale lordo di energia nei settori del trasporto stradale e ferroviario nel 2020, con un consumo finale lordo di energia massimo del 7% nei settori del trasporto stradale e ferroviario nello stesso Stato membro (articolo 26, paragrafo 1).

In sostanza, la Direttiva RED II mantiene i limiti già fissati dalla [direttiva 2015/1513/UE](#) (cd. **Direttiva ILUC- Indirect Land Use Change**) sulla quantità di combustibili prodotti a partire dai cereali e da altre **colture** amidacee, zuccherine e oleaginose (tra esse la palma e la soia), così come da colture coltivate su superfici agricole come colture principali soprattutto a

fini energetici, che possono essere contabilizzate ai fini del conseguimento degli obiettivi UE in materia fonti rinnovabili.

La Direttiva prevede, peraltro (all'articolo 26), un **limite massimo all'utilizzo** di biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti da colture alimentari e foraggere a elevato **rischio ILUC** per i quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione della loro materia prima su terreni che presentano elevate scorte di carbonio, per quanto riguarda la quantità che ciascuno Stato membro può consumarne nel 2019.

Per tali tipi di carburanti, gli Stati membri **non devono superare** il livello di **consumo** registrato per essi nel **2019**, a meno che questi siano certificati quali biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni.

A partire **dal 31 dicembre 2023** il loro contributo dovrebbe essere gradualmente ridotto fino a raggiungere lo **0%** al più tardi entro il **2030**.

La Direttiva, contestualmente (articolo 26, par. 1, terzo periodo), dispone che **gli Stati membri possono fissare limiti inferiori** rispetto a quelli dalla stessa fissati e **possono distinguere**, ai fini dell'articolo 29, paragrafo 1 – che fissa i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa - tra diversi tipi di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere, tenendo conto delle migliori evidenze disponibili riguardo all'impatto del cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni. **Gli Stati membri possono, ad esempio, fissare un limite inferiore per la quota di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa ottenuti da colture oleaginose.**

Al riguardo, l'**allegato VIII** comprende un elenco delle emissioni - stimate provvisorie - derivanti dal cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni, in cui le colture oleaginose presentano un valore ILUC approssimativamente quattro volte superiore rispetto ad altri tipi di colture.

Di conseguenza, l'articolo 26, paragrafo 1, della Direttiva RED II consente agli Stati membri di fissare un limite inferiore per la quota di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa prodotti a partire da colture alimentari e foraggere, con un riferimento specifico alle colture oleaginose.

Si rinvia all'**atto delegato** che integra le previsioni della direttiva definendo i criteri per la certificazione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a basso rischio ILUC e per la determinazione delle materie prime a elevato rischio ILUC (**Regolamento delegato (UE) 2019/807** della Commissione del 13 marzo 2019).

Il [PNIEC italiano](#) dettaglia il contributo offerto dalle diverse voci ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale del 22% di FER nei trasporti al 2030.

Contributo delle rinnovabili nel settore trasporti previsto al 2030, secondo i criteri di calcolo definiti dalla Direttiva RED II per gli obblighi in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica (ktep). Fonte PNIEC

	Fattore moltiplicativo	2016	2017	2022	2025	2030
Numeratore		2.056	1.665	3.365	4.152	6.051
Biocarburanti avanzati	X 2	9	7	394	695	1.057
di cui biometano	X 2	0	0	277	511	793
di cui altri biocarburanti	X 2	9	7	117	184	264
Biocarburanti double counting non avanzati	X 2	765	350	672	630	570
Biocarburanti single counting		265	703	710	655	710
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su strada	X 4	2	2	55	126	404
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su rotaia	X 1,5	156	159	203	228	313
Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti		31.719	30.352	30.655	28.851	27.472
Quota FER-T (%) - RED II		6,5%	5,5%	11,0%	14,4%	22,0%

I contributi delle singole componenti sono riportati senza applicare i relativi fattori moltiplicativi. Il Numeratore complessivo, invece, è ottenuto tenendo conto dei moltiplicatori.

Gli Stati membri devono recepire nel diritto nazionale la direttiva entro il 30 giugno 2021. La direttiva entrerà in vigore, in tutte le sue parti, a partire dal 1° luglio 2021 (articolo 36).

A decorrere da tale data, è **abrogata** la precedente Direttiva in materia di promozione dell'uso di fonti rinnovabili ([Direttiva 2009/28/UE](#), come modificata dalla [Direttiva 2013/18/UE](#) e dalla Direttiva (UE) 2015/1513) (articolo 37 e Allegato X).

Il recepimento della Direttiva RED II

La delega al Governo per il recepimento della Direttiva RED II è contenuta nell'articolo 5 della **legge di delegazione europea 2019** ([legge 22 aprile 2021, n. 53](#)).

I **principi e criteri di delega** per l'attuazione della Direttiva sono molto numerosi (venticinque) e appare opportuno segnalare che taluni di essi **si intersecano strettamente**, come meglio si esporrà nel capitolo successivo, con l'attuazione dei **progetti e delle riforme previsti nel [Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza \(PNRR\)](#)**. Il Piano peraltro, come detto nei paragrafi precedenti, profila un futuro aggiornamento del **[PNIEC](#)**, di cui l'articolo 5 della legge di delega costituisce sostanziale attuazione, in materia di sviluppo delle FER.

Può dunque osservarsi che il recepimento della Direttiva RED II, ma anche i più ambiziosi obiettivi delineati dall'Unione all'indomani dell'adozione del *Green Deal* e di *Next Generation EU* costituisce parte integrante dei progetti e delle Riforme di settore contenuti nel PNRR.

L'articolo 5 della legge di delegazione europea 2019 delega il Governo a:

- prevedere una disciplina per la **individuazione** delle superfici e delle **aree idonee e non idonee** per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una **potenza complessiva almeno pari a quella individuata** come necessaria dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (**PNIEC**). Il **processo programmatico** di individuazione delle aree idonee **deve essere effettuato da ciascuna regione o provincia autonoma** in attuazione della disciplina dettata a livello centrale, di cui al precedente punto, entro **sei mesi**. Nel caso di **mancata adozione**, si dispone l'applicazione della disciplina sui **poteri sostitutivi dello Stato (lett. a) e b)**). Ai fini dell'installazione degli impianti nelle aree e siti idonei, individuare **procedure abilitative semplificate, proporzionate** alla tipologia di interventi e alla loro localizzazione, secondo un principio di **sussidiarietà verticale (lett. c)**);
- individuare **procedure abilitative semplificate** per gli interventi di **rifacimento totale e parziale**, riattivazione, integrale ricostruzione e potenziamento su impianti a fonti rinnovabili già esistenti (**lett. d**));
- introdurre misure per la **razionalizzazione**, la **valorizzazione** e l'incremento della produzione del **parco di impianti** a fonti rinnovabili esistente (**lett. s**));

- riordinare e semplificare la normativa vigente in materia di procedure di **qualificazione degli installatori di impianti** a fonti rinnovabili (**lett. dd**));
- quanto all'**autoconsumo e ai criteri di accumulo**, riordinare e **semplificare** la **normativa** vigente in materia di **configurazioni per l'autoconsumo**, ivi inclusi i sistemi efficienti di utenza (SEU) (**lett. e**)). Nelle configurazioni di **autoconsumo collettivo e nelle comunità dell'energia** deve essere garantito un **accesso paritario e non discriminatorio** a tutti i pertinenti regimi di sostegno di natura normativa o regolatoria, con particolare riguardo ai **meccanismi di valorizzazione** dell'autoconsumo stesso (**lett. h**)). Devono anche essere adottati meccanismi di monitoraggio degli **effetti** della **diffusione dell'autoconsumo**, **valutando** altresì il **trasferimento alla fiscalità generale degli oneri** non direttamente connessi ad obiettivi di sviluppo ambientalmente sostenibile o di contrasto alla povertà energetica (**lett. f**)).
- adottare misure per **favorire l'installazione di impianti a FER negli edifici** esistenti con l'introduzione di meccanismi d'obbligo, fatti salvi i vincoli paesaggistici e i limiti dati dalla tipologia dell'edificio (**lett. g**)) e, contestualmente, individuare **incentivi alla costituzione delle comunità di energia rinnovabile** per la partecipazione di queste alla realizzazione degli impianti (**lett. h**)), prevedere la **sostituzione di impianti obsoleti** e incentivare quelli tecnologicamente avanzati per la riduzione dei gas di scarico e dei particolati inquinanti, promuovendo la realizzazione di **impianti fotovoltaici** su edifici esistenti, anche al fine della completa **rimozione dell'eternit o dell'amianto** (**lett. p**));
- agevolare il massimo utilizzo dell'energia da FER, favorendo la diffusione e l'uso di **sistemi di accumulo, compresi i veicoli elettrici - anche attraverso un iter autorizzativo semplificato** - e le connesse esigenze di ricerca e sviluppo, tenendo conto del principio di **neutralità tecnologica** (**lett. i**)). Contestualmente, deve essere incoraggiata **la ricerca** per la **riduzione** della quantità e della pericolosità **dei rifiuti prodotti dai sistemi di accumulo** dell'energia e facilitare il **riciclaggio** una volta giunti **a fine vita** (**lett. l**));
- **aggiornare e potenziare** i meccanismi di sostegno alle **fonti rinnovabili**, in coerenza con le esigenze di tutela ambientale, valorizzando l'energia prodotta da **biogas per la trasformazione in biometano o in digestato equiparato** ai sensi della normativa relativa (D.M. 25 febbraio 2016). Incentivare anche la **trasformazione ad uso plurimo di invasi, traverse e dighe** esistenti, sia grandi, sia piccole, promuovendone, ove compatibile **con gli ecosistemi, la pianificazione energetica** (**lett.o e p**)). In aggiunta ai meccanismi di incentivazione economica per incrementare il consumo

di energia da fonti rinnovabili, semplificare e stimolare il ricorso agli **accordi di compravendita** di energia elettrica da FER a lungo termine (**lett.r**));

- **abrogare il meccanismo dello scambio sul posto**, prevedendo meccanismi di tutela degli investimenti già avviati e **introducendo nuovi meccanismi volti a premiare l'autoconsumo istantaneo** nonché la condivisione dell'energia nell'ambito di configurazioni di autoconsumo multiplo quali l'autoconsumo collettivo e le comunità dell'energia. In generale, i meccanismi devono promuovere l'**accoppiamento delle fonti rinnovabili non programmabili con sistemi di accumulo** (**lett.p**));
- introdurre misure per la promozione dell'**utilizzo energetico di biomasse legnose**, nel quadro della **gestione forestale sostenibile** e della valorizzazione della **silvicoltura a turno di taglio breve** (*short rotation forestry*) considerando anche le opportunità derivanti anche dalle **biomasse residuali industriali** (**lett. m**));
- promuovere l'**utilizzo delle risorse rinnovabili disponibili in mare**, previa identificazione delle aree idonee e la **razionalizzazione dei procedimenti** di rilascio delle concessioni demaniali e delle autorizzazioni, nel rispetto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio privilegiando, ove possibile, l'utilizzo delle **piattaforme petrolifere in disuso** (**lett.q**));
- con specifico riferimento alle FER nei **trasporti**, favorire lo **sviluppo** dei biocarburanti. In particolare, aggiornare, potenziare e introdurre meccanismi di **sostegno** per la produzione di **biometano**, biocarburanti avanzati, carburanti derivanti dal carbonio riciclato e **idrogeno** (**lett. t**)); favorire la decarbonizzazione **nel settore dell'aviazione** (**lett. u**)); recepire l'aggiornamento dell'allegato IX della Direttiva, relativo alle **materie prime idonee alla produzione di biometano e biocarburanti avanzati** e adottare un **approccio tecnologicamente neutro** al fine di favorire il contributo dei **biocarburanti avanzati** prodotti a partire dalle **materie prime** elencate all'**Allegato IX, parte A**, della direttiva (**lett. bb**)). Escludere **a partire dal 1° gennaio 2023**, dagli obblighi di miscelazione al combustibile diesel e dalla produzione elettrica rinnovabile, così come dal relativo conteggio delle fonti rinnovabili e dai sussidi di mercato, quali certificati di immissione in consumo (CIC), ex certificati verdi (CV) o tariffe onnicomprensive (TO), le seguenti materie prime in ragione delle evidenze degli impatti in termini di deforestazione: 1) olio di palma, fasci di frutti di olio di palma vuoti, acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD); 2) olio di soia e acidi grassi derivanti dal trattamento della soia di importazione (**lett. ee**)). Introdurre misure per la promozione dell'utilizzo di energia rinnovabile

per la **ricarica di veicoli elettrici (lett. z)**). Introdurre misure di **semplificazione per la costruzione e l'esercizio delle infrastrutture di ricarica** di veicoli elettrici, al fine di supportare il raggiungimento degli obiettivi di diffusione dei veicoli elettrici previsti dal PNIEC, anche coordinando e **integrando** le disposizioni in materia già adottate con il cd. decreto-legge “Semplificazioni” **n. 76/2020** (articolo 57) (*cfr.* sul punto, *infra*).

Nel **PNRR**, le **riforme di settore** previste “Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili *onshore* e *offshore*, e adozione di un nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno (M2-C2-R.1.1)”, e “Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile (biometano) (M2-C2-R.1.2)” **incidono sullo stesso ambito di intervento** dei criteri e principi di delega sopra indicati. **Nel PNRR**, i progetti di investimento diretti allo sviluppo delle **energie rinnovabili**, inclusi i parchi agricoli, la filiera dell'**idrogeno**, le **reti** e le **infrastrutture di ricarica elettrica** assorbono più di 17 miliardi di euro¹³.

- **promuovere l'impiego di idrogeno verde nell'industria siderurgica e chimica**, al fine di soddisfare gli impieghi industriali che necessitano di intensità energetiche molto elevate che non possono essere soddisfatte dalla produzione di energia da fonti rinnovabili (**lett. cc**)).

Nel **PNRR**, le **riforme di settore** previste “Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno (M2- C3 – R 3.1)” e “Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno” (M2-C3-R.3.) **incidono sullo stesso ambito di intervento**.

Talune **misure**, adottate a livello interno dopo la Direttiva, ne hanno parzialmente attuato i principi, anticipando in una qualche misura gli interventi previsti nei criteri direttivi di delega al Governo. In particolare, si rimanda:

- quanto all'**autoconsumo**, all'**articolo 42-bis** del **[decreto-legge n. 162/2019](#)** (c.d. "Milleproroghe"), il quale, **nelle more del recepimento della Direttiva RED II**, in parziale e anticipata attuazione delle disposizioni ivi contenute e del Piano di sostegno all'autoconsumo esposto nel PNIEC, **ha autorizzato** l'attivazione dell'**autoconsumo collettivo** da fonti rinnovabili, ovvero la realizzazione delle **comunità energetiche**

¹³ Senza considerare le risorse per il trasporto locale sostenibile e i bus elettrici e i progetti IPCEI.

rinnovabili, dettandone la relativa **disciplina incentivante** (vedi, **infra, box ricostruttivo**);

- quanto alla **semplificazione dei procedimenti autorizzatori** all'installazione degli **impianti a fonte rinnovabile**, all'articolo 56 del [decreto-legge n. 76/2020](#), cd. "**decreto-legge Semplificazioni**".

Come anticipato nella premessa, lo snellimento delle procedure autorizzative per gli impianti a FER sarà oggetto di una integrazione del presente dossier, che verrà predisposta dopo la conclusione dell'iter di conversione del decreto legge n. 77/2021.

- quanto alla promozione delle FER e alla **revisione** delle sue **forme di incentivazione**, compatibilmente con i principi di sostenibilità ambientale, all'articolo 56, comma 8-bis, del decreto-legge n. 76/2020 e all'articolo 31, comma 5 del recente decreto-legge n. 77/2021, che hanno introdotto delle deroghe al divieto di fruizione degli incentivi statali **per gli impianti solari fotovoltaici** con moduli a terra in aree agricole. L'intervento contenuto nel decreto-legge n. 76/2020 ha inteso risolvere il problema di quelle aree che, sebbene formalmente qualificate agricole ai fini catastali, non sono suscettibili nei fatti di sfruttamento agricolo. Si tratta delle aree in "Siti di interesse nazionale" su cui ricadono impianti già autorizzati e di discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave o lotti di cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento. Il legislatore è intervenuto per disporre che gli impianti fotovoltaici ricadenti nelle aree in questione possono godere degli incentivi per la produzione di energia da fonte fotovoltaica previsti dalla disciplina vigente. Con il recentissimo decreto-legge n. 77/2021, sono stati ammessi alla fruibilità degli incentivi statali gli **impianti agrovoltaiici che adottino soluzioni integrative con montaggio verticale dei moduli**, in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola, da realizzarsi contestualmente a sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture;
- quanto alla cooperazione tra Stati membri, l'**articolo 58** consente di perfezionare **accordi intergovernativi** nei quali **l'Italia sia parte attiva del trasferimento ad altri Stati membri dell'UE di una quota del proprio surplus di produzione di energia da FER** rispetto all'obiettivo nazionale al 2020 ed in vista degli obiettivi da FER al 2030. I **proventi** derivanti dal trasferimento statistico sono attribuiti alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e sono destinati, secondo modalità stabilite dall'ARERA, sulla base di indirizzi adottati dal Ministro dello sviluppo economico, alla riduzione degli oneri generali di sistema (l'articolo 58 sostituisce l'articolo 35 del [decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28](#));

- quanto alla mobilità elettrica, l'art. 57 definisce, regola e semplifica la **realizzazione di infrastrutture di ricarica elettrica**. Esso, in particolare, demanda ai Comuni di disciplinare entro 6 mesi l'installazione, la realizzazione e la gestione delle infrastrutture, prevedendo ove possibile **almeno un punto di ricarica ogni 1.000 abitanti**. Si demanda all'ARERA di definire - entro il 31 gennaio 2021 - tariffe per la fornitura dell'energia elettrica destinata alla ricarica dei veicoli, applicabili ai punti di prelievo in ambito privato e agli operatori del servizio di ricarica in ambito pubblico, che siano tali da assicurare un costo dell'energia elettrica non superiore a quello previsto per i clienti domestici residenti. In caso di sosta a seguito del completamento della ricarica, possono essere applicate tariffe mirate a disincentivare l'impegno della stazione di ricarica oltre un periodo massimo di un'ora dal termine della ricarica.

• *Disciplina transitoria per l'attivazione dell'autoconsumo collettivo da FER e per la realizzazione di comunità di energia rinnovabile*

Nelle more del recepimento della **Direttiva RED II** ed in parziale e anticipata attuazione delle disposizioni ivi contenute, l'**articolo 42-bis** del [decreto-legge n. 162/2019](#) (cd. decreto-legge "Milleproroghe") ha autorizzato l'attivazione dell'**autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili**, ovvero la realizzazione delle **comunità energetiche rinnovabili**, dettandone la relativa disciplina, ivi inclusa quella incentivante, e le relative condizioni.

Con tale intervento, è stata avviata, 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 di piccola taglia. Il decreto-legge, nello specifico, introduce tale possibilità con riferimento a nuovi impianti alimentati a fonti rinnovabili con **potenza complessiva non superiore ai 200kW** 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 RED II.

Le modalità attuative della misura sono state definite dalla [Deliberazione ARERA 4 Agosto 2020 318/2020/R/EEL](#), recante le modalità e la regolazione economica relative all'energia oggetto di condivisione, e dal [decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 16 settembre 2020](#), che ha individuato la **tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti** a fonti rinnovabili, **inseriti nelle suddette configurazioni**.

Il GSE ha poi pubblicato nel mese di dicembre 2020, una **prima versione** delle [Regole tecniche](#) che disciplinano l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa nell'ambito di comunità e gruppi di auto consumatori di energia rinnovabile, descrivendo nello specifico i requisiti, le modalità di richiesta per l'accesso al servizio, lo schema di contratto *standard*, i criteri di calcolo e le tempistiche di erogazione dei contributi..

L'incentivo – che consiste in una **tariffa incentivante**, alternativa allo Scambio sul Posto - è gestito dal Gestore dei Servizi Energetici (**GSE**), sulla base di quanto stabilito dalle predette norme applicative, ed è cumulabile con le detrazioni per interventi di recupero del patrimonio edilizio e di riqualificazione energetica degli edifici. L'**incentivo è riconosciuto per un periodo di 20 anni** a partire dalla data di decorrenza commerciale dell'impianto di produzione ovvero dalla prima data per cui l'energia di tale impianto rileva ai fini della determinazione dell'energia elettrica condivisa. **Per ciascun kWh di energia elettrica condivisa** viene riconosciuto dal GSE:

- un **corrispettivo unitario** (somma della tariffa di trasmissione per le utenze in bassa tensione, pari a 7,61 €/MWh per l'anno 2020, e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione per le utenze altri usi in bassa tensione, pari a 0,61 €/MWh per l'anno 2020). Nel caso di gruppi di **autoconsumatori** di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è previsto un **contributo aggiuntivo dovuto alle perdite di rete evitate**;
- una **tariffa premio** (pari a **100 €/MWh per i gruppi di autoconsumatori e 110 €/MWh per le comunità rinnovabili**).

Al termine del periodo dei 20 anni il corrispettivo unitario può essere oggetto di proroga su base annuale tacitamente rinnovabile, fatte salve diverse disposizioni che potrebbero derivare dal recepimento della direttiva RED II nell'ordinamento nazionale.

Più nel dettaglio, l'**articolo 42-bis del decreto-legge n. 162/2019** ha previsto che i clienti finali si associno per diventare auto consumatori di energia rinnovabile, ovvero per realizzare comunità di energia rinnovabile, nel rispetto delle seguenti condizioni:

- nel caso di auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, i soggetti diversi dai nuclei familiari siano associati nel solo caso in cui le attività di produzione e scambio dell'energia elettrica non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale;
- nel caso di comunità di energia rinnovabile, gli azionisti o membri siano persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e industriale principale e l'obiettivo principale dell'associazione, di cui sopra, sia fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera la comunità, piuttosto che profitti finanziari;
- la partecipazione alle comunità di energia rinnovabile sia aperta a tutti i clienti finali, in particolare i clienti domestici, ubicati nel perimetro di seguito specificato, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;
- i soggetti partecipanti a una delle due configurazioni - comunità di energia rinnovabile ovvero auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente - producano energia elettrica destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW, entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore della

legge di conversione del medesimo decreto-legge 162/19 ed entro i 60 giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001;

- i partecipanti condividano l'energia elettrica prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente. L'energia elettrica condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati;
- l'energia sia condivisa per l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo;
- l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica, inclusa quella oggetto di condivisione, sia assoggettata alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema;
- nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gli stessi devono trovarsi nello stesso edificio o condominio;
- nel caso di comunità energetiche rinnovabili, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di produzione alimentanti da fonti rinnovabili siano ubicati su reti elettriche in bassa tensione sottese, alla data di creazione dell'associazione, alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione (cabina secondaria).

Con riferimento ai clienti finali associati in una delle precedenti configurazioni, l'articolo 42-*bis* prevede che essi:

- mantengano i propri diritti di cliente finale, incluso quello di scegliere la propria società di vendita;
- possano recedere in ogni momento dalla configurazione cui partecipano, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati;
- regolino i rapporti tramite un contratto di diritto privato, che tenga conto di quanto riportato nei precedenti alinea, e che individui univocamente un soggetto delegato, responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa. I clienti finali partecipanti possono, inoltre, demandare a tale soggetto la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso le società di vendita e il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito: GSE).

L'articolo 42-*bis*, comma 8, ha previsto che l'**ARERA** adotti i provvedimenti necessari affinché i gestori di rete cooperino per consentire, con modalità quanto più possibile semplificate, l'attuazione delle disposizioni previste dall' articolo; **individui, anche in via forfetaria, il valore delle componenti tariffarie disciplinate in via regolata, nonché di quelle connesse al costo della materia prima energia elettrica, che non risultano tecnicamente applicabili all'energia elettrica condivisa, in quanto energia elettrica istantaneamente auto consumata** nella stessa porzione di rete di bassa tensione e, per tale ragione, **equiparabile all'autoconsumo fisico in situ**; provveda affinché sia istituito un sistema di monitoraggio continuo delle configurazioni realizzate e, in tale ambito, sviluppi scenari di evoluzione dell'energia elettrica soggetta al pagamento di tali oneri e delle diverse componenti tariffarie tenendo conto delle possibili traiettorie di

crescita delle configurazioni di autoconsumo, rilevabili dall'attività di monitoraggio, e dell'evoluzione del fabbisogno complessivo delle diverse componenti. Per tali finalità l'Autorità può avvalersi delle società del gruppo GSE.

All'ARERA è inoltre rimessa l'individuazione delle **modalità per favorire la partecipazione diretta dei Comuni e delle Pubbliche Amministrazioni** alle comunità di energia rinnovabile.

L'articolo 42-*bis*, comma 9 ha previsto che il **Ministro dello sviluppo economico** individui una **tariffa incentivante** per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni di cui ai precedenti punti, prevedendo, in particolare, che:

- la tariffa sia **erogata dal GSE** e sia volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo dei sistemi di accumulo;
- il meccanismo sia realizzato tenendo conto dei principi di semplificazione e di facilità di accesso e preveda un sistema di reportistica e di monitoraggio a cura del GSE, **allo scopo di acquisire elementi utili per la riforma generale del meccanismo dello scambio sul posto**, da operare nell'ambito del recepimento della direttiva 2018/2001;
- la tariffa incentivante sia erogata per un **periodo massimo di fruizione** e sia modulata fra le diverse configurazioni incentivabili per garantire la redditività degli investimenti;
- il meccanismo sia realizzato **tenendo conto dell'equilibrio complessivo degli oneri in bolletta** e della necessità di non incrementare i costi tendenziali rispetto a quelli dei meccanismi vigenti;
- sia previsto un **unico conguaglio**, composto dalle erogazioni derivanti dalla regolazione dell'Autorità e dalla tariffa incentivante.

Nell'ambito dell'attività di **monitoraggio** prevista all'articolo 6 del D.M. 16 settembre 2020, **il GSE individua proposte per una maggiore efficacia o efficienza delle misure** introdotte.

A tal fine, il GSE ha avviato una **consultazione pubblica**, conclusasi il **7 aprile 2021**, al fine di:

- approfondire alcuni aspetti descritti nelle Regole Tecniche pubblicate, anche al fine di valutarne una possibile revisione, previa verifica positiva da parte di ARERA ed acquisite le indicazioni del Ministero dello sviluppo economico;
- definire i servizi di assistenza finalizzati alla partecipazione delle autorità locali e delle Pubbliche Amministrazioni alle Comunità di energia rinnovabile;
- raccogliere proposte per migliorare l'efficacia o l'efficienza delle misure introdotte, anche ai fini del recepimento della direttiva RED II.

Si rinvia alla **pubblicazione del GSE "[Gruppi di consumatori e comunità di energia rinnovabile - Quadro di riferimento normativo](#)"**, di dicembre 2020.

Come meglio si dirà nel paragrafo successivo, l'estensione della sperimentazione del **quadro regolatorio ed incentivante** per l'attivazione dell'autoconsumo collettivo da FER e per la realizzazione di comunità di energia rinnovabile è **oggetto di intervento del PNRR**, ed, in particolare del Progetto **Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo (M2-C2-1.2)**.

3. Il PNRR: gli investimenti per lo sviluppo delle rinnovabili

Nel [PNRR](#), i progetti d'investimento in materia di transizione energetica e fonti rinnovabili sono enunciati nella **Missione 2**. In particolare, nella **Componente C1 "Economia circolare e agricoltura sostenibile"**, sono previsti investimenti sui **parchi agricoli (1,5 miliardi)**, e, nella **Componente C2 "Energia rinnovabile, Idrogeno, Rete e Mobilità sostenibile"**, hanno sede la quasi totalità dei programmi di investimento e ricerca per le **FER**, lo sviluppo della filiera dell'**idrogeno**, le **reti** e le **infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica**. Questi programmi, nel prosieguo specificamente dettagliati, assorbono complessivamente **15,64 miliardi** di euro (il 65,8% delle risorse RRF della Componente C2, destinata, per la parte residua, **8,14 miliardi**, agli interventi per il **trasporto locale sostenibile** e l'**elettificazione dei trasporti**, tra cui i bus elettrici (cfr. *infra*, quadro delle risorse della componente M2C2).

Nella **Missione 3**, si segnalano i progetti finalizzati all'utilizzo di **energia rinnovabile nei porti (green ports**, per cui sono stanziati **270 milioni** di euro).

I progetti di investimento per la ricerca e sviluppo in materia di idrogeno e batterie saranno raccordati con gli **IPCEI - Important Projects of Common European Interest** i quali sono complessivamente sostenuti dal PNRR con **1,5 miliardi di euro**, all'interno della Missione M4 "*Istruzione e ricerca*" componente C2 "*Dalla ricerca all'Impresa*".

QUADRO DELLE MISURE E RISORSE (MILIARDI DI EURO):



M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITA' SOSTENIBILE

23,78

Mld

Totale

Ambiti di intervento/Misure	Totale
1. Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile	5,90
Investimento 1.1: Sviluppo agro-voltaico	1,10
Investimento 1.2: Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo	2,20
Investimento 1.3: Promozione Impianti Innovativi (incluso <i>off-shore</i>)	0,68
Investimento 1.4: Sviluppo biometano	1,92
Riforma 1.1: Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili <i>onshore</i> e <i>offshore</i> , nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno	-
Riforma 1.2: Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile	-
2. Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete	4,11
Investimento 2.1: Rafforzamento <i>smart grid</i>	3,61
Investimento 2.2: Interventi su resilienza climatica delle reti	0,50
3. Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno	3,19
Investimento 3.1: Produzione in aree industriali dismesse	0,50
Investimento 3.2: Utilizzo dell'idrogeno in settori <i>hard-to-abate</i>	2,00
Investimento 3.3: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	0,23
Investimento 3.4: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	0,30
Investimento 3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	0,16
Riforma 3.1: Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno	-
Riforma 3.2: Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno	-
4. Sviluppare un trasporto locale più sostenibile	8,58
Investimento 4.1: Rafforzamento mobilità ciclistica	0,60
Investimento 4.2: Sviluppo trasporto rapido di massa	3,60
Investimento 4.3: Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica	0,74
Investimento 4.4: Rinnovo flotte bus e treni verdi	3,64
Riforma 4.1: Procedure più rapide per la valutazione dei progetti nel settore dei sistemi di trasporto pubblico locale con impianti fissi e nel settore del trasporto rapido di massa	-
5. Sviluppare una <i>leadership</i> internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione	2,00
Investimento 5.1: Rinnovabili e batterie	1,00
Investimento 5.2: Idrogeno	0,45
Investimento 5.3: Bus elettrici	0,30
Investimento 5.4: Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica	0,25

Come evidenzia il PNRR, i progetti in materia di energie rinnovabili, reti di trasmissione e distribuzione, filiera dell'idrogeno contribuiscono complessivamente alla creazione di **occupazione**, in particolare **giovane**.

In tale ambito, vengono comunque finanziati, con risorse *ad hoc*, **progetti per le imprese start-up e venture capital attive nella transizione ecologica** (M2- C2 - 5.4). Quanto alla **coesione sociale e territoriale**, in alcuni casi è indicato specificamente il riparto delle risorse con priorità per le aree del Sud, come per i progetti in materia di **Rafforzamento smart grid** (M2- C2 -2.1), di **Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse** (M2- C2 -3.1) e degli **IPCEI Important Projects of Common European Interest** (M4 - C2 - 2.1); mentre in altri casi, le finalità di coesione sociale trovano motivazione all'interno della descrizione dell'intervento, ovvero sono individuabili sulla base dell'ambito territoriale in cui si svilupperanno alcuni progetti: questo è il caso dei progetti in materia di **Promozione delle fonti rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo** (M2- C2 - 1.2), tra le cui finalità rientra quella di sostenere le piccole realtà territoriali a rischio di spopolamento e gli interventi sulla **resilienza climatica delle reti elettriche** (M2- C2 -2.2), nonché i **progetti in materia di fotovoltaico ed eolico** (M2- C2 - 5.1), nonché il progetto sull' **utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate** (M2- C2 -3.2) che vede coinvolta l'industria siderurgica italiana.

Quali **riforme si settore, connesse** agli interventi, il Piano prospetta, in linea con la delega al Governo per il recepimento della Direttiva RED II:

- la **semplificazione delle procedure di autorizzazione** per gli impianti rinnovabili *onshore* e *offshore*, e l'adozione di un nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e la proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno (M2-C2-R.1.1);
- l'adozione di una **nuova normativa** per la promozione della produzione e del consumo di **gas rinnovabile** (biometano) (M2-C2-R.1.2)
- la **semplificazione amministrativa** e la riduzione degli ostacoli normativi alla **diffusione dell'idrogeno** (M2- C3 – R 3.1)
- l'adozione di misure volte a **promuovere la competitività dell'idrogeno** (M2-C3-R.3) incidono sullo stesso ambito di intervento.

Per un'analisi più dettagliata degli interventi, si rinvia alla Tabella a seguire e al testo del [PNRR con i relativi allegati](#) (vedi anche il relativo [dossier](#)).

Appare opportuno richiamare il recente intervento del **Ministro della transizione ecologica**, Roberto Cingolani, in [audizione](#) il **27 maggio 2021**, presso le Commissioni riunite Ambiente e Attività produttive della Cera dei deputati, in ordine alle modalità di attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza, per le parti di competenza.

In quella sede, il Ministro ha osservato che **il PNRR è in fase di implementazione sul piano attuativo.**

Sarà costituita **presso il MITE** una **direzione** che svolgerà la funzione di centrale unica di azione (pianificazione controllo, *project management* del PNRR per gli investimenti di competenza).

Quanto agli obiettivi di decarbonizzazione, il Ministro ha rilevato come, il 24 % delle emissioni CO₂ provenga dal settore elettrico, il 24% dal settore industriale (*hard-to-abate*), il 30% dai trasporti, il 22% dal commercio stanziale e dalle città,

Secondo quanto annunciato dal Ministro, bisogna abbassare la produzione di gas serra in modo molto più veloce per raggiungere i *target* prefissati e determinante, in questo senso, è raggiungere il **70/72% di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili al 2030** con una **media annua di circa 8GW/anno** (attualmente siamo a 0,8 GW anno).

Gli incentivi contenuti nel Piano per accelerare e potenziare la produzione di energia elettrica da FER sono quindi essenziali come essenziali sono le **procedure autorizzative** delle **infrastrutture** energetiche per la produzione di energia da FER.

Si rammenta, anche in questa sede, che la semplificazione delle procedure - oggetto della delega al governo per l'attuazione della Direttiva RED II e riforma di settore del PNRR - è stata in parte anticipata con il decreto-legge n. 76/2020 (cd. semplificazioni) e, da ultimo, con il recente decreto-legge n. 77 del 2021.

Come già segnalato, tale normativa sarà oggetto di una seconda parte di questo *dossier* una volta convertito in legge il decreto-legge, attualmente all'esame delle Camere.

I progetti di investimento e le riforme in materia di FER, nel dettaglio

Di seguito, in forma tabellare, le risorse, in *milioni di euro*, destinate ai singoli investimenti, con **indicazione dettagliata** per ciascuno di essi, dei relativi **destinatari**.

In non tutti i casi, gli allegati tecnici al PNRR dettagliano le tappe intermedie (milestones) nonché danno indicazione se la misura di sostegno costituisce aiuto di Stato esente dall'obbligo di notifica preventiva o da notificare (come prescritto dalle Linee guida agli Stati Membri([Commission Staff Working Document – Guidance to Member State RRF - SWD\(2021\) 12 final Part 1](#), pag. 18-19). Laddove queste indicazioni siano presenti negli allegati al PNRR, saranno di seguito indicate.

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
<p>Parco Agrisolare (M2-C2-2.2)</p>	<p>1.500 (sovvenzioni) di cui: 2021: 225 2022: 225 2023: 725 2024: 225 2025: 75 2026: 25</p>	<p>Incentivare l'installazione di pannelli ad energia solare su di una superficie complessiva pari a 4,3 milioni di mq senza consumo di suolo, con una potenza installata di circa 0,43GW, realizzando una riqualificazione delle strutture produttive delle aziende del settore agricolo, zootecnico e agroindustriale interessate. Periodo di attuazione (Relevant time period): 30/06/2021 - 30/06/2026.</p> <p>Gli investimenti oggetto di sostegno sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ costruzione di un nuovo tetto isolato e rimozione e smaltimento del tetto esistente (anche qualora sia in amianto); ▪ creazione di sistemi di ventilazione e/o raffreddamento automatizzati per i capannoni; 	<p>L'attuazione richiede un'azione sinergica con gli enti territoriali.</p> <p>Milestones (soggette a futuro aggiustamento):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ identificazione dei progetti beneficiari dell'intervento il cui valore corrisponde al 30% delle risorse assegnate all'investimento (T4-2022), al 50% (T4-2023), al 100% (T4-2024); ▪ almeno 0,43GW di potenza istallata. <p>La misura comporta aiuti di Stato e necessita di una previa notifica alla Commissione UE.</p>

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
<p>Sviluppo agro-voltaico (M2-C2-1.1)</p>	<p>1.100 (prestiti) di cui: 2021: 0 2022: 108,4 2023: 211,5 2024: 338,7 2025: 330,3 2026: 110,1</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ installazione di pannelli solari, gestione intelligente dei flussi e degli accumulatori. <p>Installare a regime una capacità produttiva da impianti agro-voltaici di 1,04 GW, che produrrebbe circa 1.300 GWh annui, con riduzione delle emissioni di gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO2. La misura prevede:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia senza compromissione dei terreni dedicati all'agricoltura, anche valorizzando i bacini idrici con soluzioni galleggianti; ▪ il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia, con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante. <p>A tale fine, saranno concessi:</p>	<p>I costi di approvvigionamento energetico, ad oggi stimati pari a oltre il 20 per cento dei costi variabili delle aziende e con punte ancora più elevate per alcuni settori erbivori e granivori (30 per cento), verrebbero ridotti. L'investimento sarà attuato dal Ministero della Transizione Ecologica (MiTE), in stretto coordinamento con il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali (MIPAAF), attraverso procedure aperte.</p> <p>I destinatari sono: le imprese e le organizzazioni (cooperative, consorzi, ecc.) che intendono realizzare impianti fotovoltaici a carattere sperimentale, anche in collaborazione con associazioni, enti pubblici e di ricerca. Inoltre, per questi interventi, si stimano 7.700 dipendenti</p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ contributi a fondo perduto fino a 764 milioni di euro. <i>Relevant time period:</i> dal 01/07/2022 al 31/03/2026 ▪ prestiti agevolati fino a 336 milioni. In alternativa al finanziamento, per i primi anni di funzionamento (ad es. i primi 6 anni), si prevede la concessione di una forma di incentivo sull'energia prodotta, per ridurre il rischio di mercato, bilanciato da una riduzione del contributo iniziale. Sarà promosso anche l'abbinamento del finanziamento a forme di PPA (<i>power purchase agreement</i>) con i grandi consumatori di energia. <i>Relevant time period dal 01/07/2022 - 31/03/2024.</i> 	<p>temporanei e 300 permanenti all'anno in termini di unità di lavoro annuali (ULA).</p> <p>Il regime di aiuti sarà definito in linea con gli orientamenti in materia di aiuti di Stato per l'energia e ambiente (<i>State Aid Guidelines for Environmental Protection and Energy - EEAG</i>) e sottoposto alle autorità competenti dell'UE.</p> <p><i>Milestones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • firma dei contratti per l'installazione dei pannelli solari fotovoltaici (Q4-2024); • raggiungimento della capacità di 1,04 GW per una produzione indicativa annua di almeno 1300 GWh per anno (Q2-2026).
<p>Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo (M2-C2-1.2)</p>	<p>2.200 (prestiti) di cui: 2021: 0 2022: 0 2023: 250 2024: 800</p>	<p>La realizzazione di questi interventi, ipotizzando che riguardino impianti fotovoltaici con una produzione annua di 1.250 kWh per kW, produrrebbe circa 2.500 GWh annui, contribuirà a una riduzione delle emissioni di gas</p>	<p>L'investimento, diretto per 1.600 milioni alle comunità di energia rinnovabile e per 600 milioni per l'autoconsumo, permetterà di ampliare la sperimentazione già avviata con l'articolo 42-bis del D.L. n. 162/2019 (cd. D.L. "Milleproroghe") e dal decreto del Ministero dello Sviluppo</p>

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
	<p>2025: 900 2026: 250</p>	<p>serra stimata in circa 1,5 milioni di tonnellate di CO2 all'anno. In particolare, questo investimento mira a garantire le risorse necessarie per installare 2.000 MW di nuova capacità di generazione elettrica. Si prevede un finanziamento a tasso zero fino al 100% dei costi ammissibili e della durata massima di 10 anni per la realizzazione di impianti di produzione di FER, anche accoppiati a sistemi di accumulo di energia, facilitando così la realizzazione di configurazioni di autoconsumo collettivo e di comunità di energia rinnovabile. In tutti i casi, ci sarà il vincolo di entrata in funzione dell'impianto non oltre il 2026. Il beneficio non è cumulabile con gli incentivi di cui al D.M. FER 1 (decreto del Ministro dello sviluppo economico del 4 luglio 2019). Il decreto attuativo disciplinerà la cumulabilità con altri benefici.</p>	<p>economico del 16 settembre 2020 e da varie regioni ad una dimensione molto più significativa. I destinatari della misura sono le Pubbliche Amministrazioni, le famiglie e le micro imprese nei Comuni con meno di 5.000 abitanti, sostenendo così l'economia dei piccoli Comuni, spesso a rischio di spopolamento. Le attività di produzione e scambio di energia non devono rappresentare in nessun caso l'attività professionale o commerciale abituale o prevalente dei beneficiari. Il sostegno, pertanto, secondo quanto precisa l'allegato al PNRR, non costituisce aiuto di Stato. Per la realizzazione degli interventi, si stima l'impiego di 13.300 dipendenti temporanei e 1.100 permanenti all'anno.</p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
		<p><i>Relevant time period: 1/01/2023 - 31/12/2025</i></p>	
<p>Promozione impianti innovativi (incluso off-shore) (M2-C2-1.3)</p>	<p>675 (prestiti) di cui: 2021: 0 2022: 0 2023: 100 2024: 200 2025: 200 2026: 175</p>	<p>Realizzare impianti con una capacità totale installata di 200 MW da FER, in particolare:</p> <p>a) da eolico e fotovoltaico galleggiante, insieme a sistemi di stoccaggio di energia (100 MW);</p> <p>b) da eolico e fotovoltaico galleggiante, insieme a impianti di energia del moto ondoso e altre configurazioni ad alta efficienza, integrate con sistemi di stoccaggio dell'energia (100 MW).</p> <p>La realizzazione degli interventi consentirebbe di produrre circa 490 GWh anno con una riduzione di emissioni di gas climalteranti intorno alle 286.000 tonnellate di CO2.</p> <p><i>Relevant time period: 1/07/2022 - 30/06/2026.</i></p>	<p>La misura sarà attuata dal MITE in tre fasi, di cui una sola indicata precisamente nella tempistica:</p> <ul style="list-style-type: none"> • individuazione delle aree potenzialmente idonee, con il sostegno di enti di ricerca specializzati; • 3Q-2023 sulla base dei risultati, pubblicazione degli avvisi pubblici per le “manifestazioni di interesse”, rivolti a imprese e organizzazioni che promuovono l'innovazione tecnologica, anche in coordinamento con enti pubblici. Valutazione e selezione dei progetti, sulla base di parametri oggettivi; • realizzazione dei progetti, a seguito dell'eventuale definizione di accordi di programma/sviluppo con tutte le istituzioni coinvolte, le attività di erogazione dei finanziamenti e la definizione di un <i>set</i> di indicatori tecnici di monitoraggio delle performance dei sistemi finanziati

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
			<p>Si utilizzeranno gli accordi per l'innovazione per le fasi di ricerca industriale e sviluppo sperimentale; i contratti di sviluppo finalizzati a investimenti di alto valore strategico e innovativo e per un importo non inferiore a 20 milioni di euro; gli accordi di sviluppo. Strumenti già adottati e considerati ammissibili in sede UE.</p> <p>Destinatari: Autorità pubbliche regionali e locali, autorità portuali, imprese e operatori economici di medio-grandi dimensioni, in grado di sostenere progetti con una forte componente di innovazione.</p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
<p>Sviluppo biometano (M2-C2-1.4)</p>	<p>1.923,4 (prestiti) di cui: 2021: 2022: 164 2023: 174 2024: 550 2025: 653 2026: 382</p>	<p>L'obiettivo è incrementare la potenza di biometano da riconversione da destinare al <i>greening</i> della rete gas pari a circa 2,3-2,5 miliardi metri cubi; ridurre le emissioni di gas serra per 13,5 milioni di tonnellate di CO2 equivalente (in particolare metano e protossido di azoto) e di ammoniaca dall'agricoltura; creare posti di lavoro: circa 90 mila ULA (la stima comprende l'occupazione diretta, permanente e temporanea, oltre a quella indiretta, considerando anche l'indotto generato dalla filiera). Gli interventi mirano a:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ riconvertire e potenziare l'efficienza degli impianti biogas agricoli esistenti verso la produzione totale o parziale di biometano sia nel settore del riscaldamento e raffrescamento industriale e residenziale sia nei settori terziario e dei trasporti, per un totale di biometano da conversione da utilizzare per il <i>greening</i> della rete gas 	<p>Destinatari: Comuni, operatori del sistema di distribuzione (DSOs), produttori di energia a biogas, agricoltori e diversi settori industriali. In particolare, il progetto si concentrerà sui settori dei trasporti e dell'agricoltura e valorizzerà i settori industriale e agricolo (come quello zootecnico e caseario), entrambe eccellenza del "<i>Made in Italy</i>".</p>

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
		<p>pari a circa 1,6-1,8 miliardi di metri cubi;</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ supportare la realizzazione di nuovi impianti (attraverso un contributo del 40 per cento dell'investimento), dai quali è prevista una produzione di circa 0,7 mld mc di biometano, che, sommati a quelli suddetti, portano il <i>greening</i> complessivo previsto della rete gas a circa 2,3-2,5 mld mc; ▪ promuovere la diffusione di pratiche ecologiche nella fase di produzione del biogas per ridurre l'uso di fertilizzanti sintetici e aumentare l'approvvigionamento di materia organica nei suoli, creare poli consortili per il trattamento centralizzato di digestati ed effluenti con produzione di fertilizzanti di origine organica. <p>Ai tre obiettivi sono destinati 1.908,4 milioni (il riparto per anno è indicato negli allegati al PNRR). Relevant time period dal 1/01/2022 al 30/06/2026.</p>	

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
		<ul style="list-style-type: none"> promuovere la sostituzione di veicoli meccanici obsoleti e a bassa efficienza alimentati a diesel con veicoli alimentati a metano/biometano. Si destina a questo intervento 15 milioni di euro per n. 300 trattori entro il 2026 (60 veicoli all'anno dal 2022, il riparto per anno è indicato negli allegati al PNRR). <i>Relevant time period dal 1/02/2022 al 30/06/2026.</i> 	
Rafforzamento smart grid (M2-C2-2.1)	3.610 (prestiti) di cui: 2021: 0 2022: 217 2023: 386	L'obiettivo è digitalizzare le infrastrutture di rete , per abilitare e accogliere l'aumento di produzione da fonti rinnovabili. Due le linee progettuali:	Gli interventi saranno attuati per circa il 40% nelle regioni del Sud Italia (Campania, Basilicata, Puglia, Calabria e Sicilia) e contribuiranno ad aumentare la coesione sociale ed economica del Paese.

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
	2024: 895 2025: 1.093 2026: 1.019	<ul style="list-style-type: none"> ▪ incrementare la capacità di rete di ospitare ed integrare ulteriore generazione distribuita da FER per 4.000 MW, anche tramite realizzazione di interventi di smart grid su 115 sottostazioni primarie (negli allegati sono indicate 75 <i>Smart Primary Substations</i>). ▪ aumentare capacità e potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici (es. mobilità elettrica, riscaldamento con pompe di calore). <p><i>Relevant time period 10/01/2021 - 30/08/2026</i></p>	<p>Destinatari della misura: Operatori del sistema di distribuzione - <i>DSO system operator</i>) - la rete di distribuzione elettrica italiana è attualmente suddivisa tra 126 DSO, che operano in regime di concessione pubblica. Ogni DSO ha la gestione esclusiva gestione esclusiva - e quindi in regime di monopolio legale - della porzione di rete elettrica pubblica di cui è titolare della concessione. In generale, esiste un solo DSO a livello comunale (d.lgs.79/99) e un DSO può avere in concessione più di un comune. La misura, a regime, avrà un impatto su circa 1.875.000 utenti.</p> <p><i>Si osserva che, nelle Tabelle allegata al PNRR, l'importo di 3.610 milioni di euro con il quale si finanzia l'investimento è iscritto nella colonna "Estimated costs for which funding from the RRF is requested". Il medesimo importo di 3.610 milioni è però riportato nell'ulteriore colonna "Funding from other sources - From other EU</i></p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
<p>Interventi su resilienza climatica delle reti elettriche (M2-C2-2.2)</p>	<p>500 (prestiti) di cui: 2021: 0 2022: 55 2023: 58 2024: 142 2025: 135 2026: 110</p>	<p>L'obiettivo è di potenziare la resilienza di 4.000 km della rete elettrica agli eventi atmosferici estremi e ridurre il rischio di interruzione prolungata della fornitura di elettricità, con un aumento della capacità per 6 GW.</p> <p><i>Relevant time period</i> 6/01/2022 - 30/08/2026.</p>	<p>programmes", senza specificazione della fonte alternativa di finanziamento.</p> <p>Si applicherà la procedura già sperimentata per un intervento simile attivato sulle risorse europee del Programma Operativo Nazionale (PON - Imprese e Competitività 2014-2020): l'articolazione dell'intervento avverrebbe per aree territoriali e per fattore di rischio delle reti, con la pubblicazione di una "Manifestazione di interesse" che definisce i criteri della procedura; nel caso di aree con più di un DSO, verrebbe pubblicata una "Call for Proposals" con i requisiti di accesso, le condizioni di ammissibilità, i costi ammissibili, i termini e le modalità per la concessione e l'erogazione delle sovvenzioni. La successiva valutazione dei progetti presentati verrebbe effettuata attraverso una valutazione tecnico-economica sulla base di parametri oggettivi pre-identificati, anche in coordinamento con ARERA, con pubblicazione di una graduatoria.</p>

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse	500 (prestiti) di cui: 2021: 0	Promuovere la produzione locale e l'uso di idrogeno nell'industria e nel trasporto locale, con la creazione delle cosiddette <i>hydrogen valleys</i> , aree	<p>Analisi tecnico economica e attuazione da parte del MITE.</p> <p>Si tratta di investimenti in infrastrutture elettriche effettuati esclusivamente dall'Operatore del Sistema di trasmissione (TSO -Transmission System Operator) e dai DSO, che operano in regime di monopolio naturale e legale, è esclusa la presenza di aiuti di Stato.</p> <p><i>Si osserva che, nelle Tabelle allegata al PNRR, l'importo di 500 milioni di euro con il quale si finanzia l'investimento è iscritto nella colonna "Estimated costs for which funding from the RRF is requested". Il medesimo importo di 500 milioni è però riportato nell'ulteriore colonna "Funding from other sources - From other EU programmes", senza specificazione della fonte alternativa di finanziamento.</i></p> <p>Sarà data priorità alle aree collocate nel sud del Paese (almeno il 50% dei progetti). I soggetti attuatori sono MITE e MISE</p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
(M2-C2-3.1)	2022: 0 2023: 65 2024: 134 2025: 134 2026: 167	<p>industriali con economia in parte basata su idrogeno.</p> <p>Per contenere i costi verranno utilizzate aree dismesse già collegate alla rete elettrica (è prevista quindi <i>in primis</i> una mappatura delle aree in questione), per installare in una prima fase elettrolizzatori per la produzione di idrogeno mediante sovra-generazione FER o produzione FER dedicata nell'area. L'obiettivo dell'investimento è quindi utilizzare le infrastrutture esistenti, se compatibili, per una serie di servizi energetici, con una produzione prevista in questa fase di 1-5 MW per sito.</p> <p>Sono previsti due progetti, non meglio dettagliati nell'allegato, di cui</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ uno di 400 milioni di euro, <i>relevant time period</i> dal 1/01/2022 al 1/01/2026 ▪ 100 milioni di euro, <i>relevant time period</i> 2/01/2022 al 1/01/2026. 	<p>E gli enti territoriali. La Regione Lazio e Regione Umbria hanno già presentato un progetto comune che comprende un impianto industriale per la produzione di idrogeno e l'uso nel trasporto locale di autobus e treni. Si richiama poi un progetto integrato di Puglia e Sicilia e un altro progetto per la Sardegna.</p> <p>Gli strumenti utilizzabili sono gli accordi per l'innovazione (per le fasi di ricerca industriale e sviluppo sperimentale), i contratti di sviluppo (per investimenti strategici ed innovativi di rilevante dimensione: almeno 20 milioni di euro) e gli accordi di sviluppo (per grandi programmi: almeno 50 milioni di euro).</p> <p>Si fa rientrare la misura di aiuto nell'art. 41 del GBER Reg. n. 651/2014/UE che esenta dall'obbligo di notifica preventiva, alle condizioni ivi previste, gli aiuti agli investimenti per la promozione dell'energia da FER.</p>

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
			I principali beneficiari della misura saranno i promotori di progetti di produzione di idrogeno, sviluppatori di progetti di infrastrutture, amministrazioni locali, comunità energetiche e i relativi investitori.
<p>Utilizzo dell'idrogeno in settori <i>hard-to-abate</i> (M2-C2-3.2)</p>	<p>2.000 (prestiti) di cui: 2021: 0 2022: 0 2023: 250 2024: 450 2025: 650 2026: 650</p>	<p>Progressiva decarbonizzazione dei settori industriali “<i>hard-to-abate</i>”. I progetti saranno coordinati con altri progetti a livello europeo (IPCEI idrogeno) a cui l'Italia intende partecipare con altri Stati membri, con i quali si sono già tenute riunioni di coordinamento (Francia e Germania). Per le industrie <i>hard-to-abate</i> (escluse quelle siderurgiche) il progetto mira a promuovere la transizione dal metano all'idrogeno verde attraverso la pubblicazione di bandi di gara per la realizzazione di progetti di trasformazione sostenibili e innovativi del ciclo produttivo.</p>	<p>La produzione attuale di idrogeno nelle raffinerie è di circa 0,5 Mton H2 /anno (una penetrazione di ~1 per cento sugli usi finali), rappresentando quindi uno dei settori più promettenti per iniziare a utilizzare l'idrogeno verde e sviluppare il mercato. Verrà lanciata una gara generale per i settori industriali che utilizzano il metano come fonte di energia termica (cemento, cartiere, ceramica, industrie del vetro, ecc.) per sostenere la ricerca, sviluppo e innovazione (R&S&I) nei processi industriali e per finanziare progetti pilota e lo <i>scale up</i> industriale dei progetti. Sarà lanciata una gara d'appalto specifica per sostenere la R&S&I per il processo di produzione dell'acciaio attraverso un aumento dell'uso dell'idrogeno. Si deve</p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
		<p>L'acciaio è uno dei settori <i>hard-to-abate</i> dove l'idrogeno può assumere un ruolo rilevante in prospettiva di progressiva decarbonizzazione. Per l'industria siderurgica, nella prima fase, verrebbe utilizzato il metano in cui miscelare gradualmente volumi di idrogeno a basso contenuto di carbonio e successivamente verde (considerando la grande quantità di idrogeno necessaria, non è possibile iniziare con un utilizzo completo di idrogeno verde).</p> <p>L'Italia uno dei più grandi produttori di acciaio, secondo solo alla Germania e in Europa. Un ciclo dell'acciaio basato sulla produzione di DRI (Ferro Ridotto Diretto) con metano e fusione in un forno elettrico genera circa il 30 per cento in meno di emissioni di CO2 rispetto al ciclo integrale, e il successivo sviluppo con idrogeno verde aumenta l'abbattimento delle emissioni al circa 90 per cento.</p>	<p>tener conto della specificità dell'industria siderurgica italiana.</p> <p>Il finanziamento sarà limitato al processo di R&D&I per sviluppare e testare l'utilizzo dell'idrogeno nel processo di produzione dell'acciaio.</p> <p>La transizione verso siderurgia a idrogeno sarà graduale e distribuita nel tempo. In una prima fase, saranno realizzati progetti di tipo sperimentale saranno realizzati attraverso collaborazioni tra istituti di ricerca e aziende siderurgiche, per sviluppare in prospettiva</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) un impianto pilota (<i>innovative direct reduction pilot plant</i>) alimentato a idrogeno; 2) un forno elettrico per la fusione del pre-ridotto ottenuto dalla riduzione diretta (<i>electric furnace for melting the pre-reduced product obtained from direct reduction</i>); 3) un forno di riscaldamento (<i>reheating furnace</i>) per i successivi trattamenti di laminazione.

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
		<p>Sono contemplati 2 progetti, uno il cui <i>budget</i> è di 1,6 miliardi di euro e l'altro di 400 milioni di euro, il cui periodo (<i>relevant period</i>) è dal 1/01/2022 al 1/01/2026.</p>	<p><i>Milestones: Q2 2026</i> Tutti i progetti finanziati saranno realizzati e dotati di certificato di collaudo.</p> <p>I sogetti attuatori sono MITE e MISE. Gli strumenti adeguati (<i>most suitable tools</i>) sono gli accordi per l'innovazione per la fase di ricerca industriale e sviluppo sperimentale, i contratti di sviluppo e gli accordi di sviluppo, strumenti comunemente utilizzati dal MISE e già verificati in linea con le norme sugli aiuti di Stato. Al riguardo, viene spiegata la disciplina applicabile.</p> <p>Destinatari: Industrie hard-to-abate (acciaio, vetro, cemento, carta ceramica) e Istituti di ricerca.</p>
<p>Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale (M2-C2-3.3)</p>	<p>230 (prestiti) di cui: 2021: 0 2022: 0 2023: 70</p>	<p>Promuovere la creazione di stazioni di rifornimento a idrogeno (circa 40 stazioni dando priorità alle aree strategiche per i trasporti stradali pesanti, sui percorsi tipici dei camion a lungo raggio, per esempio, il Corridoio</p>	<p>La collaborazione con gli altri Istituti di ricerca sarà promossa tramite l'investimento 3.5 "Ricerca sull'idrogeno e Sviluppo" (cfr. <i>infra</i>).</p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
	2024: 60 2025: 60 2026: 40	<p><i>Green and Digital</i> del Brennero, progetto <i>cross-border</i>, corridoio Ovest - Est da Torino a Trieste, e implementare i progetti di sperimentazione delle linee a idrogeno. L'intervento sarà coordinato con altri progetti a livello europeo, principalmente con Austria e Germania, finalizzati a permettere la realizzazione di un corridoio dell'idrogeno, conformemente alla Direttiva 2014/94/UE DAFI sui combustibili alternativi.</p> <p><i>Relevant time period</i> dal 1/01/2022 al 1/01/2026.</p>	<p>Quanto alla compatibilità con la disciplina in materia di aiuti di Stato, viene richiamato l'art. 36 e 56 del Regolamento di esenzione – GBER (Reg. 651/2014/UE).</p> <p>Soggetti attuatori MITE e MIMS.</p> <p>Destinatari dell'intervento: imprese della logistica, titolari del servizio di distribuzione di carburante nelle autostrade. Il progetto di una rete di stazioni di rifornimento di idrogeno sarà una parte essenziale per sviluppare la penetrazione e la crescita dell'uso dei camion a idrogeno nel mercato italiano ed europeo.</p> <p>Milestones: Q2 2022 Procedure per l'individuazione dei progetti che possono essere finanziati</p> <p>Q3 2026 : interventi conclusi e certificati</p>
Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	300 (prestiti) di cui: 2021: 0	L'intervento prevede la conversione verso l'idrogeno delle linee ferroviarie non elettrificate in regioni caratterizzate da elevato traffico in	<p>Ministeri attuatori MITE e MIMS.</p> <p>Per alcuni progetti, sono stati condotti studi di fattibilità. In particolare, nell'ambito dei contratti di servizio di trasporto pubblico, in</p>

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
(M2-C2- 3.4)	2022: 0 2023: 95 2024: 95 2025: 75 2026: 35	termini di passeggeri con un forte utilizzo di treni a diesel. Vengono sostenute attività di R&S, in linea con l'investimento 3.5 (cfr. <i>infra</i>) per lo sviluppo di elettrolizzatori ad alta pressione (TRL 5-7) e sistemi di stoccaggio ad alta capacità con possibilità di utilizzo di idruri metallici o liquidi (TRL 3-5). Grazie a questi investimenti, sarà possibile convertire circa 9 stazioni di rifornimento su 6 linee ferroviarie . Sono contemplati 2 progetti, uno il cui <i>budget</i> è di 240 milioni di euro e l'altro di 60 milioni di euro . <i>Relevant time period</i> dal 1/01/2022 al 1/01/2026 .	Val Camonica e in Puglia (Salento) si potrebbero realizzare due sperimentazioni di utilizzo dell'idrogeno nel settore ferroviario. Altre sperimentazioni sono previste in altre regioni. Per due progetti sono stati completati studi di pre-fattibilità con riferimento agli impianti e alle infrastrutture ferroviarie per la generazione e lo stoccaggio locale di idrogeno. Una " <i>call for proposal</i> " sarà emessa dal MIMS insieme al MITE per valutare, attraverso un'analisi costi-benefici le migliori iniziative. Per quanto riguarda le regole sugli aiuti di Stato , si richiama il regolamento GBER n.651/2014 (art. 36, 37 e 56) e gli Orientamenti 2008/C 184/07 Linee guida sugli aiuti di Stato alle imprese ferroviarie, applicabili. Destinatari: Società Ferroviarie e Amministrazioni locali che agiscono come promotori di progetti di sistemi di trasporto

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
			pubblico locale con installazioni strutturali, i cittadini.
<p>Ricerca e sviluppo sull'idrogeno (M2-C2-3.5)</p>	<p>160 <i>non risulta indicato se grant o loans e il riparto annuale delle risorse</i></p>	<p>Sviluppo di quattro principali filoni di ricerca:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) produzione di idrogeno verde; ii) sviluppo di tecnologie per stoccaggio e trasporto idrogeno e per trasformazione in altri derivati e combustibili verdi; iii) sviluppo di celle a combustibile; iv) miglioramento della resilienza delle attuali infrastrutture in caso di maggiore diffusione dell'idrogeno. <p><i>Relevant time period dal 01/01/2022 01/01/2026.</i></p> 	<p>Il progetto sulla ricerca e sviluppo dell'idrogeno sarà raccordato con quelli previsti dalla componente C2 della Missione M4 per gli <i>Important Projects of Common European Interest - IPCEI</i> (per i quali è stanziato 1,5 miliardi di euro) con la creazione di centri di eccellenza per la ricerca e le tecnologie emergenti. Gli ambiti degli IPCEI sono batterie ed idrogeno (v. <i>infra</i> e pag. 944 e 996 degli allegati al PNRR).</p> <p>Nell'ambito dell'investimento in esame, vi sarà una collaborazione tra gli Istituti di ricerca europei.</p> <p><i>Milestone: 2Q 2022:</i> Selezione dei progetti di R&S da finanziare</p> <p>Q2 2026: realizzazione e collaudo degli interventi.</p> <p>Gli aiuti alla R&S sono compatibili con il mercato interno ex art. 107, par. 3 TFUE e</p>

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
<p>Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica (M2-C4-4.3)</p>	<p>741,43 (sovvenzioni) di cui: 2021: 0 2022: 0 2023: 400 2024: 150 2025: 141,3 2026: 50</p>	<p>L'intervento è finalizzato allo sviluppo di un'adeguata rete infrastrutturale di ricarica elettrica pubblica - 7.500 punti di ricarica rapida in autostrada e 13.755 in centri urbani - oltre a 100 stazioni di ricarica sperimentali con tecnologie per lo stoccaggio dell'energia. Il PNIEC italiano prevede al 2030 un parco circolante di circa 6 milioni di veicoli elettrici per i quali si stima siano necessari 31.500 punti di ricarica rapida pubblici. <i>Relevant time period</i> 1/06/2021 al 31/12/2025</p>	<p>sono esenti dall'obbligo di notifica di articolo 108, par. 3, TFUE.</p> <p>Nell'ambito del programma bandiera dell'UE (Flagship programme) <i>Recharge and refuel</i> la Commissione stima che sia necessario dare un forte impulso alla mobilità sostenibile, costruendo al 2030 tre milioni di punti di ricarica per auto elettriche e 1.000 stazioni di rifornimento a idrogeno. L'obiettivo assegnato a NGEU è di consentire di realizzare metà di tale incremento entro il 2025. Il PNRR afferma che l'obiettivo complessivo dell'Italia, necessario a coprire il fabbisogno energetico richiesto dai veicoli elettrici, è di oltre 3,4 milioni di infrastrutture di ricarica al 2030, di cui 32.000 pubblici, veloci e ultraveloci.</p> <p>L'articolo 57 del D.L. n. 76/2020 "Semplificazioni" definisce e disciplina la realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici in apposite aree di sosta</p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
			<p>stabilendo il principio del libero accesso non discriminatorio e prevede semplificazioni per la loro realizzazione.</p> <p>A partire dai primi mesi del 2023, le risorse inizieranno ad essere assegnate e trasferite secondo una logica di avanzamento lavori.</p> <p>L'approccio della proposta prevede un contributo, nel rispetto dei limiti e dell'intensità degli aiuti previsti dalla disciplina europea, sul costo di costruzione e non superiore al 40%-70%.</p> <p>I dettagli del diverso contributo finanziario (% del costo totale), per le diverse configurazioni, sono così forniti:</p> <p>Stazioni di ricarica sulle autostrade: 40%</p> <p>Stazioni di ricarica nelle aree dei centri urbani: 40%</p> <p>Stazioni di ricarica collegate a depositi: 40%.</p> <p><i>Milestone</i></p> <p>Q2-2023: Aggiudicazione dei contratti per costruire 2500 stazioni di stazioni di ricarica rapida lungo le autostrade e almeno 4000 in aree urbane (tutti i comuni)</p>

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
			<p>Q4-2024 Aggiudicazione dei contratti per costruire 5000 stazioni di ricarica rapida lungo le autostrade e almeno 9000 nelle aree urbane (tutti i comuni)</p> <p>Q2-2024 costruire almeno 2500 stazioni di ricarica rapida stazioni di ricarica rapida lungo le autostrade e almeno 4000 nelle aree urbane (tutti i comuni)</p> <p>Q4-2025 costruire almeno 7500 stazioni di ricarica rapida lungo le autostrade e almeno 13000 nelle aree urbane.</p> <p>Quanto agli aiuti di Stato, si richiama l'applicabilità del Regolamento di esenzione dall'obbligo di notifica GBER (art. 36).</p>
<p>Rinnovabili e batterie (M2-C2-5.1)</p>	<p>1.000 (prestiti) di cui: Fotovoltaico 2021: 0</p>	<p>Potenziare le filiere in Italia nei settori fotovoltaico, eolico, batterie per il settore dei trasporti e per il settore elettrico.</p> <p>Per il fotovoltaico, l'obiettivo è incrementare la produzione dagli</p>	<p>Per il fotovoltaico, l'obiettivo è quello di pannelli solari ad alta efficienza basati su un innovativo modello di cella ("TANGO"), (lo strumento sono i contratti di sviluppo). Si prevede poi la costruzione di un impianto industriale per la produzione di pannelli</p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
	<p>2022: 50 2023: 75 2024: 75 2025: 100 2026: 100</p> <p>Industria Eolica</p> <p>2021: 0 2022: 10 2023: 20 2024: 20 2025: 25 2026: 25</p> <p>Industria delle Batterie</p> <p>2021: 0 2022: 50 2023: 50 2024: 75 2025: 150 2026: 175</p>	<p>attuali 200 MW/ anno ad almeno 2 GW/anno nel 2025, e ad almeno 3 GW/anno al 2026. L'investimento è complessivo 400 milioni di euro e il periodo (<i>relevant time period</i>) è - 1/1/2022 - 30/6/2026.</p> <p>Per l'industria eolica, l'investimento è di 100 milioni e il periodo è 1/1/2022 - 30/6/2026.</p> <p>Per il settore industriale delle batterie, l'investimento è di 500 milioni nel periodo 1/1/2022 - 30/6/2026.</p>	<p>flessibili "MIDSUMMER" (nella zona industriale di Modugno, provincia di Bari)</p> <p>Per l'industria eolica, lo strumento che verrà utilizzato saranno sempre i contratti di sviluppo. Secondo il PNIEC, l'energia eolica dovrebbe crescere di circa l'80%, dagli attuali 10GW installati a 18GW (1 GW offshore), compreso il <i>repowering</i> del parco eolico esistente e i nuovi impianti da sviluppare entro il 2030. Grazie alla sua posizione strategica nell'area del Mediterraneo, l'Italia può giocare un ruolo centrale nel mercato delle turbine eoliche (di potenza medio alta) per l'intera area.</p> <p>Per le industrie delle batterie, le agevolazioni sono essenzialmente di due tipologie, fondo perduto e / o un finanziamento agevolato, concessi entro i limiti delle intensità massime di aiuto previste dalla pertinente legislazione in relazione a specifici progetti di investimento, per i quali si richiama il</p>

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
			<p>Fondo IPCEI. Le risorse saranno utilizzate per finanziare i due progetti in cui l'Italia è coinvolta come IPCEI (<i>Batteries 1 and Batteries 2 Projects</i>, sui quali si rinvia agli allegati del PNRR, pag. 996).</p> <p>I criteri generali di intervento e funzionamento del Fondo IPCEI nonché per la concessione di sussidi alle società partecipanti a IPCEI sono da definire con un decreto attuativo del MISE, d'intesa con il MEF.</p> <p>È indicata la legislazione applicabile in materia di aiuti di Stato.</p> <p><i>Milestone</i></p> <p>Q4 2023, 80 progetti (48 per il fotovoltaico, 12 per l'eolico, 20 per le Batterie) riceveranno il supporto finanziario.</p>
<p>Idrogeno (M2-C2-5.2)</p> <p>450 (prestiti) di cui: 2021: 0 2022: 0 2023: 50</p>		<p>L'obiettivo perseguito è quello delineato nella Strategia nazionale per l'Idrogeno, la quale prevede l'installazione di circa 5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030. Inoltre, si prevede lo sviluppo di</p>	<p>Soggetti attuatori, MITE e MISE.</p> <p>È richiamata la disciplina sugli aiuti di Stato applicabile per il supporto alle PMI per investimenti in ricerca, sviluppo e innovazione.</p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
	2024: 140 2025: 90 2026: 170	<p>ulteriori tecnologie necessarie per sostenere l'utilizzo finale dell'idrogeno (es. celle a combustibile per autocarri). La maggior parte delle aziende attive in questo settore sono medie e piccole imprese. Si intende dunque sostenere lo sviluppo del mercato e delle PMI ivi operanti.</p> <p>Le risorse sono ripartite in 2 interventi (225 milioni ciascuno) il cui <i>relevant period</i> è tra l' 1/1/2022-1/1/2026.</p>	<p>Per le PMI saranno applicabili gli articoli del Regolamento generale di esenzione per categoria - GBER (Reg. UE 651/2014 art. 17, 18 e 21). Fuori dai criteri individuati nel GBER, l'intervento sarà notificato alla Commissione UE per valutare la compatibilità con le norme sugli aiuti di Stato.</p> <p>3Q 2022: avviso pubblico (<i>public notice</i>) per il cofinanziamento di programmi e progetti finalizzati alla realizzazione di una filiera nazionale dell'H2 (3° trimestre 2022)</p> <p>3Q 2026: Realizzazione di un sito industriale per una fabbrica di produzione di elettrolizzatori (3° trimestre 2026)</p>
Supporto a start-up e venture capital nella transizione ecologica (M2-C2-5.4)	250 (prestiti) di cui: 2021: 0 2022: 50 2023: 50 2024: 50	Nonostante la crescita del 18% negli ultimi 3 anni, l' ecosistema italiano del venture capital è solo al decimo posto in Europa in termini di dimensione degli investimenti, con un totale di soli 600€M nel 2020, significativamente al	Seguendo l'esempio di altri paesi come la Francia, è stato lanciato nel 2020 il programma CDP Venture Capital . Dopo il primo anno di attività di CDP Venture Capital vi sono segnali molto incoraggianti (oltre 900 nuove startup e PMI innovative create durante la pandemia (circa il 9%

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
	<p>2025: 50 2026: 50</p>	<p>di sotto dei livelli di Francia e Germania. Inoltre, nel nostro Paese, gli investimenti VC in <i>start up</i> italiane nel settore energetico rappresentano solo il 3% del totale, mentre gli investimenti in R&S rappresentano solo l'1,38% del PIL, rispetto alla media europea del 2,15%. L'investimento intende incoraggiare e stimolare la crescita di un ecosistema di innovazione, con <i>focus</i> su settori quali rinnovabili, mobilità sostenibile, efficienza energetica, economia circolare, trattamento rifiuti, batterie, etc., tramite investimenti di venture capital diretti e indiretti. L'intervento prevede l'introduzione di un fondo dedicato ("Green Transition Fund", GTF) con investimenti nei fondi più rilevanti di <i>Venture Capital</i> con focus <i>green</i>, affiancando i più rilevanti <i>VC managers</i> e operatori del sistema.</p>	<p>del totale), e circa 400€M investiti solo nel primo trimestre del 2021). Sono 4 le principali linee di azione in linea con le <i>best practice</i> e le esigenze del mercato: 1) Investimenti indiretti in fondi VC: 100€M per rafforzare le piattaforme di fondi di investimento VC esistenti; 2) Investimenti indiretti nelle fasi di <i>pre-seed</i> e <i>seed startup</i>: 50€M per per ricercatori e startup 3) Investimenti diretti in <i>startup</i> in fase iniziale e di crescita: 50€M per rafforzare l'azione dei fondi VC attivi 4) Investimenti in <i>venture building</i>: 50€M per sviluppare imprese nuove e innovative in <i>partnership</i> con società</p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo <i>Relevant time period</i> 1/07/2021-31/12/2026	Ulteriori elementi
IPCEI (M4-C2-2.1)	1.500 (prestiti) di cui 2021: 100 2022: 200 2023: 250 2024: 500 2025: 450 2026: 0	Integrare l'attuale fondo IPCEI, di cui all'art. 1 comma 232 della legge di bilancio per il 2020, con risorse aggiuntive. Allo stato, l'Italia ha preso parte a 3 IPCEI , due sulle batterie e l'altro sulla Microelettronica , quest'ultimo finalizzato in prevalenza al settore <i>automotive</i> . <i>Relevant time period</i> N.D.	La misura, attuata dal MiSE, prevede il sostegno pubblico- tramite incentivi - alla partecipazione delle imprese italiane ai progetti <i>Important Projects of Common European Interest - IPCEI</i> . L'Italia è già parte di 3 IPCEI , due sulle batterie e l'altro sulla Microelettronica , quest'ultimo finalizzato in prevalenza al settore <i>automotive</i> . Il 30 marzo 2021 , l'Italia ha lanciato un invito a manifestare interesse per la partecipazione delle imprese nazionali all' IPCEI Infrastrutture digitali e servizi cloud di nuova generazione da realizzare nell'ambito delle iniziative promosse in materia dal Ministero dello sviluppo economico, in raccordo con il Ministero per l'innovazione tecnologica e la transizione digitale, con gli Stati membri della Ue e la Commissione europea. Le imprese interessate potranno presentare progetti altamente innovativi in ambito

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
			<p>digitale, e, in particolare, relativi alle infrastrutture digitali e servizi <i>cloud</i>, al fine di promuovere investimenti in Italia in grado di sviluppare nuove tecnologie o prodotti associati alle seguenti applicazioni: protezione dei dati, cybersecurity, <i>smart mobility</i>, efficienza energetica e sostenibilità ambientale, industria 4.0, aerospazio e salute.</p> <p>È stata avviata la partecipazione a due ulteriori IPCEI, uno su progetti di R&S su <u>Microelettronica 2</u> per sviluppare una produzione industriale di nuove tecnologie o prodotti, negli ambiti applicativi (<i>Vertical Markets</i>) relativi alla connettività attraverso 5G e IoT, Smart mobility, Efficienza energetica e sostenibilità ambientale, Industria 4.0, Aerospazio; e un ulteriore IPCEI sull'<u>Idrogeno sostenibile</u>, in particolare da FER. Tutte le progettualità altamente innovative lungo la filiera dell'idrogeno sono candidate per essere incluse in un nuovo IPCEI, dalla produzione di idrogeno e relative attrezzature</p>

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
			<p>(elettrolizzatori, attrezzature per lo stoccaggio, trasporto), all'utilizzo dell'idrogeno nell'ecosistema della mobilità, agli usi industriali (soprattutto per i settori ad alta intensità energetica).</p> <p>I destinatari sono i centri di ricerca e le imprese. Dell'importo di 1,5 miliardi/€ il 90% sarà destinato al Sud Italia, il 10% al Centro-Nord.</p> <p>Q2 2021: apertura invito a manifestare interesse in nuovi progetti su IPCEI microelettronica n. 2: <i>Milestone:</i> bando aperto per manifestazione di interesse in nuovi progetti su IPCEI microelettronica n. 2</p> <p>Q2 2022 Adozione dell'atto giuridico che assegna il finanziamento necessario per fornire supporto ai partecipanti al progetto.</p>
Green Ports (M3 –C2–1.1)	270 (prestiti) di cui	Interventi di efficienza energetica e di promozione dell'uso di energia rinnovabile nei porti, rendere le relative	Soggetti attuatori: le nove AdSP del Centro Nord

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Investimento	Risorse (milioni di euro)	Obiettivo	Ulteriori elementi
	2021: 0 2022: 50 2023: 80 2024: 70 2025: 60 2026: 10	attività sostenibili e compatibili con i contesti urbani. Il progetto è destinato a dare un contributo alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 55% entro il 2030. <i>Relevant time period 1/07/2021 -1 30/06/2026.</i>	Viene richiamata la disciplina sugli aiuti di Stato applicabile (gli orientamenti sugli aiuti di Stato per la protezione dell'ambiente e l'energia). <i>Milestone: Q4 2022 Assegnazione dei lavori sulla base dei progetti integrati (almeno 7 Autorità Portuali).</i>

Agli investimenti sopra indicati si affiancano le seguenti previsioni di riforma:

Intervento di riforma	Risorse (milioni di euro)	Finalità, modalità e tempistica	Ulteriori elementi
Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili <i>onshore</i> e <i>offshore</i> , nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno (M2-C2-R.1.1)		La riforma è finalizzata a i) omogeneizzare le procedure autorizzative su tutto il territorio nazionale e semplificazione in continuità con quanto previsto dal Decreto Semplificazioni; ii) semplificare le procedure per la realizzazione di impianti di generazione di energia rinnovabile <i>off-shore</i> e completamento del meccanismo di sostegno FER anche per tecnologie non	L'ambito della riforma prospettata incide sullo stesso ambito materiale dei criteri e principi della delega al Governo per il recepimento della Direttiva RED II (Direttiva 2018/2001/UE) contenuta nell'articolo 5 della legge di delegazione europea 2019 (L. 22 aprile 2021, n. 53).

Intervento di riforma	Risorse (milioni di euro)	Finalità, modalità e tempistica	Ulteriori elementi
		<p>mature e l'estensione del periodo di svolgimento dell'asta (anche per tenere conto del rallentamento causato dal periodo di emergenza sanitaria), mantenendo i principi dell'accesso competitivo;</p> <p>iii) semplificare le procedure di impatto ambientale;</p> <p>iv) condividere a livello regionale di un piano di identificazione e sviluppo di aree adatte a fonti rinnovabili di potenza complessiva almeno pari a quello individuato dal PNIEC, per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili;</p> <p>v) potenziare gli investimenti privati;</p> <p>vi) incentivare lo sviluppo di meccanismi di accumulo di energia, con agevolazioni normative per gli investimenti nei sistemi di stoccaggio;</p> <p>vii) incentivare gli investimenti pubblico-privati nel settore</p>	<p>Gli Stati membri dovranno recepire nel diritto nazionale la direttiva entro il 30 giugno 2021.</p> <p>Si rammenta, inoltre, quanto alla semplificazione dei procedimenti autorizzatori all'installazione degli impianti a fonte rinnovabile, l'articolo 56 del D.L. n. 76/2020, cd. "D.L. Semplificazioni".</p> <p>Quanto alla promozione delle FER e alla revisione delle sue forme di incentivazione, compatibilmente con i principi di sostenibilità ambientale, l'articolo 56, comma 8-<i>bis</i>, che ha introdotto delle deroghe al divieto di fruizione degli incentivi statali per gli impianti solari fotovoltaici con moduli a terra in aree agricole.</p>

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Intervento di riforma	Risorse (milioni di euro)	Finalità, modalità e tempistica	Ulteriori elementi
Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile (M2-C2-R.1.2)		La riforma si compone di un decreto legislativo attuativo della RED II (o una diversa normativa primaria) che istituirà un meccanismo atto a promuovere la produzione e il consumo di gas rinnovabile in Italia (esclusi gli usi termoelettrici). Successivamente, tramite decreto emesso dal MiTE saranno stabilire condizioni, criteri e modi di attuazione del sistema di promozione della produzione e del consumo di biometano nei settori industriale, terziario e residenziale. La legislazione primaria sarà emanata entro la metà del 2021, seguita dal decreto attuativo entro fine anno. Nel 2022 inizieranno le riconversioni che entreranno gradualmente in funzione.	Si rinvia, <i>supra</i> .
Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno (M2- C3 – R 3.1)		La riforma includerà le seguenti misure: emissione di norme tecniche di sicurezza su produzione, trasporto (criteri tecnici e normativi per l'introduzione dell'idrogeno nella rete del gas naturale), stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno tramite decreti dei	A novembre 2020, il MISE ha adottato le linee guida per la Strategia nazionale sull'idrogeno (disponibili qui e inviate in allegato al presente appunto). Le linee guida, si legge nel comunicato

Intervento di riforma	Risorse (milioni di euro)	Finalità, modalità e tempistica	Ulteriori elementi
		<p>Ministri dell'Interno e Transizione ecologica; semplificazione amministrativa per la realizzazione di piccoli impianti di produzione di idrogeno verde, tramite costituzione di uno sportello unico per la concessione di autorizzazione; regolamentazione da parte di ARERA della partecipazione degli impianti di produzione di idrogeno ai servizi di rete; sistema di garanzie di origine per l'idrogeno rinnovabile; misure per consentire la realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno presso aree di servizio autostradali, magazzini logistici, porti, ecc. tramite Accordo tra il Ministero della Transizione Ecologica e il Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile per definire le aree di rifornimento selezionate lungo il locale della stazione di rifornimento per la realizzazione di corridoi H2, partendo dalle regioni del Nord Italia fino alla Pianura Padana e agli <i>hub</i> logistici.</p>	<p><u>stampa</u>, sono state redatte sulla base della Strategia per l'Idrogeno dell'UE ("Clean Hydrogen Alliance"COM(2020) 301 final, 8.7.2020), adottata l' 8 luglio 2020, e costituiscono un'introduzione finalizzata a inquadrare la discussione che porterà a una dettagliata Strategia Italiana per l'Idrogeno. Le linee guida sono state sottoposte a consultazione pubblica, che si è chiusa a dicembre 2020.</p>

3. IL PNRR: GLI INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Intervento di riforma	Risorse (milioni di euro)	Finalità, modalità e tempistica	Ulteriori elementi
<p>Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno (M2-C3-R.3.2)</p>		<p>La riforma prevede l'istituzione di incentivi fiscali per sostenere la produzione di idrogeno verde in considerazione del suo impatto ambientale neutro (tasse verdi), incluso in progetto più ampio di revisione generale della tassazione dei prodotti energetici e delle sovvenzioni inefficienti ai combustibili fossili; misure per la diffusione del consumo di idrogeno verde nel settore dei trasporti attraverso il recepimento della Direttiva Europea RED II</p>	<p>Tra i criteri e principi della delega al Governo per il recepimento della Direttiva RED II (Direttiva 2018/2001/UE) contenuta nell'articolo 5 della legge di delegazione europea 2019 (L. 22 aprile 2021, n. 53), rientra la promozione dell'impiego di idrogeno verde nell'industria siderurgica e chimica, al fine di soddisfare gli impieghi industriali che necessitano di intensità energetiche molto elevate che non possono essere soddisfatte dalla produzione di energia da fonti rinnovabili (comma 1, lett. <i>bb</i>)).</p>

4. Meccanismi di sostegno alle rinnovabili elettriche

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata supportata, nel corso degli anni, da una **molteplicità di meccanismi** incentivanti. Gli **incentivi alla produzione rinnovabile elettrica** hanno un **forte impatto sul costo dell'energia** e le risorse relative sono reperite attraverso la componente **Asos, ex A3**, degli oneri generali di sistema pagati in bolletta elettrica (cfr. infra, box in calce al presente paragrafo).

Come evidenziato dal **GSE**, soggetto gestore dei meccanismi di incentivazione e dei servizi di ritiro dell'energia elettrica prodotta da FER (ai sensi dell'[art. 42 decreto legislativo n. 28/2011](#)), le politiche di sostegno si sono comunque mosse "in una logica di progressivo orientamento al mercato e di riduzione del livello di incentivazione in linea con la decrescita dei costi di generazione"¹⁴.

Quanto al peso degli oneri di sistema pagati in bolletta per il supporto alle FER, si rinvia, più diffusamente, al *box* di approfondimento successivo.

Per la gran parte dei meccanismi adottati nel corso degli anni passati, il periodo entro il quale è stato possibile avervi accesso, si è esaurito.

Purtuttavia, per alcuni di questi, la durata di godimento del relativo beneficio arriva, in alcuni casi, ad essere anche trentennale. Dunque, i meccanismi introdotti in precedenza, sia pure non più accessibili, continuano a supportare una cospicua parte di impianti in esercizio.

Si riporta di seguito la sintesi descrittiva, in ordine cronologico, dei meccanismi incentivanti da FER che si sono susseguiti. La sintesi è tratta dal [Rapporto annuale GSE](#) sull'attività svolta nell'anno 2020, pubblicato a maggio 2021¹⁵. Contestualmente, si dà indicazione dei più recenti interventi che hanno modificato e implementato gli incentivi in questione.

Si tratta essenzialmente di **normativa di rango secondario** adottata **prevalentemente** (ma non esclusivamente) all'indomani dell'adozione della normativa europea quadro sullo sviluppo delle fonti rinnovabili di cui alla Direttiva RED I, conformemente a quanto da essa consentito.

In via generale, la base legittimante l'adozione della normativa secondaria di sostegno alla produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili è costituita dagli articoli [24 -33 del decreto legislativo n. 28/2011](#), di recepimento della [Direttiva 2009/28/UE](#) cd. RED I. L'articolo 24, da ultimo modificato dall'articolo

¹⁴ Cfr. GSE, "[Rapporto sull'attività 2020](#)", pubblicato il **25 maggio 2021**, pag. **56**.

¹⁵ Cfr. anche, Quinta relazione dell'Italia in merito ai progressi ai sensi della [Direttiva 2009/28/UE](#) - [Progress Report dicembre 2019](#)

56 del decreto-legge n. 76/2020, definisce le modalità e i criteri per l'**incentivazione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile**, rinviando:

- al comma 5 e 6, a **decreti interministeriali** (del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare – ora del MITE- e, per i profili di competenza con il Ministro delle politiche agricole e forestali, sentite l'ARERA e la Conferenza Unificata), la definizione delle modalità per l'**attuazione dei sistemi di incentivazione**, nel rispetto dei criteri individuati dallo stesso articolo;
- al comma 7, all'**ARERA** la definizione delle modalità attraverso le quali le risorse per l'erogazione degli incentivi, trovano **copertura nel gettito della componente A3 – ora Asos** - delle tariffe dell'energia elettrica;
- al comma 9, ad un ulteriore **decreto interministeriale** (Decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare – ora del MITE -) la definizione di specifici **incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili** mediante impianti che facciano ricorso a tecnologie **avanzate** e non ancora pienamente commerciali, compresi gli impianti sperimentali di potenza fino a 5 MW alimentati da fluidi geotermici a media ed alta entalpia.

Ulteriori norme primarie hanno disciplinato, con interventi *ad hoc*, incentivi alle fonti rinnovabili elettriche. Anche tali forme incentivanti devono operare nel quadro dei principi e dei criteri di derivazione comunitaria in materia, ivi inclusa la disciplina inerente gli **aiuti di Stato** (*cfr.* [orientamenti sugli aiuti di Stato per la protezione dell'ambiente e l'energia](#) (2014/C 200/01)).

La successiva tabella 1, tratta dal [Rapporto GSE sull'attività 2020](#), indica le diverse **forme di incentivazione** dell'energia elettrica prodotta da FER, dando anche menzione del periodo di accesso.

La Tabella usa un ordine decrescente, volo ad evidenziare i meccanismi le cui procedure di accesso non si sono esaurite (si rinvia in particolare al D.M. 4 luglio 2019, cd. D.M. FER1).

Nella descrizione delle diverse forme di incentivazione si seguirà invece un ordine decrescente, per evidenziare l'**avvicendamento** tra i diversi meccanismi e l'evoluzione.

4. MECCANISMI DI SOSTEGNO ALLE RINNOVABILI ELETTRICHE

MECCANISMO INCENTIVANTE	PERIODO ACCESSO ¹⁾	DURATA INCENTIVO ²⁾	SORTE/TECNOLOGIE	POTENZA IMPIANTO ³⁾	TIPOLOGIA INCENTIVO ⁴⁾	VALORIZZAZIONE INCENTIVO	TIPOLOGIA ENERGIA INCENTIVATA	VALORIZZAZIONE ENERGIA IMMESA ⁵⁾
D.M. 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
D.M. 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
D.M. 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
D.M. 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 ⁶⁾	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
I-IV Conto Energia FV	2006-2012	20 anni	FV	Qualsiasi	FIP ⁶⁾	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
Certificati Verdi/Tariffa incentivante ex CV	2002-2012	8-15 anni	FER-E ⁶⁾	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

¹⁾ Periodo indicativo di ammissibilità al meccanismo e durata dell'incentivo, salvo disposizioni specifiche o transitorie

²⁾ Non inferiore a 1 kW.

³⁾ 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.

⁴⁾ L'accesso ai servizi di RID e SSP è regolamentato in funzione della tipologia e potenza di impianto.

⁵⁾ 200 kW per gli impianti eolici.

⁶⁾ Il IV CE prevedeva per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 2013 una FIT+PA.

⁷⁾ Inclusi specifici impianti di cogenerazione abbinati a reti di teleriscaldamento.

Fonte: GSE.

4.1 CIP 6/1992

Il **meccanismo incentivante CIP 6/1992**, introdotto in Italia quasi un ventennio addietro, 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 tariffa **onnicomprensiva** 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, che tuttavia **continua a essere riconosciuto a quegli impianti che hanno sottoscritto l'apposita convenzione** durante la vigenza del provvedimento.

Secondo i dati recentemente diffusi dal GSE, nel corso del **periodo 2010-2020**, si riscontra una graduale diminuzione del volume dell'energia ritirata dal GSE stesso (dai circa 37,7 TWh del 2010 ai 4,1 TWh del 2020), per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni di cessione destinata CIP6/92, con conseguente **riduzione della potenza contrattualizzata** dai 5.503 MW del 2010 ai **567 MW del 2020**¹⁶.

Nel **2020**, l'**energia ritirata** dal GSE ammonta a **4.084 GWh**, di cui 4.066 GWh dall'ultimo impianto rimasto da fonti assimilate e 18 GWh da impianti a fonti rinnovabili. Il **costo sostenuto** è stato pari a **308,7 mln €**, dei quali 307,4 mln € per le fonti assimilate (remunerazione media di 75,6 €/MWh) e 1,3 mln € per le fonti rinnovabili (remunerazione media di 72,4 €/MWh).

Numero di Convenzioni Cip6 nel periodo 2010-2020

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	10	6	6	3	1	1	1	1	1	1	1
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	20	10	5	3	1	1	1	0	0	0	0
Totale Fonti assimilate	30	16	11	6	2	2	2	1	1	1	1
Impianti idroelettrici	5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti geotermici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impianti eolici	38	31	15	15	13	10	2	2	0	0	0
Impianti solari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, biogas e rifiuti	116	87	71	56	52	32	27	17	8	3	2
Totale Fonti rinnovabili	159	119	87	71	65	42	29	19	8	3	2
Totale	189	135	98	77	67	44	31	20	9	4	3

Fonte : GSE.

¹⁶ 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.

4.2 Certificati verdi-CV/Tariffa incentivante ex CV

I **Certificati Verdi (CV)**, fino all'anno 2015, sono stati dei titoli riconosciuti in misura proporzionale all'energia prodotta da **impianti a fonti rinnovabili (IAFR)** 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 ad immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una prestabilita quota di elettricità da fonti rinnovabili, quota annullata a partire dall'anno 2016, oppure ritirati dal GSE a prezzi regolati.

A partire **dall'anno 2016, i CV sono stati convertiti in una nuova forma di incentivo**, ai sensi di quanto previsto dall'art.19 del D.M. 6 luglio 2012. Gli impianti qualificati a fonte rinnovabile (IAFR) che hanno già maturato il diritto al riconoscimento dei CV ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008¹⁷, hanno dunque 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.

¹⁷ Come evidenzia il GSE, nel Rapporto sulle attività 2020 (pag. 85), “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 **successivo 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 ha comportato 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. 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”.

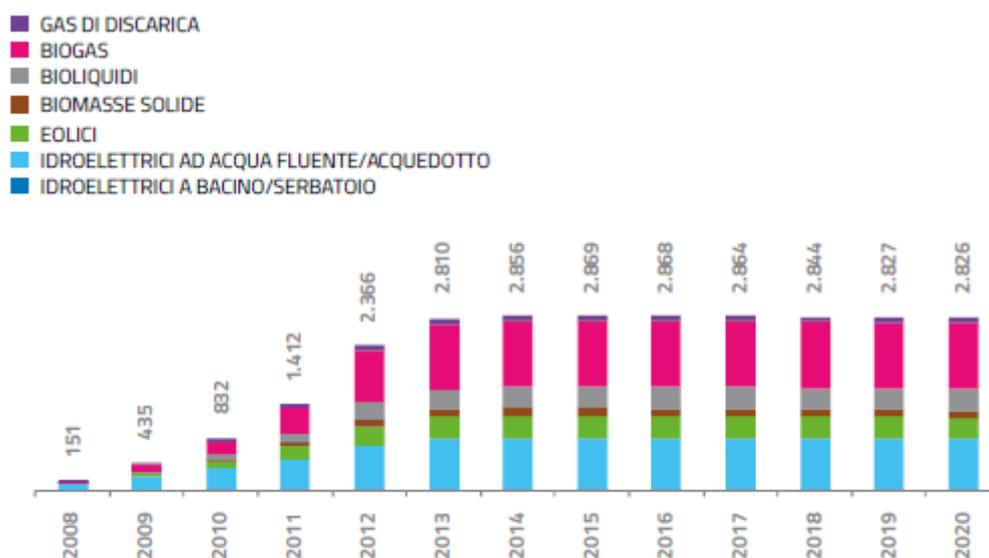
Secondo i dati GSE, nell'anno **2020**, risultano aver beneficiato dell'**incentivo ex CV 1.060 impianti**, per una potenza complessiva di 12.430 MW.

Gli impianti eolici e idroelettrici sono 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.

4.3. Tariffe onnicomprensive

Le tariffe onnicomprensive sono 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. Si fa qui riferimento alle **Tariffe Onnicomprensive** introdotte dalla [legge n. 244/2007 \(legge finanziaria 2008\)](#) e regolate dal D.M. 18 dicembre 2008¹⁸. Si tratta di un **meccanismo** di incentivazione introdotto come **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 2012¹⁹.

Nel **2020** è stato ritirato un quantitativo di **energia convenzionata in regime di TO** pari a **9.102 GWh**, per un corrispettivo economico erogato dal GSE pari a **2.408 mln €** (per l'evoluzione, cfr. *infra* Tabella GSE). Gli impianti a biogas sono di gran lunga i più rilevanti sia in termini di energia ritirata (5.956 GWh) sia di corrispettivi erogati (1.663 mln €).



Si riporta di seguito la **Tabella** pubblicata dal GSE relativa all'**evoluzione del numero degli impianti in regime di TO**, per tipologia.

¹⁸ Fino all'emanazione degli ultimi provvedimenti di incentivazione del fotovoltaico (D.M. 5 luglio 2012) e delle altre FER (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 fino a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

¹⁹ La tariffa è 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).

4. MECCANISMI DI SOSTEGNO ALLE RINNOVABILI ELETTRICHE

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Idroelettrici a bacino/serbatoio	4	5	6	11	12	12	12	12	12	12	12	12
Idroelettrici ad acqua fluente/acquedotto	224	352	508	726	824	834	835	835	834	834	833	831
Eolici	40	107	206	318	365	365	369	366	366	362	354	350
Biomasse solide	13	33	55	105	129	131	129	124	123	120	119	118
Bioliquidi	35	77	160	275	319	346	352	353	352	341	339	347
Biogas	96	217	428	863	1.082	1.087	1.091	1.096	1.096	1.095	1.094	1.092
Gas di discarica	23	41	49	68	79	81	81	82	81	80	76	76
Totale complessivo	435	832	1.412	2.366	2.810	2.856	2.869	2.868	2.864	2.844	2.827	2.826

Fonte: GSE.

4.4. Conto energia per il fotovoltaico: “spalma incentivi” obbligatorio e divieto di cumulo con la cd. “Tremonti ambiente”

Il cd. “**Conto energia**” è un sistema di incentivazione dedicato agli impianti solari fotovoltaici. Originariamente, consisteva in un premio incentivante fisso erogato sulla base dell’energia prodotta. Tale schema è stato rivisto dall’ultimo provvedimento di incentivazione, il **D.M. 5 luglio 2012**, cd. **V° Conto energia**, in virtù del quale l’incentivo è corrisposto, con meccanismi tariffari diversi, sulla quota di energia prodotta e auto consumata e sulla quota di energia prodotta e immessa in rete.

Dal 6 luglio 2013- trenta giorni **dopo** la data di **raggiungimento** di un **costo indicativo cumulato** annuo degli incentivi “Conto energia” di **6,7 miliardi** di euro - **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 meccanismo²⁰.

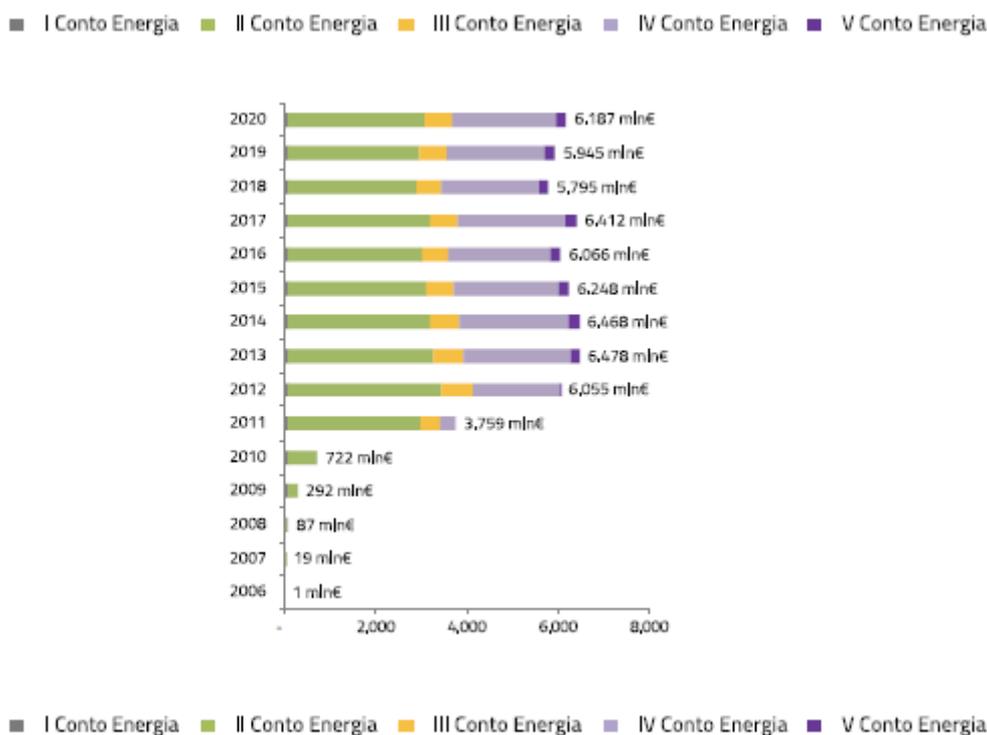
²⁰ Il GSE ricorda che “Questo meccanismo, già previsto dal decreto legislativo n. 387/2003, è diventato operativo in seguito all’entrata in vigore dei **decreti interministeriali del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (I Conto energia)**. L’attività svolta dal GSE è consistita nella gestione e nell’esame 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 Conto energia**, 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 Conto energia**, 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 il **decreto-legge n. 105/2010**, convertito in **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 decreto legislativo n. 28/2011 è stato pubblicato il **D.M. 5 maggio 2011 (IV Conto energia)** 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 Conto energia)**. 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;

Nell'anno 2020, l'energia incentivata risulta complessivamente pari a circa **21,2 TWh**, 0,7 TWh in più rispetto al 2019, principalmente per il **maggior irraggiamento**. Di conseguenza, risultano erogati ai **549.228 impianti** (17.595 MW) ammessi ai diversi **Conti Energia**, corrispettivi per **6.187 mln €** circa 240 mln € in più rispetto al 2019

I corrispettivi erogati derivano in modo preponderante dal II CE (3.005 mln € a fronte di 8.305 GWh) e dal IV CE (2.275 mln € a fronte di 9.151 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 40% e 21% in termini di importi erogati.

Evoluzione dei corrispettivi erogati agli impianti fotovoltaici per Conto energia di riferimento



4.4.1 Lo “spalma incentivi obbligatorio”

Al riguardo, il [decreto-legge n. 91/2014, art. 26, comma 3](#), ha disposto la **rimodulazione degli incentivi** spettanti agli **impianti fotovoltaici** di potenza incentivata superiore a 200 kW (cd. «**spalma-incentivi**»

- 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).

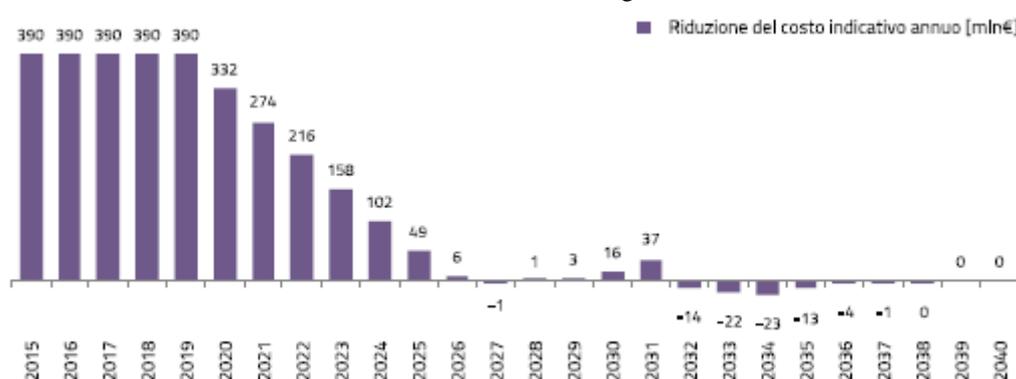
obbligatorio). La finalità esplicitata dell'intervento è stata quella di ridurre i costi del sostegno alle fonti rinnovabili pagati in bolletta elettrica.

In particolare, a seguito della pubblicazione del decreto ministeriale attuativo, D.M. MiSE del 17 ottobre 2014, gli operatori hanno dovuto optare per una delle seguenti tre opzioni di rimodulazione proposte, con effetto dall'anno 2015:

- il prolungamento dell'incentivazione fino a 24 anni, a fronte di una riduzione dell'incentivo tra il 17% e il 25%;
- a parità di periodo residuo di incentivazione, 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;
- a parità di periodo residuo di incentivazione, un taglio dell'incentivo (tra il 6% e l'8%) in funzione della classe di potenza.

Come evidenzia il GSE, gli impianti interessati dalla rimodulazione sono **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 2020 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 20% rispetto al 2014; circa il 37,3% ha optato per l'opzione B, cui nel 2020 corrisponde una riduzione media dell'incentivo del 10% 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 2020**, pari a circa **330 mln €** rispetto a uno scenario senza applicazione dello spalma-incentivi.

Scenario di riduzione del costo indicativo annuo degli incentivi rimodulati



Fonte: GSE.

4.4.2 Cumulabilità incentivi Conto energia e Tremonti ambiente - "Sanatoria" ex articolo 36 del decreto-legge n. 124/2019

In merito al **divieto di cumulo** degli incentivi riconosciuti dal **III, IV e V "Conto energia" con la detassazione fiscale per investimenti ambientali** (cd. "Tremonti ambiente") - prevista dalla legge finanziaria 2001 ([L. n.](#)

[388/2000](#)) - [l'articolo 36 del decreto-legge n. 124/2019](#) ha previsto che i soggetti interessati possano mantenere il diritto a beneficiare delle tariffe incentivanti riconosciute dal GSE, subordinatamente alla restituzione di una somma relativa ai benefici fiscali goduti ai sensi della citata legge finanziaria 2001. I soggetti interessati alla definizione, hanno dovuto presentare apposita comunicazione all'Agenzia delle entrate, indicando l'eventuale pendenza di giudizi aventi ad oggetto il recupero delle agevolazioni non spettanti in virtù del divieto di cumulo e l'impegno a rinunciare agli stessi. La norma ha previsto che la **definizione fosse perfezionata con la presentazione della comunicazione e con il pagamento degli importi entro il 31 dicembre 2020** (termine così differito, a causa dell'emergenza epidemiologica, dall'[articolo 56 del decreto-legge n. 76/2020](#)²¹). Resta ferma la facoltà di agire in giudizio per coloro che non ritengono di avvalersi della definizione concessa dall'[articolo 36 del decreto-legge n. 124/2019](#). Al contribuente che si è avvalso della definizione, effettuando il relativo pagamento - il **Gestore dei servizi energetici (GSE) non applica le decurtazioni degli incentivi** previste a titolo di sanzione per le irregolarità riscontrate di cui all'[articolo 42 del decreto legislativo n. 28/2011](#).

²¹ Cfr. Provvedimento dell'Agenzia delle entrate n.114266 del 6 marzo 2020.

4.6 D.M. 6 luglio 2012 per le FER diverse dalla fotovoltaica

Il **D.M. 6 luglio 2012** ha introdotto, in sostituzione dei previgenti meccanismi dei CV e delle TO, il 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**.

Ai sensi del decreto, gli impianti sono incentivati **sulla base dell'energia immessa in rete**: quelli fino a 1 MW con delle tariffe onnicomprensive; 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 stato assoggettato all'iscrizione degli impianti a registri o alla partecipazione ad aste competitive, mentre nel caso degli impianti più piccoli è stato previsto l'accesso diretto.

Si tratta di un meccanismo poi ripreso anche dalla successiva normativa incentivante, che ha sostituito quella qui in esame, fissando una normativa transitoria²² (D.M. 23 giugno 2016, cfr. *infra*).

Secondo i dati GSE, nell'**anno 2020**, l'**energia incentivata** ai sensi del D.M. 6 luglio 2012 è risultata pari a **5.171 GWh**, cui è associato un corrispettivo economico di circa **517 mln €**. In termini di energia, l'**eolico è di gran lunga la fonte più rappresentativa**, con 2.532 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (1.245 GWh) e dal geotermico (487 GWh). In termini di corrispettivi, all'eolico sono associati 206 mln € seguiti da 145 mln € dell'idroelettrico ad acqua fluente e da 89 mln € del biogas.

²² Come sempre evidenzia il GSE, il D.M. 23 giugno 2016, 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.

Evoluzione storica dell'energia incentivata e dei relativi corrispettivi economici dal 2013.

Tipologia	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Idraulica a bacino/serbatoio	0	1	15	40	45	76	84	101
Idraulica acqua fluente	20	160	406	730	831	1.174	1.215	1.245
Idraulica su acquedotto	1	7	16	27	26	32	35	35
Eolica on shore	6	368	701	1.522	2.214	2.474	2.760	2.532
Geotermica	0	153	371	526	541	494	479	487
Biomasse	1	34	73	174	389	441	403	358
Bioliquidi sostenibili	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogas	2	86	211	331	404	416	409	413
Gas di discarica	0	1	2	2	1	1	1	0,4
Totale complessivo	30	809	1.795	3.352	4.453	5.109	5.387	5.171

Fonte: GSE

4.7. Lo “spalma incentivi” volontario per le fonti diverse dal fotovoltaico

Per **diminuire l'onere annuo dell'incentivazione** delle **fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico**, con il [decreto-legge n. 145/2013](#) (articolo 1, commi 3-6), c.d. **Destinazione Italia** è stato previsto lo "**spalma-incentivi volontario**" con il quale si è proposto ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti beneficiari di Certificati Verdi, Tariffe Onnicomprensive e tariffe premio, un'**alternativa** tra continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo oppure optare per la fruizione di un incentivo ridotto a fronte di una proroga del periodo di incentivazione. Agli operatori è stata data, in particolare, 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 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, è stato **precluso l'accesso ad altri incentivi per gli interventi di qualunque tipo** realizzati sullo stesso sito.

Tale preclusione è stata recentemente rimossa con il [decreto-legge n. 76/2020](#) (articolo 56, commi 3-6), cd. "decreto-legge Semplificazioni", il quale ha consentito a coloro **che beneficiano o, hanno beneficiato** del diritto a mantenere gli incentivi goduti senza rimodulazione degli stessi, **di partecipare**, con progetti di intervento sullo **stesso sito** dei predetti impianti, ai **bandi pubblicati dal GSE** successivamente al 17 luglio 2020 e **ad eventuali ulteriori strumenti incentivanti a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica successivamente approvati**, anche in esecuzione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

4.8 Il D.M. 23 giugno 2016

Con il **D.M. 23 giugno 2016** sono stati aggiornati 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**, includendovi **anche gli impianti solari termodinamici** (per i quali, il precedente meccanismo incentivante era contenuto nel D.M. 11 aprile 2008, abrogato dal D.M. 23 giugno 2016).

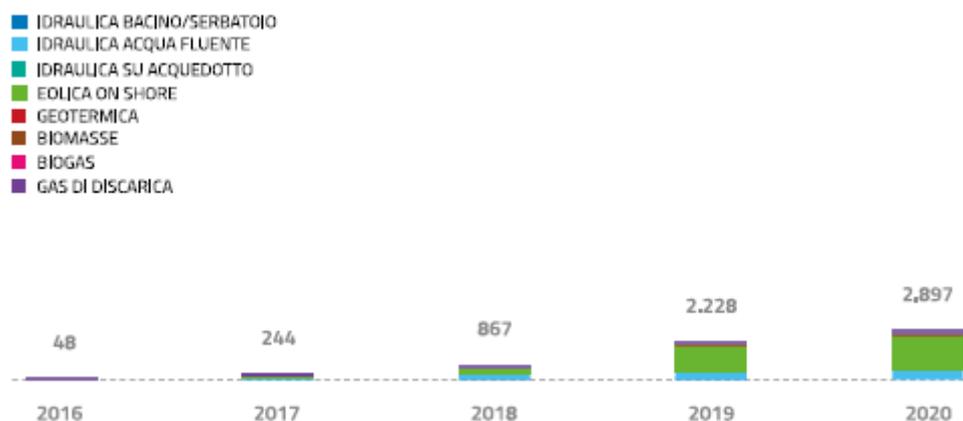
Come per il precedente D.M. 6 luglio 2012, l'incentivazione è riconosciuta all'**energia prodotta netta e immessa in rete**, che è pari al minor valore fra la produzione netta (produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari e delle perdite) e l'energia effettivamente immessa in rete. Sono previste due forme di incentivazione:

- una **tariffa onnicomprensiva** (TO, data dalla somma tra tariffa incentivante base e ammontare totale degli eventuali premi). Nel caso di TO, il corrispettivo erogato comprende la remunerazione dell'energia che viene ritirata dal GSE. 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.
- 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). Nel caso di incentivo, l'energia resta invece nella disponibilità del produttore. Gli impianti di potenza superiore a 500 kW possono pertanto optare per il solo incentivo.

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

Nel **2020**, l'energia incentivata risulta essere pari a **2.897 GWh** per un costo di **231 mln €**. Essa è in aumento rispetto all'anno precedente. L'**eolico** è la prima fonte incentivata, con 1.951 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (568 GWh) e dal biogas (186 GWh). In termini di corrispettivi, all'eolico sono associati 105 mln €, seguiti da 69 mln € dell'idroelettrico ad acqua fluente e da 40 mln € del biogas. La rilevante crescita dell'energia e dei corrispettivi del 2019 e del 2020, rispetto al 2018 è dovuta prevalentemente all'entrata in esercizio di nuova potenza eolica.

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



Fonte: GSE.

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 (i progetti sono riferiti a **205 impianti**, per un ammontare di **156 MW**).

D.M. 23 giugno 2016. Numero e potenza degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2020, suddivisi per tipologia

Tipologia impianti	2016		2017		2018		2019		2020	
	Numero di impianti	Potenza [MW]								
Idraulica a bacino/serbatoio	1	0	5	0,3	14	1,8	12	4,6	13	6,0
Idraulica acqua fluente	67	17,6	340	57,4	348	72,2	365	86,4	392	113,6
Eolica on shore	348	21,7	2.364	152,1	2.283	418,4	2.274	962,1	2.270	961,9
Geotermica	0	0	0	0	0	0	1	16,0	1	16,0
Biomasse	28	10,1	153	32,2	148	31,2	148	32,3	142	29,5
Bioliquidi sostenibili	1	1	1	1,0	1	1,0	1	1,0	3	3,0
Biogas	19	4,8	125	20,4	136	23,0	170	31,2	193	37,2
Gas di discarica	2	1,9	2	1,9	3	3,9	3	2,9	3	2,9
Oceanica	1	0,1	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

Fonte: GSE

4.8.1 La riapertura del D.M. 23 giugno 2016 per il biogas

La **legge di bilancio per il 2019** ([L. n.145/2018](#), art. 1, comma 954) ha **riaperto** la possibilità di **accesso agli incentivi del D.M. 23 giugno 2016** per gli impianti a **biogas** con potenza elettrica non superiore a 300 kW, **facenti parte del ciclo produttivo** di una **impresa agricola**, di allevamento, realizzati da imprenditori agricoli anche in forma consortile e la cui alimentazione deriva per almeno l'80 per cento da **reflui e materie derivanti dalle aziende agricole** realizzatrici e per il restante 20 per cento da loro colture di **secondo raccolto**. È stato previsto un registro nel limite del costo indicativo annuo di **25 milioni** di euro. Per gli impianti fino a 100 kW è stato inoltre consentito l'accesso diretto. Gli incentivi in questione sono stati **prorogati** all'anno 2020 dal successivo [decreto-legge n. 162/2019](#) cd. "Milleproroghe" (art. 40-*ter*) nel limite di un ulteriore costo di 25 milioni di euro e **all'anno 2021** dal [decreto-legge n. 183/2020](#) cd. "Milleproroghe" (art. 12, co. 9-*ter*).

4.10. Il 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 minimi di sviluppo da raggiungere entro il **31 dicembre 2020** e le modalità di sostegno degli investimenti necessari alla realizzazione.

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.

Nel 2019, il GSE aveva pubblicato le [procedure operative](#) relative al **D.M. 14 febbraio 2017**. Al 31 dicembre 2020 risultano **in esercizio 36 impianti**, tutti **fotovoltaici**, per un totale di **533 kW**.

Il **D.M. MISE del 25 maggio 2020** (*Bando sui progetti integrati innovativi per le isole minori non interconnesse, ex articolo 6 D.M. 14 febbraio 2017*), ha destinato 10 milioni di euro per la realizzazione di progetti per la progressiva copertura del fabbisogno energetico attraverso energia da fonti rinnovabili.

Il bando è rivolto ai gestori del servizio elettrico operanti nelle isole minori non interconnesse e finanzia progetti di investimento integrati innovativi che dimostrino, nel rispetto delle condizioni di sicurezza e continuità della fornitura, di ridurre la produzione di energia elettrica annua convenzionale. Le domande dovranno essere presentate entro il **25 giugno 2021**.

4.10. Il D.M. 4 luglio 2019 (cd. FER 1)

Il [D.M. 4 luglio 2019](#) (cd. FER 1) 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.

Come evidenzia sempre il GSE, 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 (TO)**. 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 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.

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.

Il 30 settembre 2019 è stato aperto il primo bando relativo alla prima delle sette procedure competitive di registro e asta previste dal D.M 4 luglio 2019. **Nel corso del 2020** si sono svolte **tre delle sette procedure competitive** di registro e asta previste (l'ultimo bando è previsto per il 30 settembre 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).

Nr. Procedura	Data di apertura del bando	Data di chiusura del bando
1	30 settembre 2019	30 ottobre 2019
2	31 gennaio 2020	1 marzo 2020
3	31 maggio 2020	30 giugno 2020
4	30 settembre 2020	30 ottobre 2020
5	31 gennaio 2021	2 marzo 2021
6	31 maggio 2021	30 giugno 2021
7	30 settembre 2021	30 ottobre 2021

Le richieste totali pervenute nel 2020 sono state 3.192, per complessivi 2.422 MW. Di queste, **1.869 domande** sono risultate ammesse **in posizione utile** nelle relative graduatorie, per una potenza totale di 2.008 MW, per **oltre metà** relative all'**eolico**, seguito dal fotovoltaico e dall'idroelettrico. Si osserva, in particolare, una **crescita** della partecipazione ai registri per impianti **fotovoltaici** abbinati alla rimozione dell'**amianto** dalle coperture di edifici o fabbricati rurali²³.

²³ Con riferimento all'accesso degli **impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole** si rammentano due recenti interventi volti ad attenuare il divieto di accesso, per tali impianti, agli incentivi statali. L'art. 56, comma 8-bis del [decreto-legge n. 76/2020](#), cd. "Semplificazioni", ha inteso risolvere il problema di quelle aree che, sebbene formalmente qualificate agricole ai fini catastali, non sono suscettibili nei fatti di reale sfruttamento agricolo. Si tratta delle aree in Siti di Interesse Nazionale (SIN) su cui ricadono impianti già autorizzati e di discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave o lotti di cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento. Il legislatore è intervenuto per disporre che gli impianti fotovoltaici ricadenti nelle aree in questione possono godere degli incentivi per la produzione di energia da fonte fotovoltaica previsti dalla disciplina vigente. Con il recentissimo decreto-legge n. 77/2021, sono

L'energia incentivata nel 2020 è stata di circa 19 GWh, cui risulta associato un corrispettivo economico di circa **1,6 mln €**

Energia incentivata ai sensi del D.M. 4 luglio 2019 [GWh]

Tipologia	2020
Idraulica a bacino/serbatoio	0
Idraulica acqua fluente	3
Idraulica su acquedotto	0
Eolica on shore	15
Gas da depurazione	0
Fotovoltaica	0
Totale complessivo	19

Fonte: GSE

Il GSE segnala che, per diverse procedure, specialmente aste, non è stato saturato il contingente, fatto salvo per la sempre elevata partecipazione dei piccoli impianti idroelettrici a registro.

In proposito appare opportuno rilevare che, nel marzo 2021, con il quinto bando, su 2.461 MW messi a disposizione per tutte le tecnologie, sono pervenute al Gestore 711 richieste per un totale di 3583 MW, di cui 297,7 MW ammessi in posizione utile.

Si rinvia, più diffusamente, quanto al cd. D.M. FER1, al sito istituzionale del GSE.

Appare infine opportuno rilevare che è in via di adozione il cd. “**Decreto FER 2**”, la cui finalità è quella di supportare le **FER tecnologicamente più avanzate**.

stati ammessi alla fruibilità degli incentivi statali gli **impianti agrovoltaici che adottino soluzioni integrative con montaggio verticale dei moduli**, in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola, da realizzarsi contestualmente a sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture.

4. 11 Servizi di ritiro dell'energia elettrica

Ritiro Dedicato (RID)

Come evidenzia il [GSE](#), il ritiro dedicato (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, mare motrice, 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 scambio sul posto (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. In sostanza, si compensano immissioni e prelievi, con il vantaggio di non pagare i servizi di rete per il prelievo. 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 (cogenerazione ad alto rendimento) 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.

Lo SSP fornisce dunque all'utente un ristoro della spesa per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dalla rete in base al valore dell'energia prodotta e immessa in rete.

Al fine d'incentivare l'impiego d'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e fornire un sostegno alle fasce sociali più disagiate, gli enti delle Regioni che si occupano di edilizia residenziale pubblica convenzionata possono usufruire dello Scambio sul Posto dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui sono proprietari, senza limite di potenza e senza l'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete.

Come accennato nel paragrafo relativo al recepimento della Direttiva RED II, l'articolo 5 della **Legge di delegazione europea 2019**, tra i principi e criteri di delega al Governo per l'attuazione della Direttiva stessa, prevede l'**abrogazione del meccanismo dello scambio sul posto** e la sua sostituzione con nuovi meccanismi di incentivazione **volti a premiare l'autoconsumo istantaneo nonché la condivisione dell'energia** nell'ambito di configurazioni di autoconsumo multiplo quali l'autoconsumo collettivo e le comunità dell'energia.

Il contatore degli oneri delle fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico

Il “**contatore degli oneri delle fonti rinnovabili**” è stato introdotto con il D.M. 6 luglio 2012 ed è stato successivamente adeguato ai sensi **dell’articolo 27 del D.M. 23 giugno 2016**, e - come precisa il GSE - dal 2020, il **calcolo** e il cd. “**cruscotto**” vengono aggiornati per tener conto dell’introduzione dei primi risultati del D.M. 4 luglio 2019 (cd. FER 1). Il cruscotto è un contatore degli oneri delle fonti rinnovabili e consente di visualizzare il costo indicativo annuo degli incentivi degli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici ed è pubblicamente visualizzabile sul sito istituzionale del GSE.

L’art. 27 del D.M. 23 giugno 2016 indica in **5,8 miliardi di euro il limite al costo indicativo annuo medio** degli incentivi. Qualora il costo indicativo, riferito al mese in cui è effettuato il calcolo, raggiunga tale soglia, decorsi trenta giorni, cessa l’accettazione di richieste di accesso (diretto) ai meccanismi di incentivazione.

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 2019²⁴.

Secondo quanto riporta il GSE, nel [Rapporto](#) sulle attività 2020, **al 31 dicembre 2020, il contatore FER Elettriche** si è attestato sul valore di **5,25 miliardi di euro**. Il **costo indicativo medio**, ottenuto come **media dei valori mensili del triennio successivo**, è risultato pari a **5,04 miliardi di euro** circa presentando nel medio periodo un *trend* prevalentemente decrescente, in quanto influenzato principalmente dalle uscite dal perimetro di incentivazione.

La tabella che segue indica il **costo indicativo annuo delle FER elettriche diverse dal fotovoltaico** al 31 dicembre 2020.

²⁴ 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).

[mln €]

Fonte	I ex CV	TO	CE Solare termodinamico	D.M. 6/7/2012	D.M. 23/6/2016	D.M. 4/7/2019	TOT
Moto ondoso	-	-	-	-	-	-	-
Solare tdm	-	-	0,1	-	-	-	0,1
Fotovoltaica	-	-	-	-	-	0,2	0,2
Geotermica	89	-	-	17	1	-	108
Biomasse	535	70	-	50	11	-	666
Bioliquidi	520	198	-	-	-	-	718
Idraulica	447	245	-	110	53	4	858
Eolica	1.127	5	-	185	76	2	1.395
Biogas	46	1.354	-	70	35	-	1.505
Totale	2.763	1.870	0,1	433	178	5	5.250

• **Costi di incentivazione delle FER elettriche. Gli oneri generali di sistema**

Con le bollette dell'energia elettrica, oltre ai servizi di vendita (materia prima, commercializzazione e vendita), ai servizi di rete (trasporto, distribuzione, gestione del contatore) e alle imposte, si pagano alcune componenti per la copertura di **costi per attività di interesse generale** per il sistema elettrico nazionale: si tratta dei cosiddetti **oneri generali di sistema**, introdotti nel tempo da specifici provvedimenti normativi²⁵.

Tra i provvedimenti normativi che hanno previsto una copertura dei relativi oneri in bolletta, vi sono quelli a sostegno della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Ai sensi del decreto legislativo n. 28/2011, infatti, l'ARERA definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione degli incentivi alla produzione di elettricità da FER trovano copertura nel gettito della **componente A3** delle tariffe dell'energia elettrica. A partire dal 2018 (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 Asos** “*oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione*”; solo una piccola parte, ascrivibile ai rifiuti non biodegradabili, è confluita nella componente ARIM, “*rimanenti oneri generali*” (componente A3RIM).

La componente tariffaria Asos (e la componente A3RIM), applicata nelle bollette dei clienti finali per l'acquisto dell'energia elettrica, va ad alimentare il **conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate**, istituito presso la Cassa per i

²⁵ Cit. ARERA, pagina istituzionale dedicata agli **oneri generali di sistema**.

Servizi Energetici e Ambientali (CSEA). Il Conto ha la finalità di assicurare la **copertura degli oneri**, principalmente a carico del GSE, derivanti dalle diverse tipologie di beneficio a favore delle FER elettriche.

La **gestione dei meccanismi di incentivazione** e di ritiro dell'energia elettrica, da parte del Gestore dei Servizi Energetici, genera infatti **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 dallo stesso GSE. Gli oneri e il conseguente fabbisogno economico necessario a coprirli derivano dunque dalla differenza tra i costi e i ricavi.

Il GSE, congiuntamente con la CSEA, valuta il **fabbisogno economico della componente tariffaria** degli oneri di sistema a copertura degli incentivi alle FER elettriche e, in funzione del fabbisogno, **l'ARERA determina il gettito necessario per alimentare il conto CSEA** e provvede all'aggiornamento trimestrale dei valori della componente tariffaria pagata dai consumatori nelle bollette elettriche.

Nell'anno 2020, i costi sostenuti dal GSE nel 2020 per la gestione dei meccanismi dedicati alle fonti rinnovabili e assimilate sono imputabili principalmente ai contributi per i seguenti sistemi incentivanti:

- l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici (CE);
- l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ex CV (certificati verdi);
- l'incentivazione dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti in Tariffa Onnicomprensiva;
- l'incentivazione dell'energia prodotta netta 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).

Secondo il [Rapporto](#) delle Attività del Gestore, lo scorso anno, i **costi sostenuti** dal GSE ammontano complessivamente a un valore pari a circa **13 miliardi di euro**.

Gli **incentivi alla fonte solare (fotovoltaica)** costituiscono nettamente il **maggior contributo al costo** di incentivazione seguiti da quelli al **biogas**, alla fonte **eolica e idraulica**.

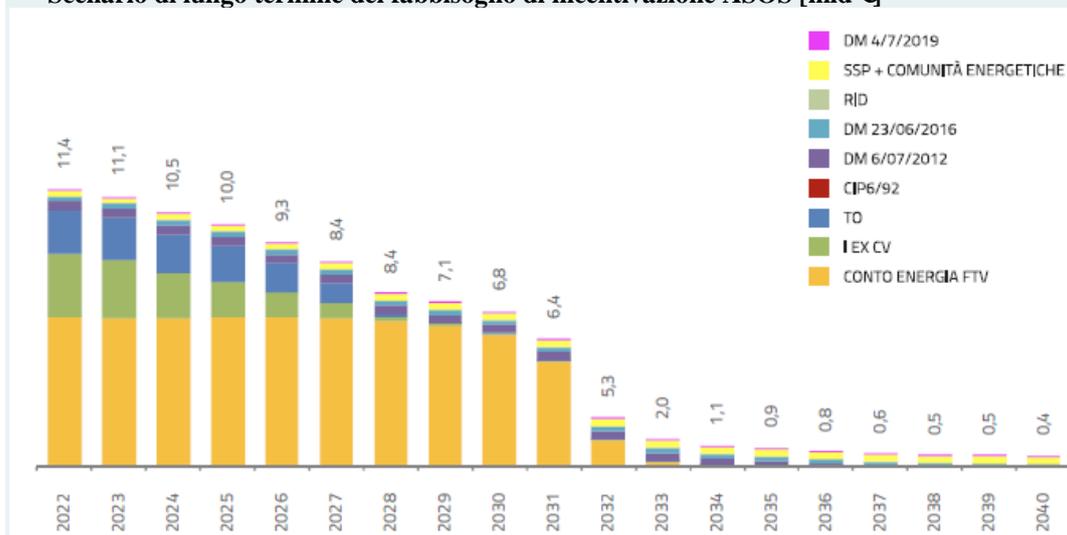
Costo di incentivazione 2020 per fonte e regime commerciale [mln €]

Fonte/ Meccanismo	CE FTV	INCENTIVO EX-CV	TO	FER	RID	SSP	CIP6/92	RITIRO CV	FER-1	Totale
Solare	6.187	0			232	324			0	6.743
Biogas		39	1.693	129	11	0	0	0		1.872
Eolica		1.026	7	311	13	0		2	1	1.360
Idraulica		421	320	229	113	0		1	1	1.085
Bioliquidi		515	284		2			1		803
Biomasse e Rifiuti		528	104	61	8	0	1	1		702
Fonti assimilate e altre fonti					9	1	307			318
Geotermica		81		19				0		100
Teleriscaldamento		3						0		3
Totale	6.187	2.613	2.408	748	388	326	309	6	2	12.986

Fonte: GSE

Per il 2020, la **differenza tra costi (circa 13 mld €) e ricavi (circa 1,1 mld €)** ha determinato un onere e, dunque, un **fabbisogno economico** della componente Asos, pari a **11,9 miliardi di euro**, in aumento rispetto agli 11,4 miliardi del 2019. Il gettito Asos versato dai distributori connessi alla rete di trasmissione nazionale per l'anno 2020 è stato pari a circa 9,8 mld €. Pertanto, per l'anno 2020 è stato rilevato un disavanzo economico.

Scenario di lungo termine del fabbisogno di incentivazione ASOS [mld €]



Fonte: GSE

Negli ultimi anni, la **spesa correlata ai consumi energetici di una famiglia tipo** si è aggirata **intorno ai 3.000 €/anno (1.300 €/tep)**, ovvero circa il 10% del

reddito familiare medio ISTAT, con oscillazioni annue generalmente inferiori al 5% (MISE, [Relazione situazione energetica nazionale](#), giugno 2020).

Secondo i più recenti dati ARERA, la [spesa annua per la fornitura di energia elettrica](#) per cliente domestico tipo (3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo, in maggior tutela), escluse le imposte, ammonta a circa **490 euro**.

Gli oneri generali di sistema hanno rappresentato una quota crescente e sempre più significativa della spesa. Questi sono applicati come maggiorazione della tariffa di distribuzione, (quindi all'interno dei servizi di rete), in maniera differenziata per tipologia di utenza.

Secondo i [più recenti dati ARERA](#), **gli oneri generali rappresentano circa il 20% della spesa per la fornitura di energia elettrica** per una famiglia "tipo" (servita in maggior tutela, con 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo). Una **parte preponderante degli oneri di sistema afferisce al sostegno delle fonti rinnovabili**.

Si rinvia sul punto alla Tabella inerente la Stima dell'onere ASOS a carico degli utenti finali [€/anno], contenuta nel [Rapporto](#) sull'Attività del GSE, di maggio 2021.

CLIENTE TIPO	€/ANNO
Domestico residente con consumi per 2640 kWh/anno	86
Domestico non residente con consumi per 3.500 kWh/anno	229
In bassa tensione con 10 kW di potenza e consumi per 15.000 kWh/anno	905
In media tensione con 500 kW e 2.000 ore/anno di utilizzazione	52.579
In alta tensione con 3 MW di potenza e 2.500 ore/anno di utilizzazione	361.437

Fonte: GSE

L'Autorità ha recentemente osservato che il " peso considerevole (degli oneri di sistema) può avere un impatto sul processo di liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio, poiché riduce la capacità di scelta e la comprensione delle offerte da parte dei clienti finali. Infatti, la percezione delle possibilità di risparmio per il cliente finale che cambia fornitore risulta fuorviata, considerato che la parte di prezzo determinata dal mercato è molto contenuta rispetto al totale della spesa sostenuta dal cliente stesso.

Al fine di superare tali criticità, l'Autorità ha più volte segnalato al Parlamento e al Governo l'**opportunità** di un intervento legislativo volto al **trasferimento alla fiscalità generale degli oneri generali di sistema**.

In particolare, l'Autorità ritiene che **debbono essere fin da subito eliminati dalla bolletta elettrica gli oneri non direttamente connessi agli obiettivi di sviluppo ambientalmente sostenibile e quelli finalizzati al contrasto della povertà energetica**.

Tra le voci che, secondo tale criterio, **potrebbero essere spostate in fiscalità generale**, vi sono, in particolare, le componenti relative alla copertura dei costi connessi allo **smantellamento delle centrali elettronucleari** dismesse e alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare (incluso il finanziamento delle misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali e impianti nucleari), nonché alla **copertura del regime tariffario speciale riconosciuto alla società RFI** (la società del Gruppo Ferrovie dello Stato Italiane che si occupa della gestione dell'infrastruttura ferroviaria) per i consumi di energia elettrica relativi ai servizi ferroviari su rete tradizionale (i consumi di RFI per i servizi ferroviari sulla rete di alta velocità non si avvantaggiano di tale regime). Tali trasferimenti consentirebbero una riduzione - in termini di fabbisogno di competenza 2020 - di quasi 1 miliardo di euro all'anno.

Tra le voci da spostare alla fiscalità generale vi sarebbero - secondo ARERA - **anche** le quote di oneri generali relative agli **sgravi riconosciuti alle imprese energivore** sulla componente ASOS, che, allo stato, sono pagate dagli altri utenti (famiglie e imprese non energivore) come un sovrappiù sulla medesima componente, per oltre 1,5 miliardi di euro all'anno. In più, risulterebbe utile destinare direttamente al finanziamento degli oneri generali almeno una parte dei proventi delle aste ETS, dal momento che hanno finalità simili a quelle attualmente finanziate dagli oneri presenti in bolletta ([ARERA, Memoria del 6 ottobre 2020 370/2020/I/eel depositata](#) in occasione dell'Audizione presso la 10° Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato, in data 6 ottobre 2020).

In tal senso, l'Autorità, per far fronte alle difficoltà determinate dalla **crisi pandemica**, ha proposto interventi normativi volti a contenere il costo della bolletta elettrica per determinate categorie produttive particolarmente colpite dalle misure restrittive adottate per contrastare il diffondersi dell'epidemia, attraverso la **riduzione o l'azzeramento** delle "quote fisse" relative alle voci "trasporto e gestione del contatore" ed "oneri generali", anche con una modulazione temporale, spostando il peso dell'intervento a carico del bilancio statale (*cf.* **Segnalazione** trasmessa al Parlamento e al Governo il 24 aprile 2020 ([Delibera ARERA 136/2020/I/com](#) - Doc. Camera NN 13 n. 51).

Tale proposta è stata recepita dal legislatore con l'**articolo 30 del decreto-legge n. 34/2020** (legge n. 77/2020). La norma ha previsto che ARERA, operasse, per i **mesi di maggio, giugno e luglio 2020**, con propri provvedimenti, una riduzione della spesa sostenuta dalle **utenze elettriche connesse in bassa tensione diverse dagli usi domestici**, con riferimento alle voci della bolletta identificate come "trasporto e gestione del contatore" e "oneri generali di sistema". Per i soli clienti non domestici alimentati in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 3,3 kW, le tariffe di rete e gli oneri generali sono state rideterminate al fine di ridurre la spesa applicando una **potenza "virtuale"** fissata convenzionalmente pari a **3 kW**. L'onere di tale intervento è stato fissato - conformemente alla quantificazione operata dalla stessa ARERA - in **600 milioni per il 2020**, da versare sul Conto emergenza COVID-19 istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

L'intervento agevolativo ha operato in favore delle utenze elettriche, quali **piccoli esercizi commerciali, artigiani, professionisti, servizi e piccoli laboratori**. La misura– secondo l'Autorità – si è tradotta una **significativa riduzione della bolletta, anche superiore al 70% per clienti**, ad esempio, con 15 kW di potenza impegnata. Successivamente, l'articolo 6 del [decreto-legge n. 41/2021](#) (L. n. 69/2021) come integrato dalle previsioni di cui all'art. 5 del **decreto-legge n. 73/2021**, ha previsto la **stessa agevolazione**, per i **medesimi soggetti**, per i mesi di **aprile, maggio, giugno e luglio 2021**, rimettendo anche questa volta a carico del bilancio dello Stato la spesa autorizzata per l'intervento (800 milioni di euro per l'anno 2021, di cui quota parte reperita attraverso l'abrogazione dell'articolo 8-ter del decreto-legge n. 137/2020, che aveva disposto una riduzione per l'anno 2021 degli oneri in bolletta per gli utenti del medesimo tipo le cui attività rientravano tra quelle agevolate dal medesimo "Decreto Ristori", secondo i criteri e i codici ATECO ivi indicati).

5. Meccanismi di sostegno alle rinnovabili termiche

Come detto nel Capitolo 4, sui meccanismi di incentivazione delle FER elettriche, in via generale, la base legittimante l'adozione della normativa secondaria di sostegno alla produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili è costituita dagli [articoli 24 -33 del decreto legislativo n. 28/2011](#), di recepimento della [Direttiva 2009/28/UE](#) cd. RED I.

L'articolo 29, da ultimo modificato dall'articolo 10 del decreto-legge n. 34/2019, reca, al comma 1, i **principi e i criteri generali** per l'**incentivazione** degli interventi di **produzione di energia termica da fonti rinnovabili** e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni, realizzati in data successiva al 31 dicembre 2011, demandando, ai commi 2 e 3, a **decreti interministeriali** del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e – ora del MITE- di concerto, per i profili di competenza, con il Ministro delle politiche agricole e forestali, previa intesa con Conferenza unificata, la fissazione delle **modalità** per l'attuazione e per l'avvio dei **meccanismi di incentivazione**. Il comma 4, demanda all'**ARERA**, la definizione delle modalità con le quali le **risorse per l'erogazione degli incentivi** trovano copertura a valere sul **gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale**.

In attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo n. 28/2011, è stato adottato dapprima il D.M. 28 dicembre 2012, cd. "**Conto termico**". Il successivo **decreto legislativo n. 102/2014** (articolo 7), di **attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica**, ha apportato significative modifiche alla disciplina del Conto Termico, in particolare in merito all'ampliamento del perimetro dei soggetti provati ammessi, alla limitazione dell'importo dell'incentivo ad un massimo del 65% della spesa sostenuta, alla possibilità di erogazione di rate in acconto e a saldo in caso di richieste di prenotazione da parte di soggetti pubblici e alla possibilità di riconoscere l'incentivo in una unica soluzione per richieste presentate da parte di soggetti pubblici. La misura è stata successivamente aggiornata con il **D.M. 16 febbraio 2016** (cd. "**Conto termico 2.0**"), ai sensi di quanto previsto dal **decreto-legge n. 133/2014**²⁶.

Da ultimo, il [decreto legislativo n. 73/2020](#) che recepisce la nuova [Direttiva 2018/2002/UE](#) sull'efficienza energetica (*Energy Efficiency Directive – EED*) apporta modifiche varie alla disciplina già vigente, contenuta nel [decreto legislativo n. 102/2014](#), ai fini del raggiungimento del *target* al 2030 in materia di riduzione dei consumi energetici, assunto dall'Italia nel PNIEC²⁷, integrando e prorogando la

²⁶ Con il **decreto-legge n. 133/2014** (cd. Sblocca-Italia, art. 22) si è poi cercato di dare nuovo impulso a tale tipologia di incentivazione, cercando di facilitare l'accesso ad imprese, famiglie e soggetti pubblici ai contributi per gli interventi: di produzione di energia termica da fonti rinnovabili; di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni, realizzati in data successiva al 31 dicembre 2011. Il decreto-legge n. 133 ha previsto, a tal fine, l'**aggiornamento, entro il 31 dicembre 2014, del sistema di incentivi** definiti dal c.d. conto termico con il D.M. 28 dicembre 2012, al fine di semplificare le procedure ed utilizzare gli strumenti per favorire l'accesso alle risorse stanziare (cd. nuovo conto termico).

²⁷ Il [PNIEC](#) delinea per l'Italia un **obiettivo indicativo di riduzione dei consumi al 2030** pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale rispetto allo scenario di riferimento

disciplina sul “Conto Termico”. In particolare, l’articolo 7 ne prevede un **aggiornamento entro il 30 giugno 2021**, tenendo conto della necessità di adeguare in modo specialistico il meccanismo **nel settore civile non residenziale, sia pubblico che privato**, e dell’esigenza di **semplificarne l’accesso** da parte della pubblica amministrazione e dei privati e dell’opportunità di ampliare gli interventi ammissibili, quali, ad esempio, gli interventi di **allaccio a sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente** e l’installazione di impianti di **microgenerazione**. L’aggiornamento deve inoltre tenere conto del Piano d’azione per il miglioramento della qualità dell’aria istituito con protocollo di intesa tra Governo e regioni del 4 giugno 2019, nonché al PNIEC, con particolare riferimento alla necessità di:

- a) prevedere l’inclusione degli interventi di **riqualificazione degli edifici del settore terziario privato**;
- b) **ampliare, garantendo l’invarianza dei costi in bolletta** a carico degli utenti, il contingente di **spesa** messo a disposizione delle **Pubbliche Amministrazioni**. In proposito si evidenzia che il PNRR prevede specifiche risorse per l’efficienza energetica degli edifici del settore scolastico e giudiziari²⁸.
- c) **rivedere le tempistiche** relative alla realizzazione dei **progetti da parte delle Pubbliche amministrazioni**, al fine di renderle coerenti con il Codice dei Contratti pubblici (decreto legislativo n. 50/2016 e ss. mod. e int.);
- d) prevedere la possibilità, almeno nell’ambito degli interventi di riqualificazione profonda dell’edificio, di **promuovere gli interventi di installazione di punti di ricarica per veicoli elettrici**.

Il **Decreto interministeriale del 16 febbraio 2016** “disciplina nel dettaglio il cosiddetto **Conto termico 2.0**”, allo stato non ancora aggiornato. Se ne descrivono in questa sede i principali contenuti, rinviando altresì alle [regole applicative adottate dal GSE](#).

Il Conto Termico 2.0 incentiva interventi per l’incremento dell’efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili per **impianti di piccole dimensioni**. I beneficiari sono principalmente le

PRIMES 2007. In termini assoluti di consumo di energia al 2030, l’Italia si pone un obiettivo di 125,1 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale.

²⁸ Nel **PNRR**, le risorse per progetti di efficienza energetica e riqualificazione degli edifici pubblici e privati sono allocate nella **Missione 2**, e, in particolare, nella **Componente C3 “Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici pubblici”**. Si tratta, complessivamente, di **15,36 miliardi** di euro, destinati, per circa il **91%**, all’**eco-bonus** e al **sisma-bonus**, e, **per la restante parte**, alla **riqualificazione energetica degli edifici pubblici** (scolastici e Uffici giudiziari) e allo **sviluppo di sistemi di teleriscaldamento**. Alla Componente C3 “Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici pubblici” sono destinate ulteriori risorse nazionali a carico del c.d. Fondo complementare (decreto-legge n. 59/2021, art. 1, comma 2, lett. c), n. 10 e 13 e art. 1, comma 2, lett. m)), come risulta dalla tavola 1.1 del PNRR, per un ammontare complessivo di 6,56 miliardi di euro (di tale importo, 4,56 miliardi sono specificamente destinati al *super-bonus*), nonché ulteriori 320 milioni dal programma REACT dell’UE. All’interno della Missione 2, oltre agli investimenti citati, si segnalano gli **Interventi per la resilienza, la valorizzazione del territorio e l’efficienza energetica dei Comuni** (Investimento 2.2 della Componente 4, per cui sono stanziati **6 miliardi** di euro (su tale progetto si rinvia alla scheda “Acque e territorio”).

Pubbliche amministrazioni, ma anche imprese e privati. Il D.M. ha previsto un “tetto di spesa” pari a **900 milioni di euro**, di cui **200 riservati alle pubbliche amministrazioni**.

Il responsabile della gestione del meccanismo e dell'erogazione degli incentivi è il Gestore dei Servizi Energetici – GSE.

Le **pubbliche Amministrazioni** ammesse sono quelle di cui all'articolo 1, comma 2 del decreto legislativo n. 30 marzo 2001, n. 165, incluse gli *ex* Istituti Autonomi Case Popolari, le cooperative di abitanti iscritte all'Albo nazionale delle società cooperative edilizie di abitazione e dei loro consorzi, costituito presso il MISE, nonché le società a patrimonio interamente pubblico e le cooperative sociali iscritte nei rispettivi albi regionali.

Come evidenzia il [GSE](#), oltre ad un **ampliamento**, rispetto al primo Conto termico, **delle modalità di accesso e dei soggetti ammessi** (anche le società *in house* e le cooperative di abitanti), sono stati inclusi nuovi interventi di efficienza energetica. È stata inoltre rivista la dimensione degli impianti ammissibili e snellita la procedura di accesso diretto per apparecchi con caratteristiche già approvate e certificate (Catalogo).

È stata concessa la possibilità di un accesso diretto o per il tramite di ESCO (*Energy Service Company*),²⁹: per le Pubbliche Amministrazioni, attraverso la sottoscrizione di un contratto di prestazione energetica, per i privati anche mediante un contratto di servizio energia.

Quanto agli **interventi incentivabili**, essi sono stati così schematizzati dal GSE nel seguente modo:

²⁹. Le *Energy Service Company* (anche dette ESCo) sono società che effettuano interventi finalizzati a migliorare l'efficienza energetica, assumendo su di sé il rischio dell'iniziativa e liberando il cliente finale da ogni onere organizzativo e di investimento. Dal 19 luglio 2016 (a 24 mesi dall'entrata in vigore del d.lgs. 102/2014), possono presentare richiesta di incentivazione al GSE solamente le ESCO in possesso della certificazione, in corso di validità, secondo la norma UNI CEI 11352.

Gli interventi incentivabili

CAT.1)

INTERVENTI DI INCREMENTO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA IN EDIFICI ESISTENTI (RISERVATI ALLA PA)

- Efficientamento dell'involucro
 - coibentazione pareti e coperture
 - sostituzione serramenti
 - installazione schermature solari
 - trasformazione degli edifici esistenti in "Edifici a energia quasi zero" (nZEB)
 - illuminazione d'interni
 - tecnologie di *building automation*
- Sostituzione di impianti esistenti per la climatizzazione invernale con impianti a più alta efficienza come le caldaie a condensazione

CAT.2)

INTERVENTI DI PICCOLE DIMENSIONI DI PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA DA FONTI RINNOVABILI E DI SISTEMI AD ALTA EFFICIENZA

- Sostituzione di impianti esistenti con generatori alimentati a fonti rinnovabili:
 - pompe di calore, per climatizzazione anche combinata per Acqua Calda Sanitaria
 - caldaie, stufe e termocamini a biomassa
 - sistemi ibridi a pompe di calore
- Installazione di impianti solari termici anche abbinati a tecnologia *solar cooling* per la produzione di freddo

Gli interventi devono essere realizzati utilizzando esclusivamente apparecchi e componenti di nuova costruzione e devono essere correttamente dimensionati in funzione dei reali fabbisogni di energia termica.

Fonte: GSE.

Rispetto al precedente Conto termico, il Conto termico 2.0 prevede, come evidenzia il [GSE](#), percentuali di incentivazione più alte, ed in particolare:

- fino al 65% della spesa sostenuta per gli nZEB ("edifici a energia quasi zero");
- fino al 40% per gli interventi di isolamento di muri e coperture, per la sostituzione di chiusure finestrate, per l'installazione di schermature solari, l'illuminazione di interni, le tecnologie di *building automation*, le caldaie a condensazione
- fino al 50% per gli interventi di isolamento termico nelle zone climatiche E/F e
- fino al 55% nel caso di isolamento termico e sostituzione delle chiusure finestrate, se abbinati ad altro impianto (caldaia a condensazione, pompe di calore, solare termico, ecc.);
- anche fino al 65% per pompe di calore, caldaie e apparecchi a biomassa, sistemi ibridi a pompe di calore e impianti solari termici;
- il 100% delle spese per la Diagnosi Energetica e per l'Attestato di Prestazione Energetica (APE) per la PA (e le ESCO che operano per loro

conto) e il 50 % per i soggetti privati, con le Cooperative di abitanti e le Cooperative sociali.

Le domande di accesso agli incentivi presentate prima del 31 maggio 2016 sono disciplinate a norma del precedente conto termico. **Le domande presentate dal 31 maggio 2016 sono state invece soggette al “Conto termico” D.M. 16 febbraio 2016.**

Da quanto emerge dal Rapporto dell'attività del GSE, pubblicato a maggio 2021, nell'**anno 2020**, il meccanismo ha confermato l'andamento positivo registrato negli ultimi anni, registrando volumi di **richieste pari al 40% di tutto ciò che è pervenuto negli anni precedenti** (2013-2019).

Nel 2020 sono pervenute 113.498 richieste, cui corrispondono incentivi pari a **451 milioni di euro** (+4% rispetto al 2019). Si è inoltre osservato nell'ultimo anno un aumento degli importi richiesti per la modalità di accesso “a prenotazione” da parte della PA (per circa 131 milioni nel 2020).

6. Meccanismi di sostegno al biometano e ai biocarburanti avanzati nei trasporti

Obbligo di immissione in consumo di una quota minima di biocarburanti

Con l'articolo 2-*quater* del [decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2](#) (legge n. 81/2006) è stato introdotto l'obbligo per i fornitori di gasolio e benzina, a partire dal 1° gennaio 2007, di immettere in consumo una quota di biocarburanti. Tale quota è stata inizialmente fissata in misura pari all'1% dei carburanti diesel e della benzina immessi in consumo nell'anno precedente. Il decreto-legge n. 145/2013 (legge n. 9/2014) ha stabilito che, a partire dal 2015, l'obbligo di immissione in consumo sia determinato in una quota percentuale di benzina e gasolio immessi in consumo nello stesso anno solare, anziché della benzina e gasolio immessi in consumo l'anno precedente.

Il più volte citato [decreto legislativo n. 28/2011](#), di recepimento della Direttiva RED I ([Direttiva 2009/28/UE](#)), all'articolo 33 ha disposto, ai fini del raggiungimento dei target di consumo da FER fissati in sede europea, che l'impiego di biocarburanti nei trasporti sia incentivato con le modalità di cui al sopra indicato articolo 2-*quater* del decreto-legge n. 2/2006, dunque, attraverso l'obbligo, da parte dei fornitori di immettere in consumo annualmente delle quote minime di bio carburanti. I biocarburanti e gli altri carburanti rinnovabili da immettere in consumo sono i carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa.

I criteri di calcolo della quota minima di biocarburanti da immettere in consumo nel territorio nazionale fissati nel testo originario dell'art. 33 sono stati via via modificati e aggiornati. Si rinvia al D.M. 10 ottobre 2014, modificato da ultimo dal [D.M. 30 dicembre 2020](#) per tener conto di quanto prevede la nuova [Direttiva RED II](#) sulle fonti rinnovabili (articolo 25 e ss.), destinata a sostituire integralmente la Direttiva RED I, a decorrere dal 1° luglio 2021.

L'articolo 33 del decreto legislativo n. 28/2011 ha anche stabilito che i biocarburanti immessi in consumo nel territorio nazionale debbano rispettare i criteri di sostenibilità previsti dalla Direttiva sulle fonti rinnovabili, così come specificati dall'articolo 38 dello stesso decreto. L'articolo 38 così dispone: "(..) i biocarburanti utilizzati nei trasporti (...) possono essere computati per il raggiungimento degli obiettivi nazionali e possono accedere agli strumenti di sostegno, ivi inclusi i meccanismi basati sull'obbligo di rispetto di quote minime, solo se rispettano i criteri di sostenibilità fissati in sede europea".

I criteri di sostenibilità, fissati dalla Direttiva RED I, sono stati recepiti con il [decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55](#), il quale a tal fine ha apportato modifiche al [decreto legislativo n. 66/2005](#). Nella formulazione originaria della Direttiva RED I, non erano presenti criteri volti ad evitare la sottrazione delle terre coltivabili agli usi alimentari e non si era tenuto conto delle conseguenze del cambiamento

indiretto della destinazione dei terreni³⁰. A tali mancanze ha sopperito la successiva [Direttiva 1513/2015/UE](#) (cd. [Direttiva ILUC](#) *Indirect Land Use Change*).

Sugli **obblighi quantitativi e qualitativi di immissione in consumo e certificazione dei biocarburanti** ha anche impattato la [Direttiva 652/2015/UE](#), sui metodi di calcolo e gli obblighi di comunicazione alla Commissione in merito alla qualità della benzina e del gasolio.

Il [decreto legislativo 21 marzo 2017, n. 51](#), ha dunque recepito nell'ordinamento nazionale i **criteri di sostenibilità** fissati dalla [Direttiva ILUC](#), ivi inclusa la definizione di **biocarburanti avanzati** (cfr. *infra*), e le disposizioni in materia di certificazione fissati dalla [Direttiva 652/2015/UE](#).

In proposito, l'articolo 33 del decreto legislativo n. 28/2011, ai fini del rispetto dell'obbligo di immissione in consumo di una quota minima di biocarburanti, ha attribuito un **valore doppio al contributo di specifiche tipologie di biocarburanti**³¹.

La tipologia dei **biocarburanti cd. *double counting*** è stata successivamente rideterminata in virtù della **disciplina europea sopravvenuta in materia di sostenibilità**. In particolare, la [Direttiva ILUC](#) del 2015 ha inteso favorire lo sviluppo dei **biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche**, e, a tal fine, consente di contabilizzarne il relativo contributo energetico in misura pari al doppio di quello degli altri biocarburanti sostenibili³². Per tale ragione, questi biocarburanti sono definiti **biocarburanti *double counting***. La [Direttiva ILUC](#) ha individuato, infine, un'ulteriore categoria di biocarburanti, precisati nella "Parte A" dell'Allegato IX della [Direttiva](#) stessa, e in Italia convenzionalmente denominati **biocarburanti avanzati**. Sono ad esempio considerati avanzati i biocarburanti prodotti da numerose categorie di rifiuti (con l'eccezione degli oli esausti alimentari) e talune

³⁰ In sostanza, con l'utilizzo dei terreni per produrre biocarburanti si possono spostare su altri terreni le produzioni agricole alimentari, ovvero si possono sfruttare più intensivamente terreni già dedicati a tali produzioni. Il rischio dunque è quello di incentivare un aumento delle emissioni di gas a effetto serra. Per questi aspetti, la [Direttiva RED I](#) si limitava a prevedere un meccanismo di monitoraggio del potenziale impatto sociale della produzione di biocarburanti, con il compito per la Commissione di presentare ogni due anni al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione sulla sostenibilità sociale dei biocarburanti.

³¹ I biocarburanti prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti senza altra utilità produttiva o commerciale al di fuori del loro impiego per la produzione di carburanti o a fini energetici, materie di origine non alimentare, ivi incluse le materie cellulosiche e le materie ligno-cellulosiche, alghe. Dunque, l'immissione in consumo di tali biocarburanti è stata considerata equivalente a due volte l'immissione in consumo di altri biocarburanti.

³² La [Direttiva](#), in particolare, ha introdotto un limite complessivo alla quantità di combustibili prodotti a partire dai cereali e da altre colture amidacee, zuccherine e oleaginose (tra esse la palma e la soia), così come da colture coltivate su superfici agricole come colture principali soprattutto a fini energetici, che hanno potuto essere contabilizzate ai fini del conseguimento degli obiettivi UE al 2020 in materia fonti rinnovabili nei trasporti. Il limite consiste in un contributo massimo del 7% di tali combustibili al consumo finale di energia nei trasporti stradali e ferroviari in ciascuno Stato membro. Le misure contenute nella [Direttiva ILUC](#) sono, nella sostanza, finalizzate a promuovere la ricerca e sviluppo di nuovi biocarburanti alternativi rispetto a quelli che, comportando lo sfruttamento di terreni agricoli a discapito delle colture destinate alla produzione alimentare e di mangimi, hanno effetti anche in termini emissioni di gas a effetto serra (cd. ad elevato rischio ILUC " *Indirect land-use change*").

materie prime ligno-cellulosiche (ad esempio i residui dell'attività o dell'industria forestale). I **biocarburanti avanzati** (quelli di cui all'Allegato IX parte A), al 2020, devono costituire lo **0,5 per cento** in contenuto energetico della quota di energia da fonti rinnovabili immessa in consumo in tutte le forme di trasporto nel 2020.

Alle predette novità è stato dunque conformato, con delle novelle apportate dal decreto legislativo n. 51/2017, il meccanismo nazionale di sostegno alla produzione di biocarburanti che, come sopra descritto, consiste nell'obbligo, per i fornitori di benzina e gasolio, di immettere nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti ogni anno.

La relativa normativa contenuta nel **D.M. attuativo 10 ottobre 2014** è stata conseguentemente modificata e adeguata dal D.M. 13 dicembre 2017 e dal successivo D.M. 2 marzo 2018 che promuove l'uso del **biometano avanzato** e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti. Il D.M. 10 ottobre 2014 è stato modificato da ultimo dal **D.M. 30 dicembre 2020** per tener conto anche di quanto prevede la nuova **Direttiva RED II 2018/2001/UE** (articoli 25 e ss.).

La Direttiva RED II **mantiene i limiti** fissati dalla direttiva ILUC sulla quantità di combustibili prodotti a partire dai cereali e da altre colture amidacee, zuccherine e **oleaginose (tra esse la palma e la soia)**, così come da colture coltivate su superfici agricole come colture principali soprattutto a fini energetici, **che possono essere contabilizzate** ai fini del conseguimento degli obiettivi UE in materia fonti rinnovabili e anzi **lo rafforza, introducendo la possibilità per gli Stati membri di fissare limiti nazionali specifici** per il contributo totale di tali combustibili all'obiettivo dell'Unione in materia di energie rinnovabili **per il 2030**.

Tali limiti sono determinati dalla quota nazionale prevista per il 2020 di tali combustibili sul consumo finale di energia nei trasporti stradali e ferroviari in ciascuno Stato membro, con la possibilità di aumentarli di un punto percentuale, fino a un massimo del 7% (articolo 26, par. 1).

La Direttiva RED II afferma inoltre (articolo 26, par. 1, terzo periodo) che gli Stati membri possono fissare un limite inferiore e possono tra diversi tipi di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere, tenendo conto delle migliori evidenze disponibili riguardo all'impatto del cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni. Gli Stati membri possono ad esempio fissare un limite inferiore per la quota di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa ottenuti da colture oleaginose. La direttiva RED II prevede, infine, all'articolo 26, un **limite specifico** - per quanto riguarda la quantità che ciascuno Stato membro può consumarne nel 2019 - per i **biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti da colture alimentari e foraggere a elevato rischio ILUC**, per i quali si osserva una **considerevole espansione** della zona di produzione della loro materia prima su terreni che presentano elevate scorte di carbonio.

A partire **dal 31 dicembre 2023** il loro **contributo dovrebbe essere gradualmente ridotto fino a raggiungere lo 0%** al più tardi **entro il 2030**. Le nuove previsioni europee hanno dunque un considerevole impatto sulla disciplina inerente la sostenibilità dei carburanti a livello interno, richiedendone un adeguamento.

La **legge di delegazione europea 2019** (legge n. 53/2020) – nel fissare all’articolo 5 i principi e criteri direttivi di delega al Governo della Direttiva RED II, dispone, come detto nel capitolo 2, un adeguamento ai principi della Direttiva RED II, disponendo, tra l’altro, l’**esclusione**, a partire **dal 1° gennaio 2023**, dagli obblighi di miscelazione al combustibile diesel³³, l’**olio di palma**, fasci di frutti di olio di palma vuoti, acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD); l’**olio di soia** e acidi grassi derivanti dal trattamento della soia di importazione (lett. *dd*)).

Con riferimento all’obbligo per i fornitori di benzina e gasolio di immettere in consumo una quota minima di biocarburanti, nell’**anno 2020**, la **quota d’obbligo** è stata **pari al 9%**, con un **sotto-obiettivo di biocarburanti avanzati** pari allo **0,9%**: 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 all’ 8,1% di quello della benzina e del gasolio immessi nello stesso anno.

Analogamente, per l’assolvimento della quota d’obbligo avanzata, i **soggetti obbligati** hanno potuto alternativamente **aderire ai meccanismi di ritiro** introdotti dal **D.M. 2 marzo 2018**, oppure **immettere in consumo biocarburanti avanzati e/o acquistare** i certificati di immissione in consumo (**CIC**) dai produttori di biometano avanzato (cfr. *infra*, *box* di approfondimento sugli incentivi di cui al D.M. 2 marzo 2018).

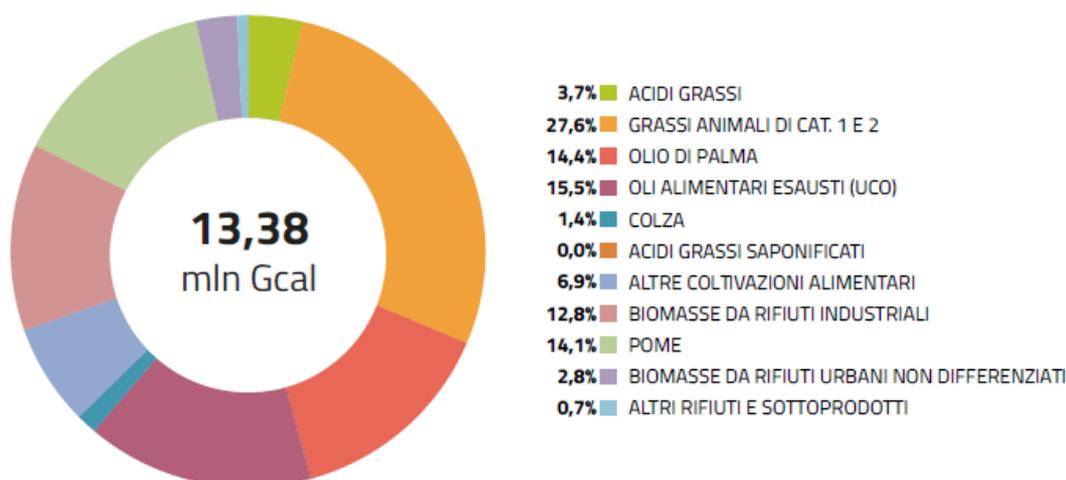
Il GSE rileva che l’evoluzione della quantità di carburanti immessi in consumo, a partire dal 2013, ha fatto registrare una **riduzione costante del valore riferito alla benzina salvo che nel 2019**, mentre per il gasolio si è assistito a un andamento crescente fino al 2016 seguito da una diminuzione nel 2017 e nel 2018 e un nuovo incremento nel 2019.

Carburanti [mln Gcal]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Benzina	83,22	81,26	80,46	79,22	76,38	74,180	75,240
Gasolio	243,48	244,28	248,56	261,77	251,13	243,380	249,760
Biocarburanti:	12,84	10,8	11,84	10,6	10,81	12,711	13,381
di cui sostenibili	12,82	10,78	11,81	10,58	10,8	12,710	13,381
di cui non sostenibili	0,03	0,02	0,04	0,02	0,01	0,001	0,000

Fonte: GSE.

Materie prime utilizzate per i biocarburanti sostenibili (in % su consumo energetico)

³³ e dalla produzione elettrica rinnovabile, così come dal relativo conteggio delle fonti rinnovabili e dai sussidi di mercato, quali certificati di immissione in consumo (CIC), ex certificati verdi (CV) o tariffe onnicomprensive (TO)



Fonte: GSE.

Quanto all'incentivazione del biometano **imnesso in rete**, [l'articolo 21, del decreto legislativo n. 28/2011](#), prevede al comma 1 che si adotti una delle seguenti modalità di sostegno:

- a) rilascio degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso in cui sia immesso in rete ed utilizzato, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale, in impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- b) mediante il rilascio di **certificati di immissione in consumo** ai fini dell'adempimento dell'obbligo in capo ai fornitori di immissione in consumo di cui all'[art. 2-quater, co. 1, del decreto-legge n. 2/2006](#) e ss. mod e int., **qualora il biometano sia immesso in rete e usato per i trasporti**;
- c) qualora sia immesso nella rete del gas naturale, mediante l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti con un apposito decreto ministeriale attuativo del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali. Per tale opzione, viene demandato all'ARERA il compito di definire le modalità con le quali le risorse per l'erogazione dell'incentivo trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.

In attuazione di quanto previsto, il **D.M. 2 marzo 2018** promuove:

- il **biometano immesso nella rete del gas naturale senza destinazione d'uso specifica** mediante il rilascio delle Garanzie di Origine (articolo 4). L'articolo 4 del Decreto istituisce presso il GSE il Registro Nazionale delle Garanzie di Origine del Biometano. L'emissione della Garanzia di Origine è ammessa solo per il biometano prodotto a partire dai sottoprodotti definiti nell'Allegato 1, Parte A, del Decreto stesso;
- il **biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica nei trasporti** (articolo 5). L'articolo 5 prevede che il GSE rilasci **al produttore di biometano** che lo immette nella rete del gas naturale con destinazione al

settore dei trasporti, nel territorio italiano, **un numero di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) di biocarburanti**, conforme a quanto disposto dal D.M.10 ottobre 2014 e ss.mod. e int.;

- il **biometano avanzato** immesso nella rete del gas naturale e **destinato ai trasporti** (articolo 6) Ai sensi dell'articolo 6 il **GSE, su richiesta del Produttore ritira il biometano avanzato** al prezzo definito dal Decreto; riconosce al produttore il valore dei corrispondenti CIC **con le eventuali maggiorazioni**;
- i biocarburanti avanzati diversi dal biometano immessi in consumo nel settore dei trasporti (articolo 7). L'articolo 7 prevede che il GSE riconosca al produttore di biocarburanti avanzati diversi dal biometano il valore dei corrispondenti CIC. Lo stesso Produttore deve immetterli in consumo nel settore dei trasporti, nel territorio italiano, avvalendosi di un soggetto Obbligato aderente al meccanismo previsto nello stesso articolo 7;
- la riconversione degli impianti a biogas esistenti totalmente o parzialmente riconvertiti alla produzione di biometano successivamente alla data di entrata in vigore del Decreto, anche con incrementi di capacità produttiva (articolo 8).

Con **Decreto direttoriale 26 giugno 2018** sono stati approvati i modelli di contratti *standard*, rispettivamente, tra il GSE e i produttori di biometano avanzato - per il ritiro e il pagamento del biometano avanzato – e tra il GSE e i Soggetti Obbligati – per la cessione e il pagamento dei **Certificati di Immissione in Consumo (CIC)**.

Come evidenziato dal [GSE](#), per i **produttori di biometano** immesso in consumo nei trasporti, tramite impianti di distribuzione stradali, autostradali o privati, è previsto il rilascio dei **Certificati di Immissione in Consumo (CIC)**, calcolati secondo le procedure GSE.

Per i **produttori di biometano** avanzato è previsto:

- a) il riconoscimento di un valore pari a **375 € per ogni CIC** riconosciuto, considerando anche le eventuali maggiorazioni previste nella quantificazione dei titoli spettanti. Tale **incentivazione ha durata massima di 10 anni**; successivamente si ha diritto al solo rilascio dei CIC (che possono essere venduti ad altri operatori);
- b) il **ritiro**, da parte del GSE, anche per un quantitativo parziale, **del biometano avanzato** ad un prezzo pari al 95% del prezzo medio mensile registrato sul Mercato a Pronti del gas naturale o, in alternativa, la vendita effettuata autonomamente.

Si rinvia, più diffusamente, al [sito istituzionale del GSE](#).

Indice analitico

- 10° Commissione Industria,
Commercio e Turismo; 112
Accordo di Parigi; 3; 14; 16
Agenda 2030; 14
APE; 118
ARERA; 5; 25; 36; 37; 39; 40; 57; 79;
83; 90; 108; 109; 111; 112; 113;
114; 124
batterie; 41; 64; 68; 69; 70; 71; 73
biocarburanti; 10; 12; 13; 21; 23; 27;
28; 29; 33; 119; 120; 121; 122;
123; 124
biocarburanti avanzati; 27; 33; 119;
120; 121; 122; 123; 124
biogas; 11; 23; 32; 52; 88; 95; 98;
100; 109; 125
bioliquidi; 11; 23; 28; 29; 122
biomassa; 11; 12; 21; 23; 28; 29; 117;
119; 122
biometano; 10; 12; 13; 21; 33; 34; 43;
52; 78; 119; 121; 123; 124; 125
Certificati verdi; 34; 86; 87; 88; 95;
107; 109; 122
CFL; 9
CIP 6/1992; 85
Clean energy package; 14
cliente domestico tipo; 111
componente A3RIM; 109
componente Asos; 82; 108; 109; 110
Consiglio dell'Unione europea; 8; 9;
16; 120
contatore; 107
Conto energia; 90; 92; 93; 107
Conto termico; 114; 115; 116; 117;
118
COP21; 14
D.M. 13 dicembre 2017; 121
D.M. 14 febbraio 2017; 101
D.M. 16 febbraio 2016; 114; 118
D.M. 18 dicembre 2008; 86; 88; 107
D.M. 2 marzo 2018; 121; 123; 124
D.M. 23 giugno 2016; 87; 88; 95; 98;
99; 100; 102; 107; 109
D.M. 30 dicembre 2020; 119; 121
D.M. 4 luglio 2019; 83; 102; 104;
107; 109
D.M. 5 luglio 2012; 88; 90
D.M. 6 luglio 2012; 86; 88; 95; 98;
102; 107; 109
D.M. attuativo 10 ottobre 2014; 121
Decreto direttoriale 26 giugno 2018;
125
decreto legislativo 3 marzo 2011, n.
28; 36
decreto legislativo n. 102/2014; 114;
115
decreto legislativo n. 28 del 2011; 36
decreto legislativo n. 28/2011; 8; 82;
83; 90; 94; 108; 114; 119; 120; 123
decreto legislativo n. 51/ 2017; 120
decreto legislativo n. 55/2011; 120
decreto legislativo n. 66/2005; 120
decreto legislativo n. 73/2020; 115
decreto-legge n. 105/2010; 90
decreto-legge n. 124/2019; 93; 94
decreto-legge n. 133/2014; 114
decreto-legge n. 137/2020; 113
decreto-legge n. 145/2013; 97; 119
decreto-legge n. 162/2019; 26; 35; 36;
38; 100
decreto-legge n. 183/2020; 100
decreto-legge n. 2/2006; 119; 124
decreto-legge n. 34/2019; 114
decreto-legge n. 34/2020; 112
decreto-legge n. 41/2021; 113
decreto-legge n. 59/2021; 115
decreto-legge n. 73/2021; 113
decreto-legge n. 76/2020; 34; 35; 44;
83; 93; 97; 104
decreto-legge n. 77/2021; 4; 35; 36;
104
decreto-legge n. 91/2014; 92

- Direttiva (UE) 2018/2001; 20
 Direttiva (UE) 2018/844; 15
 Direttiva (UE) 2019/944; 16
 Direttiva 1513/2015/UE; 120
 Direttiva 2008/98/UE; 23
 Direttiva 2009/28/CE; 9; 10; 11
 Direttiva 2018/2001/UE; 77; 80; 121
 Direttiva 2018/2002/UE; 115
 Direttiva 652/2015/UE; 120
 Direttiva ILUC; 10; 28; 120; 121
 Direttiva RED II; 31
 Direttiva UE 2018/2001; 15
 Direttiva UE 2018/2002; 15
 Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza; 18
 DM 23 giugno 2016; 106
 DM 4 luglio 2019; 106
 DM 5 luglio 2012; 106
 DM 6 luglio 2012; 106
double counting; 13; 27; 120; 121
 efficienza energetica; 9; 15; 16; 17; 19; 21; 22; 24; 71; 74; 76; 114; 115; 116
 ENEA; 6; 7
 energia dell'ambiente; 23
 energia idraulica; 23
 energia mareomotrice; 23
 energia marina; 23
Energia pulita per tutti gli europei; 14
 eolico; 11; 21; 43; 50; 68; 69; 70; 95; 98; 103
 ESCO; 116; 118
 ETS; 17; 112
 FER; 3; 4; 8; 9; 10; 11; 12; 15; 21; 22; 23; 24; 25; 27; 29; 31; 32; 33; 35; 36; 40; 41; 44; 45; 48; 50; 54; 58; 59; 75; 77; 82; 83; 88; 95; 101; 102; 104; 107; 108; 109; 114; 119
 fiscalità generale; 5; 32; 112
 fonti rinnovabili; 1; 4; 8; 10; 11; 12; 15; 17; 18; 20; 21; 22; 23; 26; 27; 28; 30; 31; 32; 33; 34; 35; 37; 38; 39; 41; 43; 44; 54; 77; 81; 82; 83; 85; 86; 87; 92; 95; 97; 98; 101; 102; 105; 106; 107; 108; 109; 111; 114; 116; 119; 121; 122; 124
 fotovoltaico; 11; 21; 23; 43; 50; 68; 70; 88; 90; 97; 103; 107; 108
 gas di scarica; 23
 gas residuati; 23; 102
 geotermia; 23
Green Deal; 4; 16; 17; 18; 20; 31
 GSE; 8; 9; 10; 11; 12; 15; 37; 39; 40; 82; 83; 84; 85; 86; 87; 88; 89; 92; 93; 94; 95; 96; 97; 98; 99; 101; 102; 103; 104; 105; 107; 109; 110; 111; 116; 117; 118; 123; 124; 125
hard-to-abate; 43; 44; 59; 61
 idroelettrico; 11; 95; 98; 103
 idrogeno; 10; 17; 19; 33; 34; 35; 41; 42; 43; 58; 59; 60; 62; 63; 64; 65; 70; 75; 79; 80; 81
 IEA; 6
 ILUC; 28; 29; 120; 121; 122
 impianti fotovoltaici; 10; 32; 35; 47; 48; 90; 92; 102; 103; 104; 109
 INDC; 14
 infrastrutture di ricarica; 34
 IPCEI; 34; 41; 43; 59; 64; 69; 70; 73; 74; 75; 76
 isole minori; 101
 legge di bilancio 2019; 100
 legge di delegazione europea 2019; 31; 77; 80; 106; 122
 legge europea sul clima; 16
 legge finanziaria 2001; 93
 legge finanziaria 2008; 88
 LULUCF; 17
 MISE; 9; 58; 61; 70; 79; 101; 111; 116
 MITE; 44; 50; 57; 58; 61; 62; 63; 70; 83; 114
 moto ondoso; 23; 50; 105
 Next Generation EU; 18; 31
 offshore; 18; 34; 43; 69; 77
 oneri generali di sistema; 5; 36; 38; 82; 108; 111; 112; 113
 onshore; 34; 43; 77
overall target; 8; 9; 21
 parchi agricoli; 34
 Parlamento europeo; 15; 16; 120

- PNIEC; 4; 15; 19; 20; 21; 22; 26; 27;
 29; 31; 34; 35; 65; 68; 77; 97; 115
 PNRR; 1; 4; 18; 31; 34; 40; 41; 42;
 43; 44; 45; 49; 52; 55; 57; 65; 66;
 70; 115
 pompe di calore; 11; 12; 21; 54; 101;
 117
Power up; 18
 processo di liberalizzazione; 5
 proposta di regolamento sulle
 batterie; 18
Rapporto sull'attività 2020; 10; 82
 REACT-EU; 18
Recharge and refuel; 18; 19; 65
 RED I; 8; 9; 10; 23; 83; 114; 119; 120
 RED II; 15; 17; 20; 21; 26; 28; 29; 31;
 35; 36; 37; 40; 43; 44; 77; 78; 80;
 106; 119; 121; 122
 regimi di sostegno; 34
 Regolamento (UE) 2018/1999; 20
 Regolamento (UE) 2018/842; 15
 Regolamento (UE) 2019/942; 16
 Regolamento (UE) n. 2019/941; 16
 Regolamento (UE) n. 2019/943/UE;
 16
 Regolamento n. 2021/241/UE; 18
 Regolamento UE n. 2018/1999; 15
 Relazione situazione energetica
 nazionale; 111
Renovate; 18; 19
 reti; 34
 revisione delle norme UE sulle reti
 transeuropee dell'energia; 18
 riduzione delle emissioni; 4; 16; 17;
 20; 23; 28; 47; 48; 76
 rifiuti; 11; 23; 32; 71; 87; 109; 120
 Roberto Cingolani; 44
 scambio sul posto; 33; 39; 106
 semplificazioni; 4; 44; 66
 solare; 11; 23; 46; 105; 107; 109; 117;
 119
 solare termico; 23
 Strategia annuale della Crescita
 sostenibile 2021; 18
 strategia dell'UE per le energie
 rinnovabili *offshore*; 18
 strategia dell'UE per l'integrazione
 del sistema energetico; 17
 Strategia di Lungo Termine per la
 Riduzione delle Emissioni dei Gas
 a Effetto Serra; 19
 strategia per l'ondata di
 ristrutturazioni; 17
 strategia sull'idrogeno; 17
 Strategie nazionali a lungo termine
 per la riduzione dei gas ad effetto
 serra; 15
target; 4; 8; 9; 10; 15; 16; 20; 21; 23;
 44; 115; 119
 tariffa onnicomprensiva; 34; 88; 89;
 91; 95; 98; 102; 103; 107; 109; 122
 VIII Commissione Ambiente; 44
Winter package; 14
 X Commissione Attività produttive;
 44