



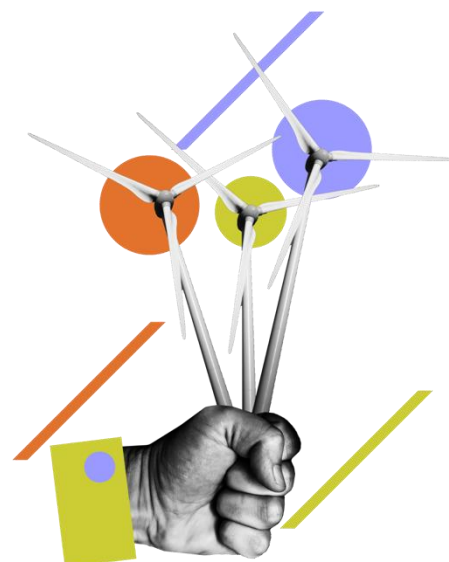
THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

IL PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA

Un piano per l'azione

GLI SCENARI SETTORIALI

Settore elettrico e ruolo del gas



SCENARI DI DECARBONIZZAZIONE SETTORIALI

La nuova versione del PNIEC deve aggiornare gli obiettivi nazionali e settoriali sulla base di un più ambizioso target di riduzione dei gas serra (GHG) a livello di UE del **-55% al 2030 rispetto ai livelli del 1990**, come ridefinito con l'approvazione del pacchetto "Fit for 55", ovvero l'insieme di direttive e regolamenti che stabiliscono gli obiettivi in materia di clima ed energia per gli Stati membri allineati all'obiettivo di neutralità climatica al 2050.

Tale obiettivo si traduce nel raggiungimento degli obiettivi riportati nella seguente tabella:

	UdM	Dato 2021	Obiettivo Fit for 55
Obiettivi di riduzione gas serra			
Obiettivo di riduzione ETS (rispetto al 2005)	%	-47	-62
Obiettivo di riduzione Effort Sharing (rispetto al 2005)	%	-17	-43,7
Obiettivo di incremento assorbimenti (LULUCF)	MtCO _{2eq}	-27,5	-35,8
Obiettivi Rinnovabili			
Quota FER nei consumi finali lordi di energia	%	19	38,4%-39%
Quota FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti	%	8	29%
Quota FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffrescamento	%	20	29,6%-39,1%
Quota idrogeno da FER sul totale usato in industria	%	0	42%
Obiettivi efficienza energetica			
Consumi energia primaria	Mtep	145	115 (±2,5%)
Consumi energia finale	Mtep	113	94,4 (±2,5%)
Risparmi annui nei consumi finali	Mtep	1,4	73,4

Tabella 1 – Obiettivi del Piano Nazionale Integrato per il Clima e l'energia come individuati dalle norme del Pacchetto Fit for 55. L'obiettivo ETS è inteso come unico a livello UE, mentre gli altri sono declinati a livello nazionale. (Fonte [PNIEC 2023](#))

Senza considerare le emissioni ETS che, come detto, hanno un obiettivo di riduzione europeo¹, in coerenza con i nuovi obiettivi, le emissioni nazionali al 2030 relative ai settori ricompresi in *Effort sharing* dovrebbero scendere dagli attuali 284MtCO_{2eq} a **194 MtCO_{2eq}**², ovvero oltre il 30% rispetto al dato 2021. Rileva sottolineare che l'obiettivo di riduzione non è che il punto finale di una traiettoria di riduzione con **obiettivi annuali vincolanti**, per cui eventuali non conformità si cumulano nel periodo 2023-2030.

¹ Pari al -62% se comparato con il 2005, e comprensivo anche delle emissioni del settore marittimo e aviazione

² Stimato applicando una riduzione di -43,7% rispetto al livello del 2005 pari a 343,8 MtCO_{2e} e come anche indicato nella proposta di PNIEC 2023 <https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/ITALY%20-%20DRAFT%20UPDATED%20NECP%202021%202030%20%281%29.pdf>

Inoltre, a **politiche correnti**, ovvero considerando l'effetto delle misure adottate nel 2021, incluse quelle definite nel PNRR, già nel 2021 emerge un **divario emissivo di oltre 10 MtCO_{2eq}**. Come mostrato nella tabella seguente, tale divario, in assenza di misure ulteriori, continua a crescere fino ad arrivare a **52,5 MtCO_{2eq}** dall'obiettivo nel 2030.

	1990	2005	2021	2025	2030
	MtCO₂ eq.				
Emissioni di gas serra (escluso LULUCF), di cui:	523	594	418	373	350
Settori ETS		248	132	124	110
Settori <i>Effort Sharing</i> (ESR)		344	284	263	246
Obiettivi <i>Effort Sharing</i> (*)			273	241	194
Distanza dagli obiettivi ESR			10,9	22	52

Tabella 2 – Emissioni storiche di gas a effetto serra e proiezioni secondo lo scenario di riferimento a politiche correnti per i settori ETS e non-ETS. Fonte: ISPRA - PNIEC 2023

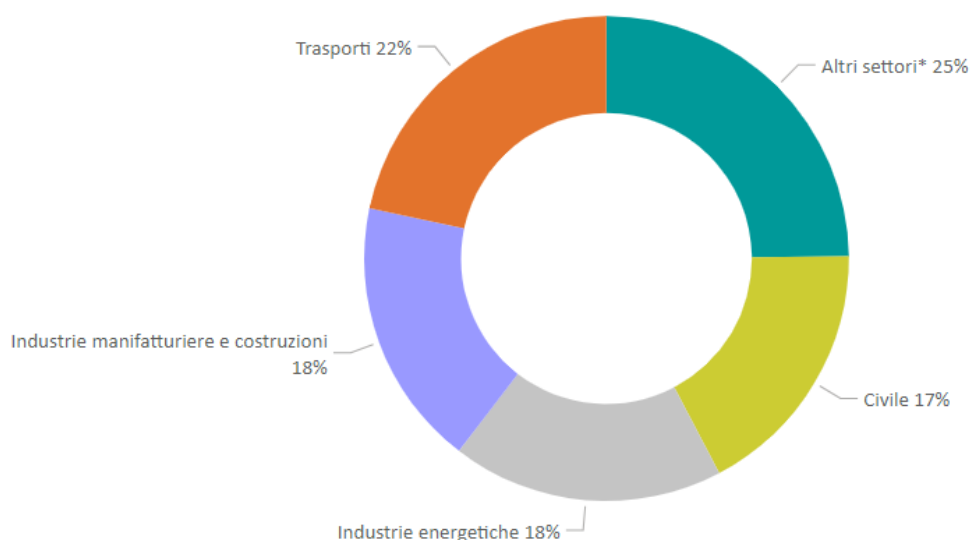


Figura 1 – Contributo dei singoli settori sul totale delle emissioni GHG nel 2021. Coerentemente con gli scenari PNIEC e con l'inventario di gas serra, nel settore civile sono incluse le emissioni di Agricoltura per usi energetici; Altri settori include le rimanenti emissioni fuggitive e non energetiche (Processi industriali, Agricoltura e Rifiuti).

I settori *Effort sharing*, per i quali è necessario raggiungere obiettivi di riduzione annuali e **vincolanti per l'Italia**, comprendono il settore civile e dei trasporti, entrambi molto rilevanti dal punto di vista emissivo, contando per circa il 29% e il 36% del totale dei settori ESR³ e il settore industriale con potenze installate inferiori a 20MWt (14% del totale ESR comprese le emissioni derivanti dai processi industriali e dall'uso dei prodotti (cd. IPPU)). Sono, poi, ricompresi i settori agricoltura (solo il non energy, ovvero allevamenti e coltivazioni, 11%), rifiuti (7%) (Figura 1).

³ Fonte Tabella 5.5 https://www.isprambiente.gov.it/files2023/pubblicazioni/rapporti/rapporto_384_2023_le-emissioni-di-gas-serra-in-italia.pdf, dato 2021.

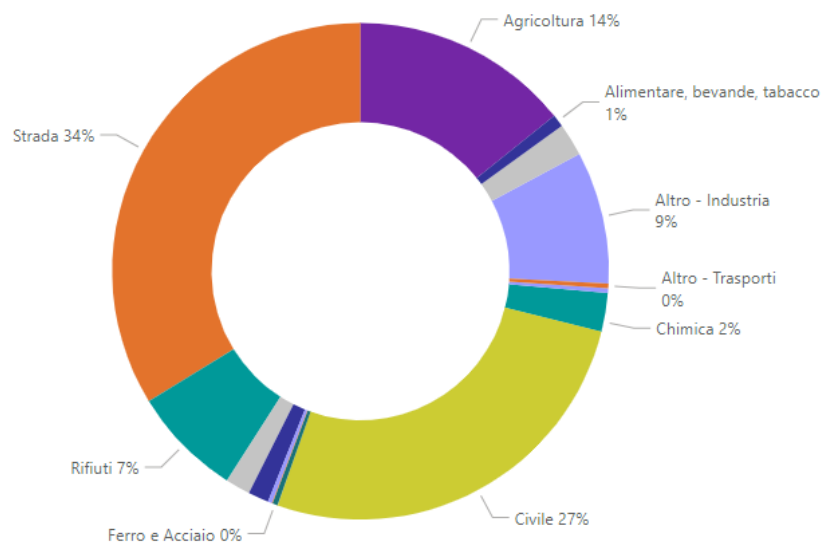


Figura 2 – Contributo emissivo dei singoli settori rispetto al totale ricompreso in Effort Sharing. Dato 2021. Elaborazione ECCO su dati ISPRA2021.

Per poter analizzare e fare proposte alternative o complementari a quelle attualmente presenti nel PNIEC, è stato elaborato uno scenario emissivo *bottom-up* 2021-2030, ovvero **a partire dalle politiche e dal loro effetto atteso**, in modo tale da evidenziarne rischi ed opportunità. Lo scenario, chiamato ECCO-FF55, è stato sviluppato per i quattro macrosettori principali di generazione ed uso dell'energia: elettrico, civile, industria e trasporti. Questi raccolgono il 76% delle emissioni e rappresentano i settori con i maggiori potenziali di abbattimento. Il lavoro non si basa su sull'impiego di un modello, ma su una metodologia **di valutazione bottom-up sviluppata per associare la riduzione delle emissioni al quadro delle politiche e misure, fornendo informazioni sulle priorità e l'efficacia delle stesse, il fabbisogno di investimenti e il quadro di riforme necessario per abilitare la trasformazione.**

Per ciascun settore, nei capitoli che seguono, saranno schematicamente mostrate:

1. Le caratteristiche salienti del settore, il contributo emissivo, le tendenze e i driver principali di tali tendenze;
2. Le differenze principali che si riscontrano rispetto allo scenario PNIEC2023;
3. Le politiche alla base dello scenario ECCO, evidenziando le priorità e, ove possibile integrando le dimensioni trasversali, in particolare il finanziamento delle misure.

In allegato al documento, viene mostrata una tabella con esempi concreti di 'misure faro' per ciascun settore, che riporta le informazioni che sarebbero necessarie per poter **accompagnare ogni misura dalla sua definizione alla sua attuazione.** Ove possibile, sono stati indicati anche gli indicatori per il monitoraggio delle misure.

Il lavoro non ipotizza scenari per le emissioni di processo dell'industria (7%), il settore LULUCF (6% come assorbimenti), l'agricoltura (9.6% energy e non): per questi settori i dati di scenario sono stati ripresi tal quali dal PNIEC2023. Allo stesso modo, i potenziali di produzione di biocombustibili si sono assunti pari a quelli del PNIEC ed è stata condotta un'analisi di sensitività.

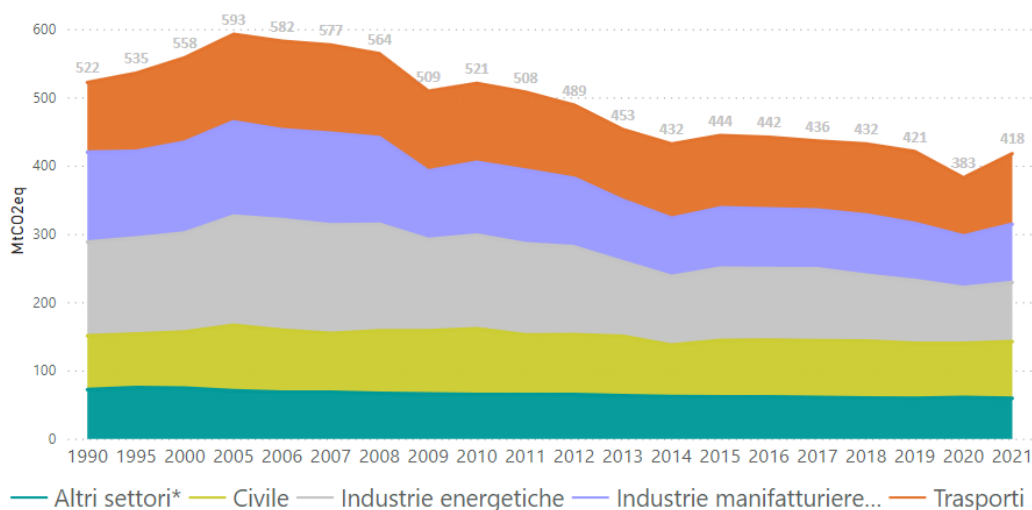


Figura 3 – Evoluzione storica delle emissioni di GHG per settore, escluso LULUCF. Altri settori* comprende le emissioni da altri usi energetici e fuggitive, agricoltura (allevamenti e coltivazioni) e rifiuti - Fonte: elaborazione ECCO su dati UNFCCC [MtCO₂eq]

Lo scenario ECCO-FF55 tiene conto **dell'impegno dell'Italia al G7 per un sistema elettrico sostanzialmente decarbonizzato al 2035⁴**, valorizzando i risultati ottenuti dall'[esercizio modellistico dedicato](#). Oltre che di rispettare gli impegni presi dall'Italia a livello internazionale, tale scelta di metodo si fonda sulla necessità di **abilitare la transizione di tutti i settori dell'economia**. In termini generali, infatti, nei settori di consumo dell'energia i principali *drivers* di riduzione sono l'efficienza energetica e l'elettificazione dei consumi, la produzione e uso di idrogeno verde nell'industria *hard to abate*.

Solo un sistema elettrico competitivo e decarbonizzato, che possa garantire stabilità e sicurezza energetica di famiglie e imprese può concretamente abilitare la decarbonizzazione dei settori di consumo dell'energia e del sistema economico del Paese. La capacità di visione di un nuovo sistema elettrico che accompagni alla rapidità della penetrazione delle rinnovabili opportune e innovative soluzioni per la stabilità e sicurezza della fornitura è alla base di un Piano che possa consegnare gli obiettivi e mettere il Paese in linea con il percorso di decarbonizzazione su cui si è impegnato.

Data la rilevanza strategica della decarbonizzazione del settore elettrico, lo scenario ECCO-FF55 si basa sull'analisi modellistica più complessa sviluppata per il settore elettrico e ne integra completamente i risultati nello scenario di riduzione complessivo.

Nel periodo 2021-2030 lo scenario ECCO-FF55 prevede una riduzione complessiva del **-54,5%** delle emissioni di GHG **rispetto al 2005⁵**, che raggiungono un valore di **270 MtCO₂eq al 2030**, rispetto ai

⁴ Communiqué 2023 <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2023/05/20/g7-hiroshima-leaders-communicue/#:~:text=We%20reaffirm%20our%20commitment%20to,temperature%20rise%20within%20reach%20a> [nd](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Europa_International/g7_climate_energy_environment_ministers_communique_bf.pdf), che richiama il comunicato dell'anno precedente https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Europa_International/g7_climate_energy_environment_ministers_communique_bf.pdf

⁵ Anno di riferimento delle politiche UE per il clima e l'energia. Tale percentuale si traduce nel 48% se paragonata ai livelli emissivi del 1990, base per la comunicazione dell'impegno UE verso l'Accordo di Parigi. Si tratta del contributo dell'Italia al contributo complessivo dell'Unione che ammonta al -55% rispetto ai livelli del 1990.

312 MtCO_{2eq} del PNIEC (cfr. Tabella 84 del PNIEC 2023), raggiungendo gli obiettivi di riduzione previsti dal pacchetto Fit for 55.

Secondo i risultati dello scenario ECCO-FF55:

- il settore che contribuisce maggiormente alla riduzione è il settore delle industrie energetiche, trainato dalla decarbonizzazione del **settore elettrico**, per il 37% sul totale delle riduzioni. In questo caso, i *drivers* principali sono una forte penetrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico, sulla base delle ipotesi dello scenario [ECCO-Artelys](#).
- Per quello che riguarda le emissioni energetiche dell'**industria manifatturiera**, queste contribuiscono alla riduzione per il 22%⁶; i *driver* principali considerati per questo settore sono stati lo sfruttamento del potenziale di **elettrificazione** del calore a media a bassa temperatura, l'utilizzo di **biometano** nei settori energy intensive, l'utilizzo del potenziale di **idrogeno verde** generato dalla decarbonizzazione del sistema elettrico e l'avvio concreto del processo di decarbonizzazione dell'**ex-ILVA di Taranto**⁷.
- In contributo del settore **trasporti** contribuisce alle riduzioni per il 20%. Le misure ipotizzate riguardano prioritariamente la **riduzione della domanda di trasporto privato** con la realizzazione delle politiche previste nel PNRR e del complesso degli strumenti di pianificazione per la mobilità sostenibile. In questo senso, si sottolineano criticamente alcune delle modifiche proposte al PNRR rispetto alle misure sulla mobilità e si evidenzia la necessità di una *governance* molto efficace del Piano in coordinamento con i livelli di governo locale per un'efficace attuazione delle misure. Si è ipotizzato un **incremento del numero di veicoli elettrici (BEV)** nel parco circolante fino a 3.5 milioni di vetture, a livelli inferiori rispetto al PNIEC (4.3 milioni), benché le politiche ipotizzate siano più spinte verso l'elettrificazione della flotta. Per quello che riguarda il **settore navale**, si sono ipotizzate riduzioni date dalla realizzazione degli investimenti PNRR sull'elettrificazione delle banchine portuali nazionali e parziale sostituzione della flotta di traghetti per il trasporto persone e mezzi da e verso le isole⁸.
- Per quello che riguarda il settore **civile**⁹, il contributo alla riduzione complessiva è nell'ordine del 16%. In questo caso, i principali *drivers* di riduzione sono stati una **maggior elettrificazione** dei consumi finali per effetto di una più rapida sostituzione dei sistemi di riscaldamento tradizionali con pompe di calore (esclusivamente) elettriche e un tasso crescente di **riqualificazioni** dal valore attuale di 0,37% al 4% al 2030, rispetto al tasso ipotizzato nel PNIEC costante e pari all'1,9% tra il 2021 e il 2030. Le misure alla base di tale scenario consistono in mirati incentivi alle riqualificazioni e alla sostituzione dei sistemi di riscaldamento, come ipotesi di riforma dell'attuale meccanismo di eco e superbonus per l'efficienza energetica.

⁶ Sulla base di elaborazioni ECCO, si stima che la spinta sull'elettrificazione contribuisce ad una riduzione in particolare sui settori ESR, che vedono ridurre le emissioni del 38% rispetto al 2005.

⁷ Per poter essere coerenti ed effettuare confronti, in linea con gli scenari emissivi del PNIEC, le emissioni relative all'ex ILVA di Taranto sono conteggiate in parte nel settore delle industrie energetiche (per la quota parte relativa alla produzione di coke) e, in parte, nel settore industriale (relativamente alla produzione acciaio da altoforno)

⁸ Tale ultimo contributo, considerato in ESR, dovrà essere quantificato come ETS a seguito dell'inclusione del settore in EU ETS, come previsto dall'ultima revisione della Direttiva.

⁹ Si sottolinea che, per quello che riguarda le emissioni 'energy' del settore agricoltura che, seguendo la classificazione dell'inventario si trovano 'accorpate' al settore civile, non si sono ipotizzate misure specifiche, benché il potenziale di riduzione sia abbastanza significativo (il settore emette circa 7MtCO_{2eq}). Pur nel rispetto degli obiettivi della direttiva RED, si potrebbe ipotizzare di allocare almeno parte del potenziale biocombustibili per il riscaldamento e la trazione delle macchine agricole, spostando gli attuali SAD per la promozione di combustibili alternativi.

Lo scenario tiene conto dell'andamento emissivo e dell'inerzia storica rilevata dai singoli settori, pur identificando un quadro di misure prioritarie e molto orientate a colmare il *gap* emissivo identificato nel PNIEC, soprattutto per i settori *Effort sharing* e, in particolare, trasporti, civile e industria.

Tabella 3 –
storica delle
GHG per
ISPRA) e
emissivo per il
(fonte:
ECCO)

	2005	2030	
		PNIEC	ECCO-FF55
		MtCO2eq	
Da USI ENERGETICI, di cui:	488	232	189
Industrie energetiche	160	51	41
Industria (inclusa produzione altri comb.)	92	41	34
Trasporti	128	77	64
Civile	96	56	43
Di cui agricoltura*	9,2	7	7
Altri usi energetici e fuggitive	12	7	7
Da ALTRE FONTI, di cui:	106	81	81
Processi industriali	46	33	33
Agricoltura (coltivazione e allevamenti)	35	32	32
Rifiuti	24	16	16
Totale (escluso LULUCF)	594	312	270
LULUCF	-36	-35	-35
Di cui ESR	344	216-223	193
Distanza rispetto agli obiettivi ESR		22-29,1	-1

Evoluzione
emissioni di
settore (fonte:
scenario
2021-2030
elaborazione

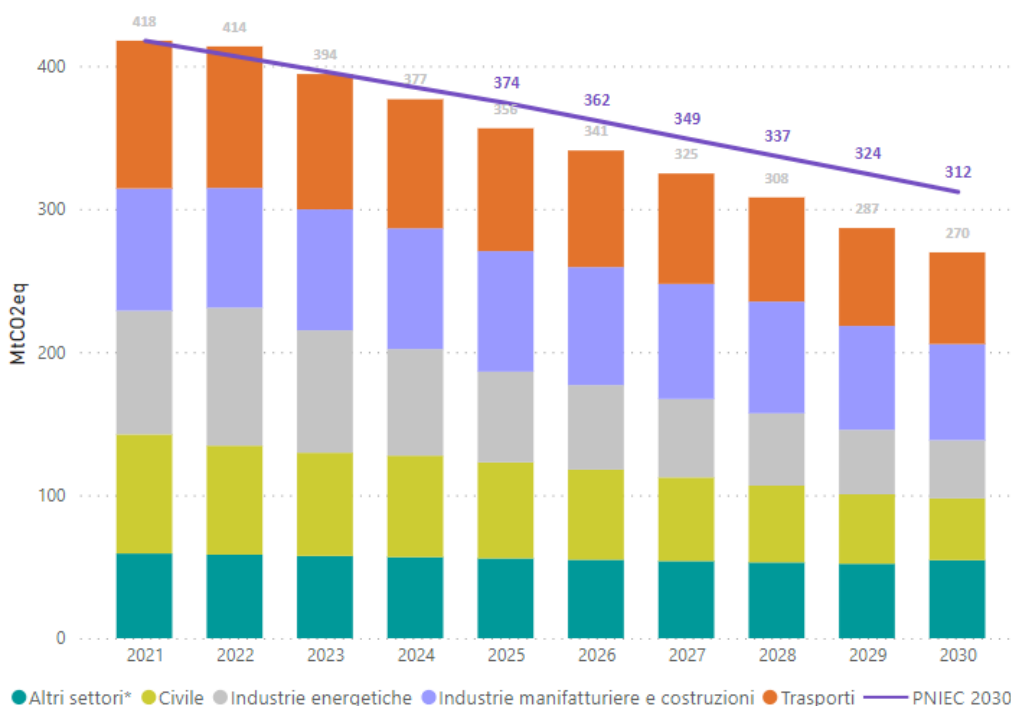


Figura 4 – Scenario emissivo ECCO-FF55 per il 2021-2030, escluso LULUCF, e confronto con scenario PNIEC - Fonte: elaborazione ECCO [MtCO2eq]

SETTORE ELETTRICO E RUOLO DEL GAS

Le caratteristiche principali del settore elettrico

- Il settore elettrico italiano è ancora fortemente dipendente dai combustibili fossili. Nel 2022 [il 60%](#) della generazione elettrica lorda è stata prodotta con gas naturale, carbone e prodotti petroliferi.
- **Nel 2022 la richiesta di energia elettrica italiana è stata di [316,8 TWh](#), in diminuzione dell'1% rispetto al 2021.** Le fonti rinnovabili hanno contribuito per il 35,6% alla produzione elettrica. La restante quota proviene da energia di origine fossile. Il saldo netto estero è stato di quasi 43 TWh.
- In termini di capacità, la potenza di generazione netta installata a fine 2022 è pari a 120,9 GW. 60,4 GW sono centrali termoelettriche tradizionali, di cui il 77% usa gas naturale. La capacità idroelettrica è di 22,9 GW, quella eolica di 11,8 GW e quella solare di 25,1 GW

Lo scenario di riduzione delle emissioni sviluppato da ECCO e Artelys

- Lo scenario ECCO-FF55 ha come obiettivo la sostanziale decarbonizzazione del settore elettrico al 2035, in linea con l'impegno¹⁰ preso nel 2021 e ribadito nel 2023 dall'Italia in ambito G7 e fonda i propri risultati sullo studio [ECCO-Artelys](#).
- L'evoluzione del settore si basa sul massiccio utilizzo di fonti rinnovabili e mostra come sarebbe possibile portare le attuali emissioni di CO2 dalle attuali 86 MtCO₂eq (al 2021) a 41 MtCO₂ al 2030, una diminuzione del 70% rispetto al 1990 (-74% vs 2005 e -52% vs 2021). Questo grazie all'abbandono del carbone al 2025 e al graduale abbandono delle altre fonti fossili, gas naturale *in primis*, il cui peso sul mix produttivo elettrico va a diminuire sostanzialmente già al 2030 (con una produzione residua di 54 TWh/anno).
- Rispetto al PNIEC, che prevede una capacità FER di 131 GW al 2030, lo scenario ECCO-FF55 richiede una potenza rinnovabile di oltre 148 GW al 2030, di cui 96 GW di fotovoltaico e 32 GW di eolico (6 GW offshore).
- Al 2030, lo scenario prevede una produzione di **idrogeno** verde per l'industria pari a 10 TWh/anno. 14 TWh di **overgeneration** da fonte rinnovabile sono finalizzati a tale produzione. Accumuli elettrochimici, gestione della domanda (*demand-response*) e idrogeno verde (da svilupparsi principalmente tra 2030 e 2035) garantiscono la

¹⁰ Il testo di outcome del G7 in Giappone nel 2023 recita "Recognizing the need to urgently curtail greenhouse gas emissions in this critical decade, we recall the 2022 G7 Leader's Communiqué and reaffirm our commitment to achieving a fully or predominantly decarbonized power sector by 2035".

flessibilità e la sicurezza della rete elettrica e permettono al gas naturale di avere un ruolo progressivamente più marginale.

Lo scenario ECCO-FF55 non prende in considerazione tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ e impianti nucleari, in quanto tecnologie onerose e difficilmente disponibili per la decarbonizzazione con orizzonte al 2035.

Quali politiche per la decarbonizzazione

- Agibilità e sviluppo delle fonti rinnovabili e delle tecnologie a esse complementari, attraverso un miglioramento della **governance delle autorizzazioni**, un'**evoluzione dei meccanismi di stabilizzazione di lungo periodo** del prezzo di cessione dell'energia e una effettiva agibilità nell'ingresso sui mercati delle forme di bilanciamento della rete alternative al gas (accumuli innovativi, *demand response*).
- **Eliminazione degli incentivi pubblici** (basati sul sistema fiscale o sulla parte parafiscale delle bollette) alle infrastrutture del gas, che da un lato impiegano significative risorse economiche, dall'altro ostacolano la transizione rendendo artificialmente più convenienti le fossili e alimentando una persistenza di politiche a loro favorevoli.
- **Ristrutturazione** e a tendere eliminazione di tutti gli aiuti alle bollette che si configurino come dannosi all'ambiente
- **Revisione del capacity market** il cui impianto è obsoleto rispetto agli obiettivi della transizione e agli stessi *trend* di mercato (calo dei consumi gas a livello italiano ed europeo)

Nel 2022 la richiesta di energia elettrica italiana è stata di 316,8 TWh, in diminuzione dell'1% rispetto al 2021 (319,9 TWh)¹¹. A determinare la flessione la crisi energetica e le misure di contenimento dei consumi elettrici attuate da cittadini e imprese. La domanda è stata soddisfatta per l'86,4% da produzione nazionale e per la quota restante (13,6%) dal saldo dell'energia scambiata con l'estero. La produzione nazionale netta (276,4 TWh) è risultata in diminuzione dell'1,3% rispetto al 2021. In crescita le fonti fotovoltaica (+11,8%) e termoelettrica (+6,1%), in particolare quella a carbone (+61,4%) per effetto della decisione del Governo di massimizzare la produzione a carbone per contenere i consumi gas nel settore. In calo le fonti idroelettrica (-37,7%), eolica (-1,8%) e geotermica (-1,6%). Nel complesso nel 2022 la produzione da rinnovabili ha contribuito per il 35,6% alla produzione totale netta, in diminuzione rispetto al 2021 (40,4%).

In termini di capacità, la potenza di generazione netta installata in Italia a fine 2022 è pari a 120,9 GW. Il 50% di tale potenza è rappresentato da centrali termoelettriche tradizionali (60,4 GW). Di queste il 77% usano gas naturale, il 10% carbone, il 6% bioenergie e il 7% prodotti petroliferi o altri combustibili. Le centrali idroelettriche hanno una potenza efficiente netta di 22,9 GW, gli impianti eolici di 11,8 GW e quelli fotovoltaici di 25,1 GW. **In seguito alla crisi, si è accelerato lo sviluppo delle rinnovabili, cresciute di oltre 3 GW nel 2022, un valore doppio rispetto al 2021 (1,3 GW). Tale tendenza è in crescita. Nei primi 9 mesi del 2023 sono stati installati 3,5 GW di nuovo solare e 0,4 GW di nuovo eolico¹². Inoltre, nei primi tre trimestri del 2023 hanno ottenuto l'autorizzazione finale all'esercizio 3,8 GW di rinnovabili.**

¹¹ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>

¹² <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/rapporto-mesile>

Nel 2021 le industrie energetiche, che, secondo la categorizzazione utilizzata da UNFCCC, includono la produzione degli impianti di cogenerazione di energia elettrica e calore, nonché le emissioni da raffinerie e la cokeria ILVA di Taranto, hanno emesso 86,4 MtCO₂eq per usi energetici.

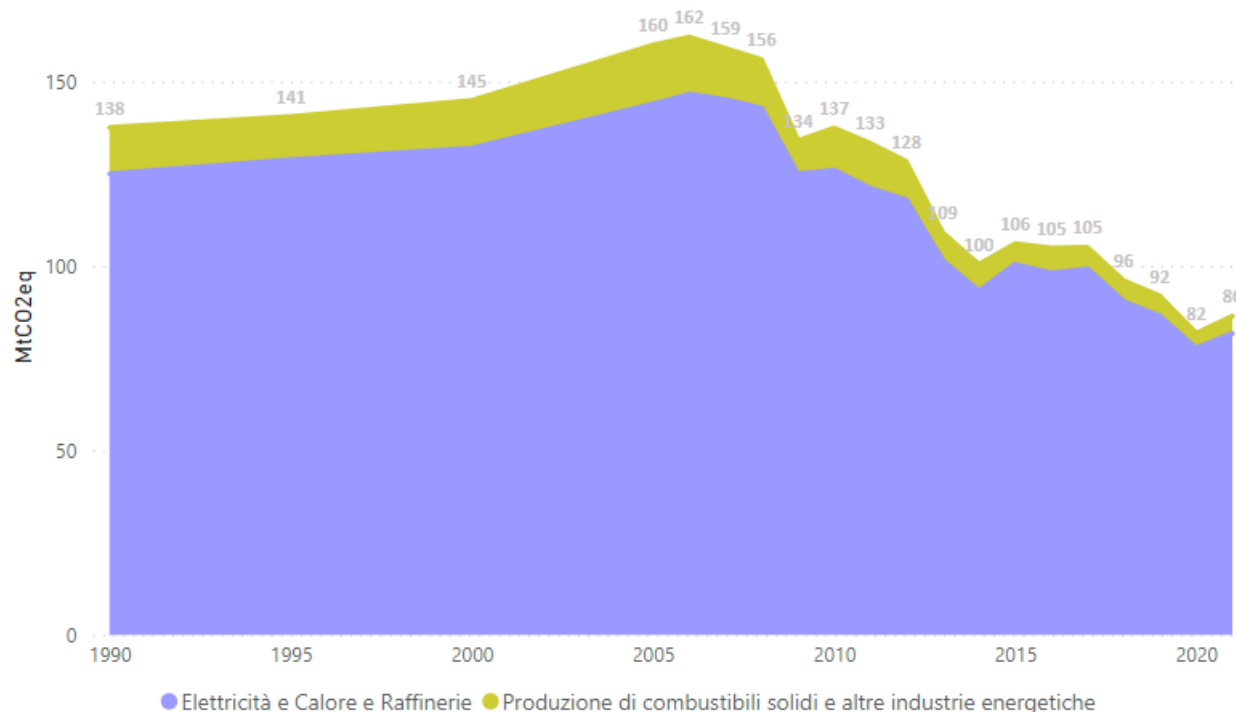


Figura 5 – Andamento delle emissioni di CO₂eq delle industrie energetiche dal 1990 al 2021¹³.

DESCRIZIONE DELLO SCENARIO ECCO-FF55

Per il settore della produzione elettrica, lo scenario ECCO-FF55 si fonda sulle ipotesi e sui risultati del lavoro svolto congiuntamente da [Artelys ed ECCO](#) nella prima metà del 2023¹⁴, il cui obiettivo era analizzare il percorso per decarbonizzare sostanzialmente il sistema elettrico al 2035, e sviluppare uno scenario che rendesse concreto l'impegno preso dall'Italia in ambito G7.

La decarbonizzazione del sistema elettrico è necessaria a sostenere quella dell'intera economia.

La decarbonizzazione delle forniture di elettricità abilita la piena decarbonizzazione di tutti i consumi destinati all'elettificazione dei consumi nei settori del civile, dei trasporti e, ove possibile, del calore industriale. La produzione correlata di idrogeno verde permetterà la decarbonizzazione di tutti quegli usi industriali già attualmente basati su idrogeno, così come l'ampliamento del suo utilizzo per il calore ad alta temperatura e i processi industriali nei settori cosiddetti *hard to abate*.

¹³ Le emissioni del 2022 sono state calcolate sulla base dei dati di produzione del 2022 di Terna e non da dati di scenario.

¹⁴ Studio commissionato da Greenpeace Italia, Legambiente e WWF Italia.

Il settore delle industrie energetiche, che comprende la produzione elettrica, storicamente, è quello che ha già mostrato le riduzioni più significative (-46%), passando dall'essere primo settore emissivo nazionale nel 2005, anno dell'entrata in vigore dell'EU-ETS fino ai livelli emissivi attuali (Figura 4). In particolare, tale riduzione è stata trainata dall'aumento della penetrazione delle rinnovabili nella produzione elettrica e dal minor ricorso a carbone e olio combustibile, che hanno determinato la riduzione da 116MtCO₂eq agli attuali 65MtCO₂eq, con una riduzione del 44%.

Sulla base delle simulazioni ECCO-Artelys, nel 2025 la produzione da energia rinnovabile raggiunge i 156 TWh, quasi il doppio del 2022, e nel 2030 i 266 TWh. Il costante aumento della penetrazione rinnovabile nel settore permetterà a tali fonti di coprire il 53% della produzione al 2025, il 73% al 2030 (rispetto al 67,5% del PNIEC) e il 99% al 2035, contro il 35% del 2022 (Figura 6). Tutta la capacità a carbone è prevista in uscita al 2025.

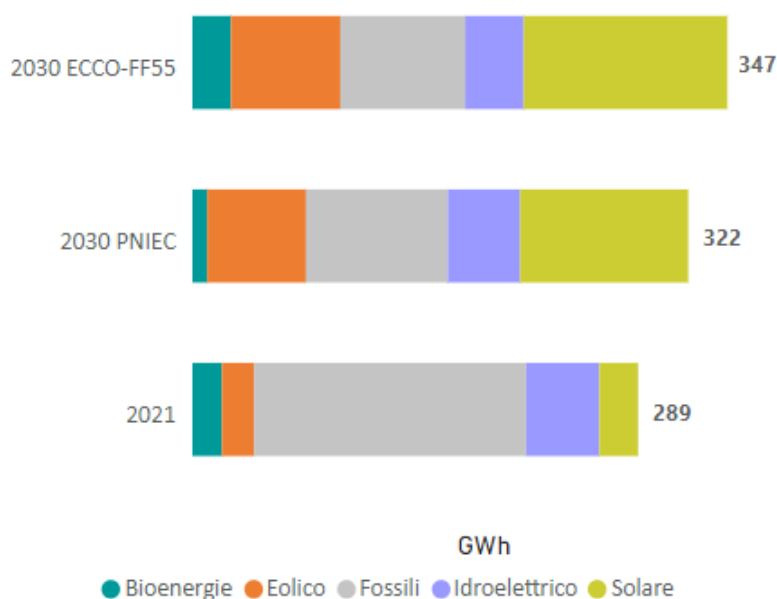


Figura 6 – Produzione elettrica lorda da fonte fossile e da fonte rinnovabile nel 2021 e negli scenari PNIEC ed ECCO-FF55 al 2030. Nel 2030 parte della produzione rinnovabile è indirizzata alla produzione di idrogeno verde.

Capacità installata (GW)	2021	2025		2030	
		PNIEC	ECCO-FF55	PNIEC	ECCO-FF55
Idrica	19,1	19,1	15,5	19,1	15,9
Eolica	11,3	17,3	15,3	28,1	32,3
Di cui offshore	0	0,3	0,8	2,1	6,0
Bioenergie	4,1	3,8	3,7	3,0	3,7
Solare	21,6	44,8	39,3	79,9	96,4
Di cui distribuito	5,1	-	17,9	-	30,9
Totale	56	86	68	131	142

Tabella 4 – Capacità installata da fonti di energia rinnovabile (FER) al 2021 (dato storico), al 2025 e al 2030 nello scenario PNIEC ed ECCO-FF55.

La fonte che, sulla base di tale scenario, darà maggiormente un contributo alla decarbonizzazione del settore è l'energia **solare**, soprattutto **utility-scale**. La capacità solare complessiva dovrà passare da 25,1 GW di oggi (dato 2022) a 96 GW (di cui 65 GW utility scale e 31 GW distribuito) al 2030, e rappresenterà più del 50% del mix elettrico in termini di potenza installata.

A seguire, l'energia eolica, sia onshore che offshore, rappresenterà la seconda fonte rinnovabile più rilevante all'interno del settore con 32 GW installati al 2030. Il contributo maggiore sarà dato dall'onshore; tuttavia, una spinta sull'offshore sarà necessaria per passare dai 0 GW di oggi ai 6 nel 2030.

Il raggiungimento di questi obiettivi richiede un **tasso di installazione che dovrà moltiplicarsi per 7 entro il 2030**. In media, nel periodo 2025-2035, i tassi di installazione dovrebbero raggiungere 11,5 GW all'anno per il solare utility-scale, 1,4 GW l'anno per il distribuito, 2,6 GW l'anno per l'eolico onshore e 0,9 GW per l'eolico offshore.

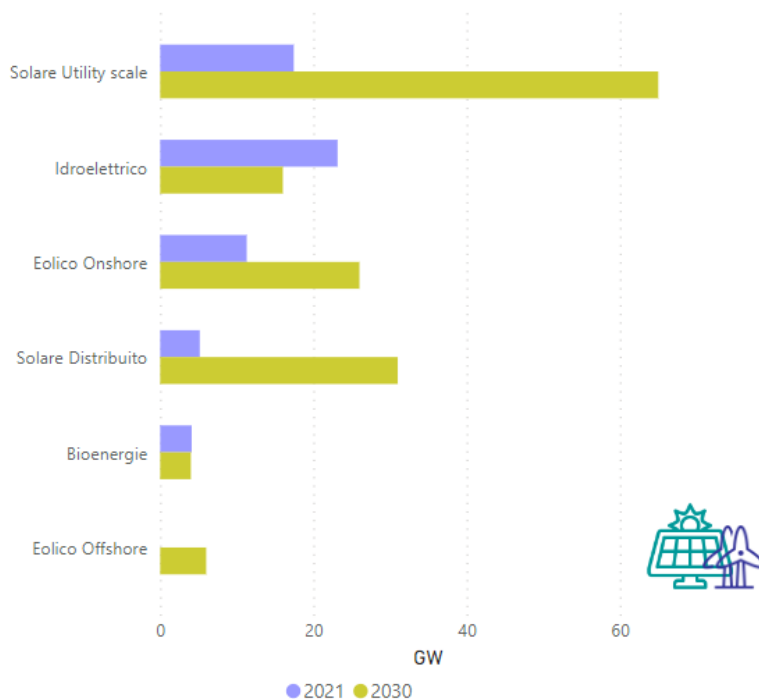


Figura 7 – Capacità installata di rinnovabili (MW) nello scenario ECCO-FF55, comparata con la capacità installata al 2021 (Fonte: scenario ECCO-Artelys)

Lo scenario prevede che altre fonti rinnovabili come l'idroelettrico e le bioenergie continuino ad avere un ruolo nel perseguimento dell'obiettivo della decarbonizzazione al 2035. La loro capacità installata rimane pressoché costante al 2030 per 16 GW nel caso dell'idroelettrico e 4 GW per la bioenergia.

Basato sul massiccio utilizzo di fonti rinnovabili, tale scenario porta le emissioni di CO₂ dalle attuali 86 MtCO₂eq (al 2021) a 41 MtCO₂ al 2030, con una diminuzione del 70% rispetto al 1990 (-74% vs 2005 e -52% vs 2021) (Figura 3). Questo è supportato dal completo *phase out* del carbone al 2025 come fonte di generazione elettrica e dal graduale abbandono delle altre fonti fossili. Il peso del gas naturale nel mix produttivo elettrico scende al 18% nel 2030 rispetto al 50% del 2022.

La nuova bozza del PNIEC non prevede il *phase out* completo del carbone al 2025, come previsto nella versione 2019, ma lo posticipa al 2028 per la capacità installata nella regione Sardegna (Fiumesanto per 534 MW e Sulcis per 432 MW), giustificandolo con la necessità di portare a completamento il collegamento Tyrrhenian Link tra la penisola e le due isole Sardegna e Sicilia, previsto nel 2028. Il PNIEC, tuttavia, lascia aperta la possibilità di un ulteriore sviluppo di capacità gas

“laddove la chiusura della capacità a carbone ne renderà necessaria la presenza”¹⁵, senza considerare la capacità già approvvigionata da Terna con le aste capacity.

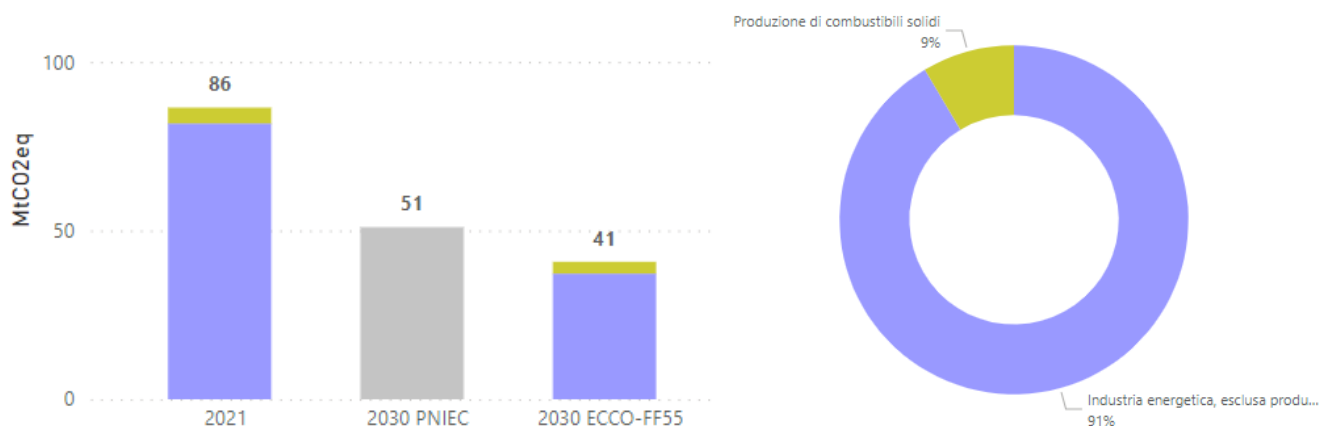


Figura 8 – Confronto delle emissioni di CO_{2eq} delle industrie energetiche al 2030 nello scenario ECCO-FF55¹⁶.

L'aumento graduale della produzione elettrica da fonti rinnovabili, in particolare solare ed eolico, dovrà essere accompagnato dallo sviluppo consistente di servizi di flessibilità.

Lo storico contributo delle centrali a gas alla flessibilità giornaliera, settimanale e mensile diminuirà progressivamente e verrà rimpiazzato da nuovi contributi, tra cui *shiftable demand*, accumuli in forma di batterie, e in prospettiva idrogeno, import/export.

Ne consegue che per continuare a garantire la sicurezza e la flessibilità della rete bisognerà valorizzare i servizi di gestione della domanda e l'incentivazione di un sistema che promuova l'uso di elettrolizzatori.

La flessibilità del sistema verrà garantita dalla *demand-response* in due modi: *load-shedding* e *load-shifting*, due modalità di gestione della domanda basate su segnali di prezzo che permettono di incentivare il consumatore a cambiare il proprio comportamento. Secondo lo scenario ECCO-Artelys, il contributo della domanda a cui i consumatori possono rinunciare (*load-shedding*) quando il prezzo dell'elettricità supera i 250 €/MWh è 2,9 GW. Allo stesso modo, la domanda che può essere riposizionata (*load-shifting*) arriva a 3 GW al 2030 fino ai 4,4 GW al 2035. Anche il PNIEC intende promuovere il ruolo attivo della domanda al fine di migliorare l'integrazione delle fonti rinnovabili, in particolare quelle distribuite, attraverso modifiche delle regole di mercato e una maggior partecipazione degli utenti finali (grazie alla nuova figura degli aggregatori) ai servizi di dispacciamento. Tuttavia, **manca una stima quantitativa del contributo che le tecnologie di gestione della domanda possono fornire alla flessibilità e adeguatezza della rete elettrica**, e l'individuazione di obiettivi di sviluppo che siano anche solo indicativi. La mancata quantificazione di questi contributi negli scenari fa sì che gli scenari PNIEC vedano come necessari unicamente i servizi forniti dalle centrali termiche a gas.

¹⁵ Pagina 260 del PNIEC

¹⁶ Le emissioni del 2022 sono state calcolate sulla base dei dati di produzione del 2022 di Terna e non da dati di scenario.

La produzione di idrogeno si sviluppa soprattutto tra il 2030 e il 2035. Al 2030 lo scenario ECCO-FF55 prevede una capacità di 4,5 GW di elettrolizzatori che sale a 30 GW al 2035. Questi produrranno idrogeno rinnovabile per 10 TWh/anno al 2030 (0,25 milioni di tonnellate/anno) e 64 TWh/anno al 2035. La produzione di idrogeno servirà non solamente a garantire stabilità al sistema, ma anche ad alimentare la domanda crescente di usi finali non elettrici, come alcuni comparti del settore industriale e dei trasporti. Tale volume di idrogeno corrisponde a quello indicato dal PNIEC per il 2030, che per l'80% verrà prodotto sul territorio nazionale grazie allo sviluppo di 3 GW di elettrolizzatori¹⁷. Come per lo scenario ECCO-FF55, al 2030 l'idrogeno rinnovabile sarà indirizzato esclusivamente ai settori di uso finale (industria e trasporti); tuttavia nel PNIEC mancano indicazioni qualitative e quantitative sul ruolo dell'idrogeno a supporto della sicurezza della rete elettrica.

Le **batterie** avranno un ruolo rilevante soprattutto per quanto riguarda il mantenimento della flessibilità giornaliera. Già al 2025 lo scenario attribuisce 3 GW di potenza installata di batterie al litio, il cui peso sale arrivando a 15 GW al 2030 e 17 GW al 2035. Tale capacità è in linea con le indicazioni del PNIEC che per la nuova capacità di stoccaggio elettrico (*utility-scale* e distribuito) fa riferimento alle previsioni predisposte da Terna nel proprio Piano di sviluppo: al 2030 individua nuova capacità di stoccaggio di 15 GW, di cui 4 GW di tipo distribuito. Allo sviluppo degli accumuli il PNIEC dedica circa 6 miliardi di euro, 2 miliardi in più rispetto alla versione precedente del 2019.

Lo scenario inoltre prevede un limite di import di energia elettrica annui provenienti da paesi vicini o confinanti l'Italia, ossia Austria, Svizzera, Francia, Grecia, Montenegro, Malta e Slovenia. Il limite fissato di import di energia elettrica a 40 TWh annui al 2035 servirà a mantenere una sufficiente indipendenza del settore elettrico da altri Paesi. Anche il PNIEC prevede un certo volume di importazioni nette di energia elettrica dall'estero: 3.712 ktep al 2025 e 2.906 ktep al 2030, corrispondenti rispettivamente a 43 e 33 TWh/anno.

¹⁷ Pagina 88 del PNIEC

BOX – LA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI SOCIO-ECONOMICI DELLA TRANSIZIONE – LO SVILUPPO DELL'EOLICO IN ITALIA

Le previsioni del PNIEC sull'espansione dell'eolico offshore in Italia prevedono 2,1 GW da qui al 2030 - contro i 50 GW di Regno Unito e i 30 GW della Germania - a fronte di un potenziale di installazione dell'eolico offshore nel nostro Paese che oscilla intorno ai 200 GW a seconda delle stime.

Per quanto relativamente modesto nelle sue dimensioni, l'avvio dell'eolico offshore in Italia offrirebbe la possibilità di coordinare lo sviluppo di una filiera manifatturiera e infrastrutturale dalle significative ricadute economiche (si veda anche il capitolo “Il Piano e l'industria manifatturiera” e il paragrafo “La dimensione socioeconomica del Piano”). I margini di sviluppo rispetto agli scenari di domanda sono consistenti. A livello europeo, Wind Europe stima la necessità moltiplicare per circa tre volte l'attuale capacità di produzione di navicelle, turbine, fondazioni e sottostazioni. In questo senso, il Global Wind Energy Council prevede la comparsa di colli di bottiglia dal lato dell'offerta a partire dal 2026.

L'Italia non presenta una forte specializzazione produttiva in questo settore, nemmeno includendo l'onshore. In Europa, la filiera si è sviluppata prevalentemente in Danimarca, Germania e Spagna. Nessuno dei principali *original equipment manufacturers* (OEMs) europei – Vestas, Siemens Gamesa, Nordex - è italiano. Il più importante centro produttivo di componenti per l'eolico si trova a Taranto (800 addetti) e produce pale onshore. Se nel periodo 2020-2022 Germania, Danimarca e Spagna sono state rispettivamente il primo, secondo e quarto esportatore al mondo di componenti eoliche, l'Italia resta un Paese fondamentalmente importatore. Secondo i dati Eurostat, nel 2022 le importazioni italiane di componenti eoliche si sono attestate sui 94 milioni di euro, a fronte di una produzione nazionale di soli 1,4 milioni. Senza un adeguato sviluppo dell'offerta domestica, l'espansione dell'eolico offshore nazionale andrà prevalentemente a beneficio di produttori esteri.

Tuttavia, le specifiche caratteristiche tecniche dell'eolico offshore offrono la possibilità per l'industria italiana di occupare un ruolo di primo piano nella filiera europea. L'Italia dispone di un vantaggio competitivo nella produzione di acciaio e nella sua lavorazione in strutture, attività che ricoprono una componente fondamentale nelle fondazioni e sottostazioni dell'offshore (rappresentano circa il 90% della composizione materiale della turbina). Inoltre, l'installazione dei parchi eolici necessita di navi speciali su cui la cantieristica italiana, prima in Europa per dimensioni e capacità tecnologica grazie a Fincantieri, può ulteriormente specializzarsi. Per la stessa installazione dei parchi eolici, si potrebbe anche pensare ad un ruolo nuovo per le competenze di un grosso player nell'oil&gas come Saipem.

Allo stesso tempo, la necessità di sviluppare adeguate infrastrutture portuali può favorire la creazione di un ecosistema propizio a eventuali espansioni della produzione di componenti per le turbine. Di questo potrebbero beneficiare in larga misura le aree del sud Italia e delle isole (Puglia, Sicilia e Sardegna), ma solo se la strategia nazionale di installazione dell'offshore fosse integrata con interventi diretti dal lato dell'offerta (ad esempio l'inclusione di requisiti di contenuto locale per le aste di assegnazione), volti a favorire l'insediamento di capacità produttiva da parte dei principali OEMs.

Processo autorizzativo degli impianti di generazione da fonti rinnovabili

Se è vero che la concorrenza dei poteri sull'energia tra Stato centrale e Regioni tende ad avere effetti di rallentamento nelle procedure autorizzative, è anche vero che lo Stato è responsabile del raggiungimento degli obiettivi in termini di politiche del clima, e quindi deve introdurre a cascata meccanismi di responsabilizzazione anche per le Regioni e gli enti locali in generale¹⁸.

Né l'attuale processo di autorizzazione né la *governance* climatica prevedono meccanismi di monitoraggio delle autorizzazioni e strumenti correttivi per intervenire nel caso le autorizzazioni non risultino allineate agli obiettivi.

In mancanza di un aumento radicale della velocità di rilascio delle autorizzazioni, sono quindi necessari sistemi 'di *default*' che intervengano per garantire comunque i risultati necessari, per esempio l'incremento delle facilitazioni, anche economiche, all'installazione e allaccio di impianti diffusi, come il solare fotovoltaico su coperture, gli accumuli, i dispositivi di efficientamento e di elettrificazione. Una tale soluzione potrebbe ovviare alle lentezze autorizzative sugli impianti che invece ricadono nel processo autorizzativo centrale o regionale. Come, infatti, evidenziato anche da ISPRA nel suo [ultimo rapporto sul consumo di suolo](#) grazie alle coperture disponibili in Italia si potrebbe ricevere una potenza fotovoltaica compresa fra 70 e 92 GW, "un quantitativo sufficiente a coprire l'aumento di energia rinnovabile complessiva previsto dal PNIEC al 2030", annullando le questioni ambientali ed ecosistemiche legate al consumo di suolo, peraltro.

In particolare, logistica e grande distribuzione organizzata figurano tra i principali attori di aumento di superficie consumata in Italia, con un incremento del consumo di suolo tra il 2021 e il 2022 pari a oltre 7.000 ettari a livello nazionale. Tale area permetterebbe l'installazione di circa 6GW di impianti. È evidente come sia necessario, oltre a limitare in maniera sostanziale l'uso del suolo, almeno sfruttare le aree convertite ai fini dell'installazione di fonti rinnovabili, ad esempio mediante meccanismi fiscali, quali agevolazioni l'IMU, per incentivare un tale utilizzo o anche a meccanismi di servitù obbligatorie su capannoni e siti industriali e produttivi eventualmente attraverso un fondo pubblico.

Sistemi di monitoraggio delle autorizzazioni e meccanismi di correzione dinamica delle misure per favorirne sono necessari (si veda anche il paragrafo dedicato). Ove si verificasse un fallimento del processo autorizzativo a scala locale, infatti, dovrebbero ipotizzarsi meccanismi correttivi che permettano di superare una tale inefficienza con un incremento, ad esempio, della generazione distribuita mediante premialità economiche o incentivi fiscali.

Aste pubbliche per contratti per differenze (CfD) per generazione da fonti rinnovabili

Il PNIEC non identifica lo strumento con il quale si intende raggiungere gli obiettivi di sviluppo delle rinnovabili proposti, né quale sia, anche indicativamente, la quota che si prevede venga sviluppata con impianti *grid connected* e impianti distribuiti. Questa dovrebbe essere una caratteristica importante del Piano, perché le due tipologie hanno mercati di riferimento, barriere, processi autorizzativi e utenze finali diverse. Dunque, necessitano di policy diverse. Nello specifico degli

¹⁸ Si veda anche [Capitolo 3.1](#)

impianti *grid connected*, la recente impostazione del Governo di assicurare tutta la capacità prevista dal PNIEC tramite aste CfD per gli impianti rinnovabili vicini alla competitività economica rappresenta uno strumento efficace, da integrare nel PNIEC. Il meccanismo di asta dovrebbe essere rafforzato con adeguati meccanismi di monitoraggio e correzione nel caso non vi fosse una sufficiente offerta a causa di un rallentamento delle autorizzazioni. Questo per assicurare che le aste siano contendibili e non facilitino comportamenti anti-competitivi.

PPA e PPA “prosumer” retail

La crisi del 2022 ha mostrato come la dipendenza dalle fonti fossili sia non solo un problema di livello dei prezzi, ma anche di loro volatilità, ed è pressoché certo che quest’ultima permarrà finché la dipendenza dal gas sarà rilevante. Oggi l’unico modo per un cliente di elettricità di affrancarsi completamente dalla volatilità legata al gas è staccarsi dalla rete dotandosi di fotovoltaico e accumuli. Una soluzione possibile a patto di poter usufruire di una superficie esterna sufficiente, ma che comporta costi elevati che scontano l’inefficienza di non utilizzare la rete esistente.

Il fatto che soluzioni virtuali per affrancarsi completamente dalla componente dei prezzi gas non siano disponibili ai clienti elettrici retail è a nostro avviso un fallimento del mercato. Infatti, a fronte del pagamento dei costi necessari ad approvvigionare energia caratterizzata da soli costi fissi e di capacità di modulazione basata su accumuli e non impianti di picco fossili, dovrebbe essere possibile con strumenti contrattuali anche solo finanziari ottenere il risultato, a fronte della contrattualizzazione da parte del venditore di quote adeguate di PPA all’ingrosso con capacità da fonti rinnovabili.

In questo senso, non solo è ragionevole che le istituzioni riducano i rischi relativi alla stipula di PPA all’ingrosso per energia da fonti rinnovabili, ma anche che i retailer di energia – quand’anche non integrati verticalmente con la generazione – siano messi in grado di coprire le forniture in vendita con quote coperte con PPA all’ingrosso, in modo da offrire tariffe effettivamente svincolate dal costo del gas. Tali offerte richiederebbero:

- Un sistema al dettaglio di distribuzione dei diritti sui PPA contrattualizzati dal banditore nazionale ai retailer di elettricità;
- Aggiornamenti alle regole di vendita ai clienti al dettaglio che permettano di introdurre ragionevoli costi di uscita per i clienti che abbiano sottoscritto contratti “prosumer” legati ai costi medi di fonti rinnovabili e non al prezzo spot dell’energia.

Nell’ambito delle norme che già oggi in Italia obbligano i venditori di energia a offrire determinate tipologie di struttura tariffaria, è opportuno aggiungere l’opzione di tariffe completamente svincolate dai prezzi spot (legati al gas). Questo a sua volta favorirà l’emergere di strumenti all’ingrosso per coprirne i rischi relativi.

Aggiornamento del capacity market

La penetrazione di rinnovabili, anche nelle quantità previste dal PNIEC, necessita di prevedere il superamento dall’attuale disegno del meccanismo di *capacity market*. Il *capacity market* italiano non è coerente né con gli obiettivi della riforma della CE, né con gli obiettivi ARERA (integrazione di

tutte le risorse sulla base delle rispettive possibilità tecniche) su cui dovrebbe basarsi la riforma del TIDE, né con le politiche di decarbonizzazione coerenti con lo scenario -55% e con il near zero elettrico nel 2035.

Infatti:

- Prevede una partecipazione delle risorse di domanda solo “in negativo”, cioè con esclusione di pagamento degli oneri dello stesso *capacity market*, anziché remunerazione per investimenti in capacità di fornitura di servizi alla rete;
- Esclude soggetti che già godono di altri incentivi (come le FER), quand’anche tali incentivi siano concepiti per remunerare esternalità che non c’entrano nulla con i servizi alla rete. Non è chiaro il motivo per cui un impianto che non danneggia il clima e l’aria e che è in grado – con le dovute parametrizzazioni – di fornire servizi di capacità affidabili non possa vendere questi ultimi sul *capacity market*, al pari delle altre fonti.
- Prevede una discriminazione fortissima tra impianti esistenti (remunerazione di durata 1 anno) e nuovi (contratto fino a 15 anni). Questi ultimi, nelle gare svolte fino a ora, hanno ricevuto remunerazioni paragonabili agli interi CapEX di costruzione del nuovo impianto, il che ha incentivato lo sviluppo di nuove centrali a ciclo combinato a gas destinate ora a esacerbare l’uscita dal mercato di quelle di generazione precedente, solo leggermente meno efficienti, ma altrettanto flessibili e già in buona parte ammortizzate. Problema che paradossalmente viene invocato per motivare la necessità di nuove aste di *capacity market*.

Il *capacity market* non dovrebbe essere prorogato sulla base delle norme attuali, bensì sostituito dalle aste di approvvigionamento di capacità di accumulo elettrico e di infrastrutture di *demand response*.

I contratti in essere, invece, compatibilmente con forme accettabili di rinegoziazione, dovrebbero essere modificati, in particolare:

- Introduzione della **partecipazione diretta della Demand Response (DR)** (remunerata direttamente e, in caso di nuova capacità, con contratti della stessa durata di quelli per nuova capacità elettrica).
- In considerazione della revisione degli obiettivi rinnovabili occorrerebbe introdurre un **vincolo di emissioni-zero per i nuovi impianti**, o almeno di vincoli coerenti con un *trend* di riduzione delle emissioni in linea con gli obiettivi al 2030, prevedendo, a fronte di un mutato scenario, la conversione dell’ammontare di capacità fossile remunerata in altrettanto di capacità di accumulo.
- **Eliminazione dell’incompatibilità tra sussidi a fonti rinnovabili e remunerazione dal capacity market** (si tratta di due valori indipendenti – decarbonizzazione e sicurezza del sistema - entrambi meritevoli di remunerazione di lungo periodo).

Demand response

Una linea di aggiornamento di norme fondamentali per il funzionamento del settore elettrico, che coinvolge mercati critici come quello della riserva e del bilanciamento, è quella del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) inaugurata con la nota sintetica ARERA 685/22 un cui punto

fondamentale è l'obiettivo di una **partecipazione allargata delle risorse di bilanciamento del sistema elettrico, ognuno "come può", a partire dalla domanda**¹⁹.

Questo processo dovrà passare per l'introduzione anche in Italia di un contesto aperto ai fornitori di servizi di flessibilità (*Balancing Service Provider*) e quindi degli **aggregatori**, cioè operatori specializzati nel contrattualizzare clienti in grado di fornire (anche grazie a innovazioni tecnologiche delle proprie macchine di consumo) capacità di bilanciamento da vendere al TSO e sui cui retrocedere al responsabile di bilanciamento (BRP) le partite di energia movimentata e al cliente finale parte della remunerazione per la flessibilità vera e propria (distinzione, questa, in realtà non così ovvia).

La bozza di PNIEC menziona la *demand response*, ma non introduce politiche di dettaglio né tantomeno investimenti necessari a favorirla. Menziona l'integrazione dei mercati e gli smart meter, ma riguardo ai prezzi dinamici c'è solo un riferimento molto vago, ancorché positivo. Si accenna, infatti, alla necessità di "ulteriore ricerca", mentre è urgente applicare i regolamenti e le direttive europee in materia e prendere esempio da altri mercati in cui le risorse distribuite sono un fornitore crescente di servizi di sicurezza elettrica. Benché finalmente iniziative sperimentali di mercati di flessibilità nelle reti locali si stiano avviando (positivo il caso di Areti a Roma), il PNIEC dovrebbe essere più assertivo nello sviluppo di tali mercati, eventualmente moderando il ruolo del TSO di regista in materia.

Eliminazione del regime degli "impianti essenziali"

Gli "impianti essenziali" (perlopiù termici e grande idroelettrico) sono oggi remunerati con alcuni meccanismi - differenti tra loro - di rimborso dei costi, caratterizzati (in misura minore o maggiore) da assenza di trasparenza e di assenza di integrazione con il *capacity market*. Ogni forma di "isola speciale" di regolamentazione di questo tipo va nella direzione opposta a quella della contendibilità e dell'inclusione di tutti i servizi, in particolare di quelli più innovativi e distribuiti.

In un disegno coerente, il regime degli impianti essenziali andrebbe terminato e ricondotto agli altri mercati di approvvigionamento spot e a termine di disponibilità di energia e capacità di generazione elettrica.

Correzione dei meccanismi di aiuto in caso di prezzi elevati delle bollette

La spesa di oltre 100 miliardi di euro per la mitigazione delle bollette dell'energia è stata fino a tutto il primo trimestre 2023 indiscriminata in termini di impegno all'efficientamento energetico o al risparmio e anche rispetto all'effettiva necessità del soggetto beneficiario, con l'unica eccezione del bonus energia per i clienti domestici.

Nell'ambito della revisione dei meccanismi, anche in prospettiva di eventuali altri momentanei incrementi del prezzo dell'energia, occorre assicurare che essi non incentivino comportamenti incoerenti con la decarbonizzazione e l'efficientamento dei consumi dell'energia, e che si adeguino quindi ai seguenti obiettivi:

¹⁹ "Per preservare il diritto di accendere la luce a piacimento, si deve costruire un nuovo mondo in cui spegnerla è un'opportunità" scrive molto opportunamente ARERA.

- **Aiuti su una quota di consumo inferiore a quello storico, oppure alle BAT del settore** per un soggetto di pari fabbisogno potenziale (per esempio: se si tratta di consumi per climatizzazione ci si riferirà a zona climatica, eventualmente classe energetica e dimensione dell'edificio – in questo senso il contributo in quota fissa differenziato per zona climatica ai consumatori finali di gas per riscaldamento recentemente introdotto va nella direzione giusta – mentre se si tratta di consumi per processi manifatturieri ci si riferirà a tabelle per prodotto/tecnologia come quelle già usate nella predisposizione di interventi di efficientamento nell'ambito dell'applicazione dei “certificati bianchi”, ovvero ai livelli di prestazione emissiva coerenti con la definizione dei benchmark settoriali dell'EU ETS).
- Aiuti alle aziende in base all'esposizione o meno a concorrenti con forniture di energia in aree con prezzi scarsamente correlati a quelli del mercato interno. La modulazione degli aiuti dovrebbe anche tenere conto delle compensazioni ricevute per effetto del [Fondo per la transizione energetica nel settore industriale](#). Essa non può prescindere, infatti, dalla valutazione dell'effetto combinato di molteplici fattori e della esposizione delle aziende a rischio competitivo in base al proprio mercato di riferimento e se, quindi, i maggiori costi dell'energia possono essere passati a valle senza compromissione dei margini. In tale caso il problema sarebbe la protezione del consumatore finale rispetto all'inflazione.

Ruolo idrogeno nel bilanciamento del sistema elettrico e nell'industria

Alla luce delle simulazioni svolte nell'ambito dello [studio ECCO-Artelys](#) è stato valutato il ruolo dell'idrogeno (elettrolizzatori + macchine termiche per la ri-trasformazione in elettricità) nello stoccaggio sia stagionale sia di breve periodo del sistema elettrico, tenendo anche conto della necessità di produzione di idrogeno verde per la decarbonizzazione di settori industriali *hard to abate*.

Gli asset di produzione di idrogeno verde e quelli di stoccaggio e trasporto (perlopiù a livello nazionale) sono decisivi sia per la decarbonizzazione del sistema elettrico sia per quella dei settori industriali rilevanti in termini di emissioni-serra e difficilmente elettrificabili.

Un sistema di certificazione dell'idrogeno da fonti rinnovabili sarà necessario ai fini della corretta computazione, tra le altre cose, delle emissioni climalteranti nelle macchine termiche alimentate a idrogeno.

INVESTIMENTI NECESSARI

Alla luce del già citato scenario ECCO-Artelys, compatibile sia con gli obiettivi FF55 al 2030 sia con una decarbonizzazione pressoché completa del sistema elettrico al 2035, obiettivo per cui l'Italia si è impegnata al G7, si prevedono investimenti nel portafoglio di asset tecnologici necessari all'obiettivo, al 2030, di circa 85 miliardi di € (cifra soggetta a volatilità a causa dei tassi di interesse) suddivisi come da tabella seguente, riferita al periodo 2025-2030 per un totale di investimenti di poco più di 70 miliardi di €. Si tratta di impianti di generazione elettrica, di stoccaggio e reti, i primi generalmente in regime *merchant* salvo remunerazione di lungo termine con il *capacity market*, i secondi (stoccaggi) anch'essi *merchant* ma verosimilmente destinati ad essere approvvigionati con aste regulate, mentre le reti prevedono sia costi di investimento sia operativi remunerati nella parte regolata delle tariffe elettriche secondo criteri normati da leggi e applicati da ARERA. In tutti i casi, nell'assetto attuale, si tratta di oneri remunerati attraverso il valore dell'energia e quello degli oneri nelle bollette.

Tecnologia	2025 - 2030	2030 - 2035
Turbine a idrogeno	0,07	1,22
Batterie	2,05	0,24
Solare utility-scale	3,15	4,73
Solare small-scale	2,02	0,19
Eolico offshore	1,90	1,30
Eolico onshore	2,98	3,38
Elettrolizzatori	0,27	1,53
Idroelettrico	0,21	0,00
Pompaggi	1,29	0,00
Rete interna di trasmissione	0,32	0,63
Interconnessioni con l'estero	0,01	0,15

Tabella 5 – Stima dei costi annuali medi di investimento (overnight cost) per il 2025-2030 e 2030-2035 (miliardi di euro/anno). Fonte: Scenario ECCO-Artelys.

INDICATORI DI MONITORAGGIO

L'adozione di un sistema di monitoraggio dell'avanzamento e dell'efficacia degli interventi realizzati, rispetto agli obiettivi energetici ed emissivi, è fondamentale per introdurre eventuali correttivi alle misure in vigore. Lo scenario ECCO individua una serie di indicatori, alcuni già pubblici altri da costruire, da valutare con cadenza almeno annuale.

Indicatori **primari**:

- Emissioni di gas a effetto serra da produzione elettrica (ISPRA/TERNA)
- Generazione elettrica per fonte. Fonte: TERNA
- GW installati per fonte (compresa la capacità di stoccaggio e di produzione di idrogeno verde): GSE/TERNA
- Prezzi del mercato
- Accumuli

Indicatori **secondari** (utili per valutare l'andamento delle misure abilitanti la decarbonizzazione del settore):

- Monitoraggio sviluppo rete (sia di trasmissione che di distribuzione)
- Monitoraggio rilasci autorizzazioni (MASE, Regioni)
- Monitoraggio gestione flessibilità: un tale indicatore dovrebbe comprenderne diversi, che vanno dalla installazione di capacità di accumulo distribuita, a quella di *smart meters*, ecc.
- Tempi di connessione

IL RUOLO DEL GAS NELLA TRANSIZIONE

Uno degli elementi di più complessa valutazione della proposta di Piano resta la strategia progressiva di *phase out* dell'Italia dai combustibili fossili, le sue tappe e criteri di base (ad esempio per quali

settori si prevede una uscita più veloce e quali meno e perché) e il ruolo del gas naturale nell'ambito di tale strategia complessiva.

In Italia la domanda di gas ha registrato il suo picco nel 2005, raggiungendo 86 miliardi di mc. Dal livello del 2005, in termini assoluti, i consumi di gas hanno mostrato una tendenziale complessiva riduzione raggiungendo un volume di 75,3 miliardi di mc nel 2021, -12% rispetto al picco del 2005. Per effetto della crisi energetica, iniziata a fine 2021 ed esacerbata con l'invasione russa in Ucraina, nel 2022 i consumi di gas hanno subito un crollo del [9%](#) rispetto all'anno precedente, raggiungendo un volume di 68,7 miliardi di mc. A trainare il calo, il settore civile, la cui domanda è scesa del 21% tra settembre 2022 e febbraio 2023, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, seguito dal settore industriale con un -20% e, infine, dal termoelettrico con un -16%.

La minore domanda di gas deriva sia dalle misure contingenti, legate alle misure emergenziali di risparmio, sia, si ipotizza, strutturali. Le politiche di risparmio, efficienza energetica, sviluppo delle rinnovabili, hanno contribuito in maniera sostanziale alla sicurezza del sistema gas dalla riduzione dei flussi russi, ormai quasi nulli da Tarvisio, determinando l'abbassamento del prezzo del gas sui mercati all'ingrosso, che nella seconda metà del 2023 ha raggiunto valori vicini a quelli attorno ai 40€/MWh.

Nel settore civile e industriale è probabile aspettarsi un lieve rimbalzo dei consumi di gas, anche se ancora nel 2023 si è assistito a una ulteriore diminuzione della domanda²⁰; tuttavia, la tendenziale diminuzione della domanda di gas sarà nei prossimi anni ulteriormente accentuata per effetto dagli impegni vincolanti di decarbonizzazione dei sistemi energetici. A livello nazionale, il gas come combustibile di transizione non ha, con eccezione del settore dell'acciaio primario, spazi di crescita in sostituzione di combustibili maggiormente inquinanti. La penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico e l'efficienza energetica, al contrario, incideranno sulla domanda di gas che subirà un calo. La transizione del gas in Italia è pertanto da intendere come una progressiva diminuzione dei consumi.

Questa tendenza al ribasso caratterizzerà anche la domanda europea, con differenti declinazioni nei vari Stati Membri. Da una domanda totale di 414 miliardi di mc nel 2021, la Commissione stima un calo del 42% al 2030 e del 68% al 2040.

L'evoluzione della domanda di gas in Italia nello scenario ECCO-FF55

Nello scenario ECCO-FF55 la domanda di gas scende a 40 miliardi di mc al 2030. A determinare tale evoluzione sono:

- Il **settore elettrico**, dove lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili andrà a determinare una necessaria progressiva uscita dall'uso del gas. Oggi la produzione nazionale di energia elettrica deriva per il 50% dal gas naturale, ma con l'aumento della generazione rinnovabile il mix energetico cambierà in modo sostanziale, lasciando al gas un ruolo marginale e residuale. Calcolando, infatti, che un GW di nuovi impianti rinnovabili sostituisce circa 0,25 miliardi di mc di gas, secondo gli obiettivi FER previsti dal nuovo PNIEC, i consumi di gas per la generazione elettrica subiranno un calo di -7 miliardi di mc al 2025 e ulteriori -11 miliardi al 2030 (rispetto al 2021). Tali obiettivi sono da considerarsi una variabile con minimo rischio, data le tendenze di

²⁰ Tra gennaio e settembre 2023, i consumi interni di gas si sono ridotti del 13,8% rispetto allo stesso periodo del 2022 (dati bilancio gas del [MASE](#)).

mercato e la volontà del Governo di accelerare nello sviluppo delle rinnovabili a partire da una risoluzione del problema dei blocchi autorizzativi, già avviata nel biennio 2021-2022. Gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili nei sistemi energetici sono definiti dalla Direttiva Europea sull'Energia Rinnovabile (Renewable Energy Directive – RED III), e sono vincolanti per gli Stati membri.

- Il **settore civile**, che, seppur lieve, mostra una tendenziale riduzione nell'uso del gas naturale per soddisfare i propri consumi di energia, dovuti principalmente ai fabbisogni di riscaldamento e raffreddamento. Tale calo subirà un'accelerazione nel medio-lungo termine per effetto di quattro variabili: i) un aumento dell'obiettivo di risparmio energetico sui consumi finali di energia, previsto dalla nuova direttiva UE sull'efficienza energetica (Energy Efficiency Directive - EED); ii) una progressione dell'elettrificazione delle utenze civili e un abbandono del gas naturale sia per riscaldamento (impiego di pompe di calore, solamente nel 2022 ne sono state installate 500.000 unità) sia per uso cucina (cucina a induzione); iii) un incremento delle temperature nei prossimi trent'anni tale da determinare una diminuzione dei gradi-giorno e di conseguenza una riduzione del fabbisogno di energia per il riscaldamento, tra i quali esiste una correlazione positiva; iv) previsioni demografiche che stimano un progressivo calo della popolazione italiana di oltre un milione di individui al 2050, con una conseguente flessione dei consumi.
- Il **settore industriale**, in cui la riduzione della domanda di gas sarà più lenta rispetto agli altri settori. È infatti probabile che il calo dovuto al raggiungimento degli obiettivi emissivi per i settori soggetti al sistema ETS, tra cui l'industria, sarà compensato da un crescente impiego di questa fonte, nel caso in cui la conversione dell'acciaieria ex-Ilva di Taranto avverrà mediante passaggio alla tecnologia DRI (*Direct Reduced Iron*). Lo scenario ECCO-FF55 prende in considerazione tale riconversione, la quale implica inizialmente l'uso di gas naturale, mescolato con idrogeno al 10% come inizialmente previsto, per alimentare gli impianti DRI, con una graduale transizione all'uso esclusivo di idrogeno verde post-2030. I consumi gas del settore industriale rappresentano tuttavia mediamente il 17% della domanda di gas nei diversi scenari, incidendo in misura minore sull'evoluzione totale attesa.

Rispetto al PNIEC, è proprio il settore elettrico a trainare il calo della domanda di gas nazionale, che nello scenario ECCO al 2030 contribuirà per meno del 15% alla copertura dei consumi. A seguire il settore civile per il quale si prevede una maggior elettrificazione dei consumi termici.

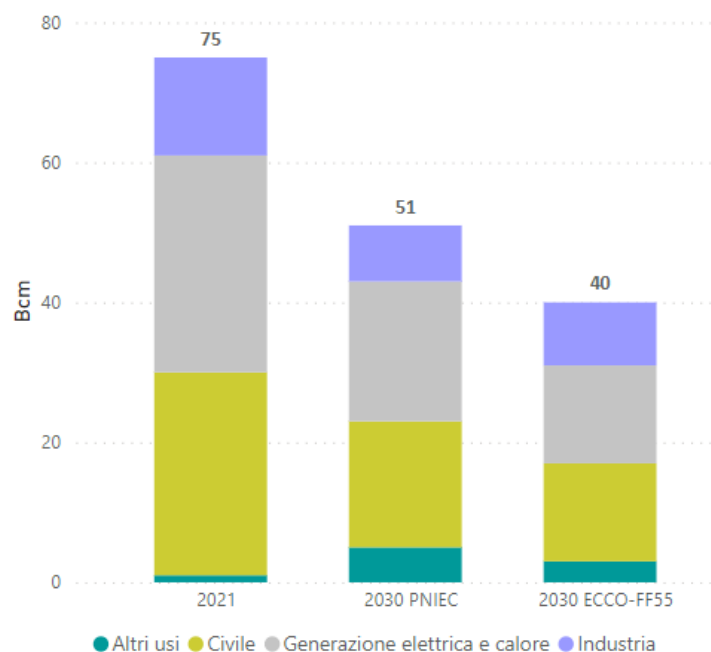


Figura 9 – Confronto della domanda di gas naturale italiana (miliardi di mc) nel 2021 (dato storico) e 2030 (scenario PNIEC ed ECCO-FF55).

Analisi dell'offerta di gas e capacità di approvvigionamento

Sul lato **dell'offerta**, l'adeguatezza e la sicurezza del sistema dipendono dalle seguenti variabili:

- La **capacità infrastrutturale del sistema**, composto oggi da cinque gasdotti con sei punti di ingresso nella rete nazionale e da tre terminali di rigassificazione che complessivamente garantiscono una capacità nominale di importazione di circa 130 miliardi di mc all'anno – il doppio della domanda di gas prevista al 2025 nello scenario ECCO-FF55. **Ipotizzando di escludere totalmente le entrate russe dal punto di Tarvisio, la capacità nominale di importazione rimarrebbe superiore del 40% rispetto alla domanda di gas stimata al 2025.** Nonostante il calo delle entrate russe in seguito al conflitto in Ucraina, l'Italia ha superato le stagioni termiche '21-'22 e '22-'23 senza necessità di tagliare i consumi o attivare i servizi di interrompibilità e senza il supporto di nuove unità FSRU. La nuova unità di Piombino ha, infatti, iniziato l'operatività solo a maggio 2023, non contribuendo alla copertura dei consumi del periodo invernale novembre '22 - marzo '23. Oltre alla nave di Piombino, per la quale è stabilito un uso temporaneo non oltre i tre anni, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica aveva chiesto a Snam di acquistare con un atto di indirizzo il 22 marzo 2022 una seconda FSRU da allacciare a Ravenna. La capacità sommata dei due rigassificatori corrisponde a 10 miliardi di mc all'anno (5 miliardi di mc ciascuna). Con l'unità di Ravenna, già autorizzata, e senza la FSRU di Piombino la capacità di rigassificazione italiana salirebbe a **oltre 20 miliardi di mc, capaci di coprire oltre un terzo della domanda prevista al 2026.** L'Italia ha, inoltre, avviato interlocuzioni per realizzare il raddoppio della capacità di trasporto del gasdotto TAP che passerebbe a una capacità di 20 miliardi di mc all'anno. Con l'unità di Ravenna e il raddoppio del TAP, la capacità infrastrutturale nominale italiana salirebbe a 145 miliardi di mc all'anno. **Anche senza il gas russo da Tarvisio, quindi, la capacità infrastrutturale sarebbe superiore del 60% alla domanda stimata al 2026.**

- Le caratteristiche dei **contratti di fornitura** di gas sottoscritti con i Paesi esportatori, quali la durata, l'indicizzazione, la presenza di clausole *take-or-pay*, la possibilità di revisione periodica delle condizioni contrattuali. Su queste, le informazioni disponibili sono perlopiù complessive e sommarie, poco dettagliate e trasparenti. Secondo l'indagine annuale sui sistemi energetici di [ARERA](#), la struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) si è accorciata nel 2022 rispetto al 2021: è diminuita sia la quota dei contratti di lungo periodo con una durata intera superiore ai 20 anni, sia quella dei contratti di media durata (5-20 anni), mentre è aumentata l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni. Il maggior afflusso di GNL, in sostituzione dell'ammacco di gas russo via tubo, ha determinato un aumento delle importazioni spot di breve termine, risalite di 7 punti percentuali tra il 2021 e il 2022. Tuttavia, con il fabbisogno di gas previsto al 2026, le forniture di GNL dai rigassificatori attuali (senza le due FSRU a Ravenna e Piombino) saranno in grado di coprire il 25% dei consumi nazionali nello scenario di domanda ECCO-FF55.
- Gli **stoccaggi** e la capacità del sistema di coprire la domanda nei momenti di massimo bisogno, quando raggiunge il picco giornaliero, che storicamente si verifica nel periodo invernale. Oltre alle importazioni, le scorte garantiscono sicurezza e flessibilità al sistema, permettendo di fronteggiare situazioni di criticità e bilanciare domanda e offerta. **Dopo la Germania, l'Italia ha la maggior capacità di stoccaggio in Europa, con 18 miliardi di mc, di cui 4,6 destinati allo stoccaggio strategico.** Nello scenario elaborato dai TSO (Snam-Terna), il più conservativo, è previsto [un calo della domanda di punta](#), principalmente per effetto della riduzione dei consumi gas nel settore civile. Questo, unito al rafforzamento della dorsale adriatica tra Nord e Sud aumenta la resilienza della rete gas e determina una riduzione dei rischi legati all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema nei momenti di picco massimo. Secondo lo scenario ECCO-FF55, **gli stoccaggi saranno in grado di coprire mediamente oltre il 30% della domanda invernale di gas al 2026.**

Le dinamiche di domanda italiana ed europea alimentano i dubbi sulla fondatezza tecnica ed economica di nuovi investimenti in capacità infrastrutturale, che deve essere accuratamente valutata tenendo conto di criteri di sostenibilità economica e climatica.

Sia dall'analisi dello scenario ECCO che da quella dello scenario PNIEC, infatti, la domanda di gas naturale al 2030 è proiettata in sensibile calo da un minimo del 32% del PNIEC e fino a un massimo del 44% nello scenario PNIEC, trainata in particolare dal termoelettrico e dal civile. Lo sviluppo ulteriore di infrastruttura, ridondante rispetto alle necessità, dovrebbe, quindi, essere attentamente valutato in relazione all'evoluzione della domanda, alle legittime esigenze di sicurezza energetica del Paese, ma anche al rischio di generare *stranded assets* e alle ripercussioni di tale rischio sulla collettività. Inoltre, occorrerebbe valutare quale mancanza di capacità infrastrutturale nel resto d'Europa l'Italia potrebbe teoricamente colmare e dove questa va a generarsi. Peraltro, i differenziali di prezzo tra l'indice TTF (*hub* olandese) e l'indice relativo al mercato virtuale italiano PSV, sono storicamente sfavorevoli alle esportazioni italiane verso l'estero (dati GME), evidenziando il ruolo storico dell'Italia di Paese importatore.



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

Questo documento è stato curato da:

Chiara Di Mambro, Responsabile Politiche Decarbonizzazione, ECCO

chiara.dimambro@eccoclimate.org

Matteo Leonardi, Direttore Cofondatore, ECCO

matteo.leonardi@eccoclimate.org

Francesca Andreoli, Ricercatrice Senior Energia ed Efficienza, ECCO

francesca.andreoli@eccoclimate.org

Michele Governatori, Responsabile Elettricità e Gas, ECCO

michele.governatori@eccoclimate.org

Giulia Signorelli, Ricercatrice Decarbonizzazione, ECCO

giulia.signorelli@eccoclimate.org

Gabriele Cassetti (Sistematizzazione dei risultati e restituzione grafica), Ricercatore Senior sui Sistemi Energetici, ECCO

gabriele.cassetti@eccoclimate.org

Le opinioni riportate nel presente documento sono riferibili esclusivamente ad ECCO think tank autore della ricerca.

Per interviste o maggiori informazioni sull'utilizzo e sulla diffusione dei contenuti presenti in questo documento, si prega di contattare:

Andrea Ghianda, Responsabile Comunicazione, ECCO

andrea.ghianda@eccoclimate.org

+39 3396466985

www.eccoclimate.org

Data di pubblicazione:

05 dicembre 2023