

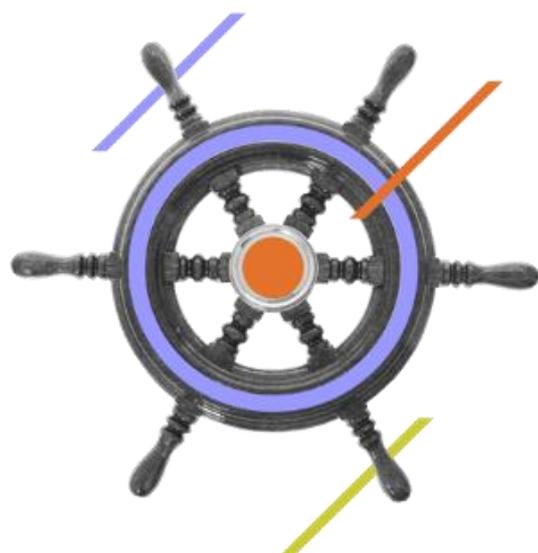


THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

IL PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA

Un piano per l'azione

TECHNICAL REPORT
Dicembre 2023



INDICE

1 Sintesi dei risultati	4
2 Executive summary	9
3 Le dimensioni trasversali del piano	16
3.1 Quale <i>governance</i> per un piano efficace	16
3.2 Gli investimenti e la finanza nel Piano	21
3.3 La dimensione socioeconomica del Piano	26
4 Il Piano e l'industria manifatturiera	31
5 Scenari di decarbonizzazione settoriali	38
5.1 Settore elettrico e ruolo del gas	44
5.1.1 <i>Descrizione dello scenario ECCO-FF55</i>	46
5.1.2 <i>Politiche e misure alla base dello scenario ECCO-FF55</i>	52
5.1.3 <i>Investimenti necessari</i>	56
5.1.4 <i>Indicatori di monitoraggio</i>	57
5.1.5 <i>Il ruolo del gas nella transizione</i>	57
5.2 Settore civile	62
5.2.1 <i>Descrizione dello scenario ECCO-FF55</i>	65
5.2.2 <i>Politiche e misure alla base dello scenario ECCO-FF55</i>	69
5.2.3 <i>Indicatori di monitoraggio</i>	74
5.2.4 <i>Stima del fabbisogno di investimento</i>	74
5.3 Settore trasporti	77
5.3.1 <i>Descrizione dello scenario ECCO-FF55</i>	81
5.3.2 <i>Politiche e misure alla base dello scenario ECCO-FF55</i>	87
5.3.3 <i>Indicatori di monitoraggio</i>	92
5.3.4 <i>Stima del fabbisogno di investimento</i>	92
5.4 Settore industria	94
5.4.1 <i>Descrizione dello scenario ECCO-FF55</i>	97
5.4.2 <i>Politiche e misure alla base dello scenario ECCO-FF55</i>	102
5.4.3 <i>Stima del fabbisogno di investimento</i>	109

6	Conclusioni e raccomandazioni	113
7	Allegato I – Esempio tabella misure ‘faro’ per il PNIEC	115
	Glossario	120

Nota metodologica

Secondo la metodologia adottata per lo sviluppo dei lavori di ricerca di ECCO, il presente lavoro si è avvalso del coinvolgimento attivo di molteplici attori durante la sua ideazione, discussione e finalizzazione. I vari capitoli e filoni di ricerca si sono alimentati del confronto di stakeholders ed esperti provenienti dalle istituzioni, alla ricerca, dalle imprese, alle associazioni non governative per fare sintesi delle diverse visioni, sempre in coerenza rispetto alla missione dell'organizzazione, ovvero ricercare soluzioni trasformatrici per il clima nell'interesse pubblico. Le analisi e le risultanze del presente lavoro rappresentano una base di partenza per ulteriori approfondimenti e confronti, così come per mantenere un presidio di monitoraggio del progresso delle politiche per il clima in Italia.

1 SINTESI DEI RISULTATI

Il Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) traduce gli impegni dell'Unione europea verso l'Accordo di Parigi in politiche e obiettivi nazionali. L'attuale revisione deve rivedere gli impegni sulla base di un obiettivo di riduzione dei gas serra (GHG a livello UE) del **-55% al 2030 rispetto al 1990**, come declinati dal pacchetto 'Fit for 55'.

	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 Pacchetto Fit for 55 per l'Italia (Fonte [PNIEC 2023](#))

In assenza di una *governance* nazionale per il clima e l'energia, il PNIEC rappresenta uno strumento chiave nella definizione del quadro di attuazione delle politiche clima ed energia per l'Italia. Le sue politiche hanno effetto nella vita di tutti i cittadini e il suo orizzonte temporale -dieci anni- è ben più ampio di quello della pianificazione economica e finanziaria, così come quello dei cicli di Governo.

Per tale ragione il Piano deve essere strutturalmente adeguato alla sua funzione, con un solido impianto di *governance* che lo renda adattabile nel tempo rispetto ai suoi obiettivi.

La proposta di PNIEC inviata lo scorso luglio a Bruxelles dichiara l'intenzione di avere un *approccio realistico*, lontano dall'*eccessivo ottimismo del Piano 2019*.

Abbiamo provato con il presente lavoro a definire come il PNIEC possa divenire un piano *realistico*, ovvero un piano i cui obiettivi dichiarati assumano concretezza e possibilità di essere raggiunti nei tempi attesi.

Un piano realistico implica la capacità di accompagnare il quadro delle politiche e misure per il raggiungimento degli obiettivi con una strategia per la loro attuazione.

Politiche e misure devono essere completate da elementi abilitanti, che abbiamo chiamato nel lavoro *le dimensioni trasversali del piano*: [la governance](#), la [finanza](#) e la [dimensione sociale](#). Esse devono essere accompagnate dalla quantificazione della spesa pubblica prevista e della presenza di meccanismi per la valutazione dell'efficacia degli incentivi; da una strategia finanziaria per colmare il *gap* degli investimenti necessari sia attraverso la proposta di strumenti tariffari e fiscali per la loro sostenibilità nel tempo sia attraverso l'attivazione della leva degli investimenti privati grazie ad un impegno a costruire un ambiente legislativo e regolatorio coerente e favorevole agli obiettivi.

Il presente studio parte dall'elaborazione di 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](#), responsabili del 76% delle emissioni nazionali.

Nel periodo 2021-2030 lo scenario di ECCO-*'Fit For 55'* (ECCO-FF55) prevede una riduzione complessiva del **-54,5%** delle emissioni di GHG **rispetto al 2005¹**, che raggiungono un valore di **270 MtCO_{2eq} al 2030**, rispetto ai **312 MtCO_{2eq}** del PNIEC2023² raggiungendo gli obiettivi di riduzione previsti dal pacchetto Fit for 55, con particolare riferimento all'obiettivo di riduzione nazionale stabilito dall'Effort Sharing.

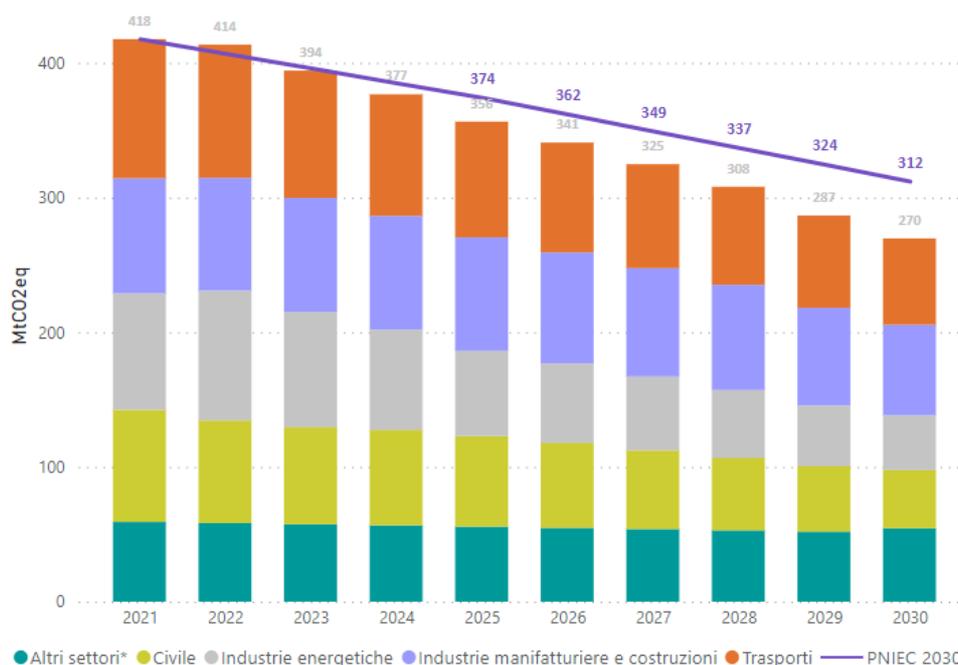


Figura 1 – Scenario emissivo ECCO-FF55 per il 2021-2030, escluso LULUCF, e confronto con scenario PNIEC - Fonte: elaborazione ECCO [MtCO_{2eq}]

Secondo i risultati dello scenario ECCO-FF55:

¹ 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.

² Tabella 84 del PNIEC 2023.

- **Sistema elettrico** – Nello scenario ECCO-FF55 il settore elettrico riduce le emissioni del 52% rispetto al 2021. Lo scenario ECCO-FF55 prevede un contributo delle rinnovabili sul consumo interno lordo del 72%, rispetto al 65% del PNIEC2023 e uno sviluppo parallelo di accumuli, reti e risorse della flessibilità per circa 4 miliardi di euro di investimenti. Lo scenario tiene conto **dell'impegno dell'Italia al G7 per un sistema elettrico sostanzialmente decarbonizzato al 2035³**, e si fonda sull'evidenza per cui la **decarbonizzazione di tutti i settori dell'economia** passa per quella del settore elettrico. Nello scenario la spinta penetrazione delle rinnovabili inizia a rendere disponibile verso il 2030 i quantitativi di idrogeno verde per l'industria *hard to abate* abilitando la possibilità di decarbonizzazione del settore industriale. E' prevista la produzione di 8TWh di idrogeno verde al 2030 in sostituzione dell'attuale domanda industriale di idrogeno prodotta con fonti fossili. Oltre all'applicazione di tutte le misure autorizzative e di mercato necessarie per favorire l'*uptake* delle rinnovabili nel sistema elettrico, la misura che si ritiene più significativa è l'attuazione di un **meccanismo di monitoraggio dello sviluppo delle rinnovabili** con possibilità di aggiustamenti dinamici e tempestivi delle misure in caso di ritardi. Questo per monitorare non solo le capacità installate, e il procedere delle autorizzazioni, ma anche l'efficacia del mercato e delle politiche nel consegnare le infrastrutture abilitanti: reti di trasmissione e distribuzione, accumuli, elettrolizzatori, flessibilità della domanda.
- **Industria manifatturiera** – Il settore riduce le proprie emissioni energetiche del 37% rispetto al 2021 (rispetto al -24% del PNIEC2023). Il *driver* principale considerato per questo settore è lo sfruttamento del potenziale di **elettrificazione** del calore a media a bassa temperatura (<150°) che permette la riduzione di 8,3MtCO₂ al 2030. L'elettrificazione del calore a bassa temperatura nel settore industriale non è una misura esplicitata nell'attuale versione del PNIEC. Contribuiscono, poi, all'obiettivo l'utilizzo di **biometano** nei settori energy intensive, l'utilizzo del potenziale di **idrogeno verde** generato dalla decarbonizzazione del sistema elettrico in sostituzione della domanda attuale di idrogeno prodotto da fossili e l'avvio del processo di decarbonizzazione dell'**ex-ILVA di Taranto⁴** attraverso la sostituzione del carbone con gas naturale nel processo DRI con una miscelazione di idrogeno al 10% al 2030. Alla luce delle complessità strutturali della decarbonizzazione della manifattura e della sua rilevanza strategica, si ritiene **fondamentale che il PNIEC fornisca un contributo organico**, in cui tale settore abbia uno spazio dedicato in cui raggruppare in maniera coerente le politiche sia nella dimensione della decarbonizzazione che delle ricadute sul tessuto socioeconomico del Paese. Emerge, in particolare, la necessità di una strategia di elettrificazione del calore a bassa temperatura negli usi industriali anche attraverso un potenziamento e una revisione degli attuali strumenti incentivanti, una loro focalizzazione sulla decarbonizzazione e una correzione dei livelli di fiscalità e parafiscalità sui consumi elettrici nel confronto con quelli di gas naturale. Le politiche per la decarbonizzazione dell'industria dovrebbero agire in maniera

³ Communiqué 2023 [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Europa_International/g7_climate_energy_environment_ministers_communique_bf.pdf](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, che richiama il communiqué dell'anno precedente <a href=)

⁴ 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).

integrata, includendo politiche per favorire la domanda di prodotti a minore emissione di CO₂ (GPP, labelling) anche in ottica di una strategia di competitività sui mercati internazionali dell'industria nazionale.

- **Trasporti** – Il settore riduce le proprie emissioni del 37% rispetto al 2021, con una riduzione di ulteriori 12,8 MtCO₂ rispetto al PNIEC2023. 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, che incide per 14,5 MtCO₂eq (37% del totale). L'incremento del numero di veicoli elettrici BEV nel parco auto circolante – 3.5 milioni di vetture, valore ipotizzato inferiore rispetto al PNIEC (4.3 milioni) –, che incide per ulteriori 5,8 MtCO₂eq di riduzione (15% del totale). Si sono inoltre ipotizzate ulteriori riduzioni dovute a un incremento di efficienza fisiologico dei veicoli tradizionali, a una iniziale penetrazione di veicoli elettrici nel trasporto merci su strada, nonché alla realizzazione degli investimenti PNRR per l'elettrificazione delle banchine portuali nazionali e a una parziale sostituzione della flotta di traghetti per il trasporto persone e mezzi da e verso le isole⁵. Il contributo di riduzione associato all'utilizzo di biocarburanti è stato calcolato a partire dai consumi complessivi ipotizzati dal PNIEC2023. Per tale settore, elemento abilitante appare la necessità di una *governance* molto efficace del Piano in **coordinamento con i livelli di governo locale** per l'attuazione delle misure, per garantire che la domanda di trasporto sia pienamente soddisfatta, consentendo una riduzione della domanda di trasporto privato e una sua graduale conversione verso la mobilità elettrica.
- **Civile**⁶ – Il contributo del settore alla riduzione complessiva è nell'ordine del 16%, per un totale di – 36,2MtCO₂, rispetto alle 48 MtCO₂ del PNIEC. In questo caso, i principali *drivers* di riduzione sono dati da una **maggiore 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. La misura chiave alla base di tale scenario consiste 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**, che andrebbe maggiormente orientato agli obiettivi di decarbonizzazione e rafforzato con meccanismi di finanziamento di lungo periodo che rendano strutturale tale misura. Una tale misura dovrebbe accompagnarsi ad un necessario riequilibrio dei sistemi di tariffazione gas-elettrico.

Come da metodologia di lavoro di ECCO, nel suo sviluppo, questo studio si è arricchito dei contributi raccolti da vari *stakeholders* coinvolti in tavoli di lavoro settoriali, anche sulle dimensioni trasversali del Piano (governance, finanza, questione sociale, industria, elettrico, civile, trasporti).

È in tale ambito che è emersa in maniera più evidente l'importanza della **governance del Piano**, ovvero la necessità che il Piano possa avere una diversa forza attuativa, rispetto alla versione attuale. È importante che il PNIEC abbia una collocazione nell'ordinamento giuridico **incardinato ai più alti**

⁵ 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.

⁶ 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 7MtCO₂eq). 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.

livelli decisionali, come può essere una delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica e lo sviluppo sostenibile (CIPESS) a valle dell'esame Parlamentare.

Al contempo, la *governance* del Piano dovrebbe garantire la possibilità di un **monitoraggio e valutazione continui**, con possibilità di modifica dinamica delle misure, e il **coinvolgimento fattuale di tutti gli attori a vario titolo coinvolti nell'attuazione del Piano nelle fasi di definizione** con l'istituzionalizzazione di procedure per il dialogo multilivello.

2 EXECUTIVE SUMMARY

Premessa – cos'è il PNIEC e perché è importante

I 195 Paesi che hanno aderito all'accordo di Parigi nel 2015 si sono impegnati per ridurre le proprie emissioni e perseguire ogni sforzo per limitare l'aumento della temperatura a 1,5°C rispetto ai livelli preindustriali.

Ad oggi, il [report di sintesi del dialogo tecnico sul primo global stocktake](#), mostra come i contributi delle Parti dell'Accordo complessivamente presentino sia **mananze** rispetto **all'ambizione** degli obiettivi, ma anche mananze nella loro **attuazione ed efficacia**, per il raggiungimento del contenimento dell'aumento di temperatura.

In Europa, il contributo per il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo viene determinato a livello dell'Unione. Il processo cosiddetto di 'decarbonizzazione' dell'economia implica un azzeramento delle emissioni nette al 2050⁷ in un percorso a tappe intermedie: la prima di queste è il 2030, anno per cui è stato stabilito di raggiungere una riduzione delle emissioni del 55% netto. Le discussioni per la definizione dell'obiettivo di riduzione al 2040 sono in corso e difficilmente si scosteranno significativamente dalle raccomandazioni dello [European Scientific Advisory Board on Climate Change](#) che indicano riduzioni necessarie nell'ordine del 90-95% al 2040. Il percorso è segnato e, in Europa, stabilito dalla legge⁸.

L'obiettivo comune UE è declinato a livello nazionale attraverso i Piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNIEC). Seppur concepiti con orizzonte decennale, gli attuali piani risalenti solo al 2019 necessitano di una revisione per tenere conto del pacchetto di misure noto come "Fit for 55", così come dei mutamenti economici e sociali derivati dalla pandemia e dalla crisi dei prezzi dell'energia.

Il Piano, quindi, non è solo l'elenco delle politiche per gli obiettivi energia e clima al 2030, ma il **primo passo del percorso di trasformazione della nostra economia** verso il 2050, con importanti ripercussioni sul tessuto economico e produttivo e sulla vita di tutti i cittadini.

Il Piano, inoltre, rappresenta uno dei pochi strumenti di programmazione di politiche con effetto immediato e pervasivo sulla vita dei cittadini, e con orizzonte di dieci anni, ben più ampio di quello della pianificazione economica e finanziaria, così come quello dei cicli di Governo. Questa caratteristica rende necessario che il Piano sia strutturalmente adeguato alla sua funzione, con un solido impianto di *governance* che lo renda adattabile nel tempo rispetto ai suoi obiettivi.

Il PNIEC 2019

Nonostante il PNIEC2019 sia vigente e che almeno parte delle sue politiche siano state finanziate e messe in atto (ad es. politiche promozione efficienza energetica degli edifici), l'Italia già oggi non

⁷ Ad oggi i Paesi che hanno inviato un impegno definito per legge per l'annullamento delle emissioni al 2050, oltre l'UE, sono Canada, Cile, Colombia, Fiji, Giappone, Sud Corea, Nuova Zelanda, USA, Australia. Alcuni Paesi hanno indicato impegni a più breve termine, come Maldive, Guatemala ed Iran (2030). <https://zerotracker.net/>

⁸ In EU mediante la EU Climate Law Regolamento (EU) 2021/1119 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119>

rispetta l'obiettivo di riduzione nazionale per i settori [Effort Sharing](#) del 2021 e per oltre 10MtCO_{2eq} (Tabella 2).

Per dare un'idea di quanto sia rilevante il mancato rispetto degli obiettivi, basti pensare che la mancata conformità determina l'applicazione di meccanismi di 'penalità', oltre a procedure di infrazione, per cui l'Italia si troverebbe a dover 'compensare' le emissioni eccedenti, che hanno un valore monetario, maggiorate di un fattore stabilito dalla norma⁹ (pari all'8% dell'eccedenza, ndr), con effetto potenziale sulle finanze pubbliche.

	1990	2005	2021	2025	2030
	MtCO _{2eq}				
Emissioni di gas serra (escluso LULUCF), di cui:	523	594	418	389	359
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

Un Piano vigente che dichiarava raggiungibili gli obiettivi non è stato sufficiente a far sì che l'Italia li rispettasse già dal primo anno. Il Piano esistente, quindi, manca della forza attuativa per **indirizzare efficacemente le politiche, anche di spesa pubblica, in un disegno coerente e mirato rispetto agli obiettivi clima.**

Dove siamo oggi – la proposta di PNIEC 2023

Tra i primi Paesi dell'Unione, l'Italia ha inviato la sua proposta di aggiornamento del PNIEC2023 lo scorso luglio, [ma si rilevano ancora elementi che ne minano la potenziale efficacia e ambizione.](#)

La proposta di PNIEC2023 dichiara di voler abbandonare l'approccio poco realistico della versione precedente, che postulava la raggiungibilità degli obiettivi senza periodiche valutazioni degli effetti delle politiche. Emerge la volontà di iniziare un percorso di miglioramento che porti ad innalzare il livello di ambizione del Piano fino all'invio definitivo previsto per giugno 2024.

Sia il Piano del 2019 che l'ultima proposta del 2023 individuano un numero molto elevato di politiche e misure per il raggiungimento degli obiettivi, con brevi descrizioni e che fanno riferimento a provvedimenti attuativi successivi. Il Piano pone l'accento sul **'cosa'** fare.

Man mano che gli obiettivi si fanno più sfidanti, però, il Piano dovrebbe indicare la strategia per realizzare le politiche e fornire un quadro di senso sul **'come'**. Come evidenziato nel [report di sintesi del global stocktake](#), **l'ambizione e la capacità di attuazione delle misure hanno pari rilevanza.**

⁹ Articolo 9 del Regolamento Effort Sharing 'an addition to the Member State's greenhouse gas emission figure of the following year equal to the amount in tonnes of CO₂ equivalent of the excess greenhouse gas emissions, multiplied by a factor of 1,08'

Dall'identificazione su carta di obiettivi e proposte, passare alla fase attuativa è altrettanto fondamentale.

In quest'ottica, quelle che vengono spesso considerate come dimensioni 'accessorie' delle politiche per il clima e dell'energia diventano centrali. Come coinvolgere i territori e gli enti di governo o tutti i soggetti che devono esserlo? Come finanziare la transizione? Come valutare e governare gli impatti socioeconomici delle misure proposte per massimizzare i benefici e minimizzare i rischi della transizione?

Il [rapporto speciale della Corte dei Conti EU](#) del 2023, riferendosi al Piano italiano¹⁰ indica che **a causa di mancanza di informazioni a livello di politiche è difficile valutare se gli obiettivi possano essere raggiunti**, e che *Il numero e il tipo di politiche potrebbero non essere sufficienti per raggiungere gli obiettivi, in particolare dopo il 2022, poiché per quel periodo le misure devono ancora essere iscritte in bilancio e approvate.*

Accanto alle misure, quindi, occorrerebbe sempre esplicitare gli elementi necessari per la loro realizzazione e successiva valutazione, con un approccio integrato. In assenza di tali elementi, il Piano presenterà sempre un difetto attuativo difficilmente risolvibile con misure contingenti, per loro natura, non organiche ed emergenziali e, quindi, inefficaci.

Un possibile schema per la presentazione delle politiche e misure del PNIEC potrebbe ricalcare in parte quello del modello di rendicontazione che usano gli Stati Membri per le politiche e misure (Figura 3), in modo tale da tracciare adeguatamente lo stato di avanzamento del Piano.

Misura o politica	Fonte di finanziamento	Strumento di finanziamento	Impatto socioeconomico	Indicatori di monitoraggio	Governance della misura
Descrizione sintetica delle misura [...]	%pubblico-%privato	fiscalità, debito pub., incentivo?	ambito e presupposto entro cui si definisce la misura	sia per la dimensione principale che per le 'abilitanti'	chi fa cosa - enti - stakeholders di riferimento e modalità di coinvolgimento

Figura 2 – Possibile schema informazioni di corredo alle misure e politiche del PNIEC

Numero di politica/misura	Nome della politica o della misura	Settore/settori interessati ^(a)	Gas serra interessati ^(b)	Obiettivo ^(c)	Obiettivo quantificato ^(d)	Breve descrizione ^(e)	Tipo di strumento strategico ^(f)	Politica dell'Unione che è sfociata nell'attuazione della politica/misura		Periodo di attuazione	Scenario di proiezioni tenendo conto della politica/misura	Soggetti responsabili dell'attuazione della politica ^(g)		Indicatori utilizzati per monitorare e valutare i progressi compiuti nel corso del tempo				Riferimento alle valutazioni e relazioni tecniche di base	Osservazioni generali				
								Politica dell'Unione ^(h)	Altre ⁽ⁱ⁾			Stato di attuazione ^(j)	Inizio	Fine	Tipo	Nome	Descrizione			Valori ^(k)			
																				[Anno]	[Anno]	[Anno]	[Anno]

Figura 3 – Modello per la comunicazione delle informazioni relative alle politiche e alle misure degli Stati membri (Fonte, ECA 2023)

¹⁰ Tabella in Allegato IV del report

Un approccio attuativo per il Piano Nazionale Energia e Clima 2024

Nell'ottica di voler fornire un contributo al processo di definizione della versione finale del Piano, dovuta entro giugno 2024, il presente lavoro **traccia le linee di un approccio alternativo**, con spunti di riflessione e proposte concrete affinché il **Piano definitivo possa essere più ambizioso che efficace**.

A tal fine, è stato elaborato uno scenario emissivo semplificato *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, ovvero il settore elettrico, il civile, industria e trasporti. Non si tratta di un lavoro modellistico in senso stretto, ma di uno **strumento sviluppato per mettere a fuoco le priorità del quadro delle politiche e misure, il fabbisogno di investimenti e il quadro di riforme necessario per abilitare la trasformazione**.

Per ciascun settore, sono state analizzate le principali leve di azione da attivare per il raggiungimento degli obiettivi, le differenze rispetto allo scenario PNIEC2023 e l'elenco delle politiche settoriali che si ritengono prioritarie¹¹.

Lo scenario ECCO-FF55 tiene conto **dell'impegno dell'Italia al G7 per un sistema elettrico sostanzialmente decarbonizzato al 2035¹²**, valorizzando i risultati ottenuti dallo scenario [ECCO-Artelys](#).

Nel periodo 2021-2030, lo scenario ECCO-FF55 prevede una riduzione complessiva del **-54,5%** delle emissioni di GHG **rispetto al 2005¹³**, che raggiungono un valore di **270 MtCO_{2eq} al 2030**, rispetto ai **312 MtCO_{2eq}** del PNIEC (cfr. Tabella 84 del PNIEC 2023).

Lo scenario ECCO-FF55 raggiunge gli obiettivi di riduzione del Regolamento *Effort sharing* dell'Italia al 2030, con una riduzione pari a circa il 44,1% rispetto al 2005 e implica anche forti riduzioni nei settori ETS, per circa il 69% rispetto al 2005, a causa della più accelerata decarbonizzazione del sistema elettrico (col 72% dei consumi finali elettrico da FER contro il 65% del PNIEC).

Per ciascun settore, le politiche considerate sono esplicitate e sviluppate fin dove possibile. Si tratta di politiche molto mirate, visti i tempi ristretti e gli obiettivi molto sfidanti. Vengono individuate anche riforme abilitanti, che possono favorire l'adozione delle soluzioni di decarbonizzazione come, ad esempio, una riforma organica della struttura tariffaria tra elettrico e gas per il civile o una riforma della fiscalità dell'auto.

¹¹ Per alcuni settori per i quali non erano disponibili dati sufficienti per una modellazione indipendente, sono state ipotizzate uguali a quelle del PNIEC, come i potenziali biocombustibili, le emissioni di processo per l'industria, l'agricoltura o il LULUCF.

¹² Communiqué 2023 <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2023/05/20/q7-hiroshima-leaders-communicue/#:~:text=We%20reaffirm%20our%20commitment%20to,temperature%20rise%20within%20reach%20and>, che richiama il comunicato dell'anno precedente https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Europa___International/q7_climate_energy_environment_ministers_communique_bf.pdf

¹³ 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.

	2005	2030	
		PNIEC MtCO ₂ eq	ECCO-FF55
Da USI ENERGETICI, di cui:	488	232	189
Industrie energetiche	160	51	41
Industria (inclusa ILVA)	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

Tabella 3 – Evoluzione storica delle emissioni di GHG per settore (fonte: ISPRA) e scenario emissivo per il 2021-2030 (fonte: elaborazione ECCO)

Inoltre, coerentemente con [le analisi svolte sul PNIEC2019](#), sono state sviluppate le dimensioni cosiddette trasversali, ovvero il finanziamento e la valutazione dell’impatto delle politiche, dal momento che queste dovrebbero essere **guida** rispetto allo sviluppo e alla valutazione delle politiche. Per ciascun settore sono stati **valutati i fabbisogni di investimento** legati al quadro delle politiche ipotizzate e vengono mostrati esempi – in box dedicati – di come una mancata valutazione degli impatti socioeconomici delle misure, sia riguardo alle politiche del consumo che a quelle industriali, possa minarne l’efficacia (es. Box 51, 76 e 111).

Nel testo presentato a Bruxelles le valutazioni del fabbisogno di finanziamento e dell’impatto socioeconomico sono aggregate e non ancora sufficienti a mettere a fuoco **la strategia per raggiungere gli sfidanti obiettivi del Piano**. Per questa ragione, per alcune misure considerate ‘faro’, in più sotto al presente documento viene mostrato l’esempio di una tabella che riporta, accanto alle misure, le informazioni minime necessarie per poter **accompagnare ogni misura dalla sua definizione e attuazione**.

Un’impalcatura complessa come quella descritta non può reggersi senza un solido impianto di **governance** che, al tempo stesso sia **incardinata in un quadro regolatorio attuativo** e che, al contempo, **garantisca la possibilità di adattare dinamicamente le politiche rispetto agli obiettivi nel tempo**.

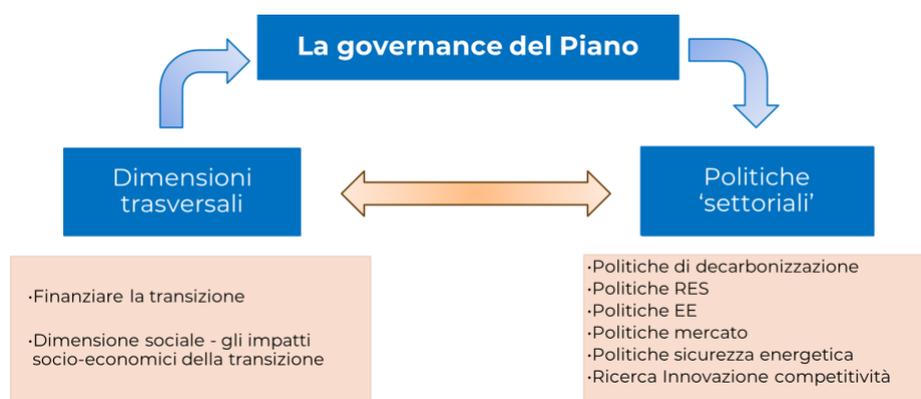


Figura 4 – Schema semplificato di integrazione delle dimensioni del Piano Nazionale Integrato per il Clima e l'Energia

Seguendo l'approccio descritto, **l'inclusione di un capitolo e una strategia dedicata al settore manifatturiero è centrale per il PNIEC**. Il comparto industriale catalizza le questioni esposte, necessitando di politiche organiche di accompagnamento alla transizione e di valutazioni settoriali degli impatti socioeconomici della trasformazione industriale, in un orizzonte di lungo periodo, ovvero l'orizzonte in cui si gioca la sfida della competitività dell'industria nazionale.

Sintesi delle conclusioni e raccomandazioni

Gli effetti del cambiamento climatico sono, ormai, evidenti. Le raccomandazioni della scienza sulle strategie da mettere in atto per mitigare l'incremento di temperatura media globale sono note e, in Europa, hanno forza di legge¹⁴. La sfida è sempre più complessa e da realizzare in tempi molto brevi¹⁵. Lo strumento normativo che traduce tutto questo per l'Italia è il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e far sì che questo sia **ambizioso** ed **efficace** deve essere una priorità.

Accompagnare le misure del Piano con le strategie per la loro realizzazione appare un percorso obbligato, per mostrare un concreto percorso di decarbonizzazione e una visione di sviluppo del Paese, nel breve e lungo termine per consentire di cogliere le opportunità di un PNIEC che sia a vantaggio di tutti i cittadini.

I macro-obiettivi del Piano e la sua coerenza determineranno il quadro dei grandi investimenti pubblici e privati, nell'ottica di lungo periodo e incideranno anche sulle scelte di consumo singoli cittadini. Come si potranno rendere più efficienti le abitazioni? Come ci muoveremo? Quale percorso dovrà intraprendere la nostra industria manifatturiera per non perdere competitività e riorientarsi verso produzioni decarbonizzate, investendo sulla sua trasformazione?

La sfida rischia di essere persa in partenza, se non si è in grado mobilitare alla partecipazione, per assicurare ampiezza, visione e trasparenza nella scrittura della revisione del Piano.

Con questo spirito sono state condotte le analisi del presente studio le cui conclusioni, in vista della stesura del Piano definitivo a giugno 2024, portano alla definizione delle seguenti raccomandazioni:

¹⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32021R1119> Regolamento (EU) 2021/1119

¹⁵ <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>

1. **La governance del Piano è l'elemento essenziale per la sua attuazione.** Il PNIEC dovrebbe essere approvato mediante strumento normativo attuativo, ad es. una delibera del CIPESS. La struttura di coordinamento e attuazione del Piano dovrebbe essere collocata ai più alti livelli decisionali e stabilire uno stretto dialogo con i diversi livelli di governo, sia centrale che locale. Tale cabina di regia dovrebbe anche coordinarsi con i portatori di interesse a vario titolo coinvolti nell'attuazione del Piano e valutare e adattare le politiche e misure rispetto agli obiettivi nel tempo;
2. **Le misure del PNIEC dovrebbero essere accompagnate dalle strategie per la loro attuazione.** Il PNIEC dovrebbe chiaramente identificare le politiche settoriali prioritarie, sulla base di una valutazione esplicita degli effetti finora raggiunti e degli obiettivi strategici che si intendono perseguire. Per ciascuna misura, accanto all'efficacia nella riduzione delle emissioni o nella diffusione delle rinnovabili, il Piano dovrebbe riportare il fabbisogno finanziario necessario e come questo viene soddisfatto, nonché gli impatti socioeconomici attesi, almeno in termini di costi e benefici e identificare chiaramente i portatori di interesse e le sedi deputate all'attuazione delle misure e come queste sono incluse nel processo decisionale.
3. **Il PNIEC dovrebbe comprendere un capitolo settoriale dedicato all'industria manifatturiera.** Per la rilevanza strategica del settore manifatturiero nell'economia del Paese e per la sfida tecnologica, economica e sociale che implica la sua trasformazione, si ritiene fondamentale che il PNIEC espliciti in un capitolo dedicato la strategia di decarbonizzazione per l'industria manifatturiera che, il più possibile, approfondisca analisi settoriali specifiche, che mettano in evidenza i rischi e le opportunità offerte dall'accelerazione verso l'innovazione delle filiere imposta dalla decarbonizzazione dell'economia.

3 LE DIMENSIONI TRASVERSALI DEL PIANO

Sia il Piano del 2019 che l'ultima proposta del 2023 individuano un numero molto elevato di politiche e misure per il raggiungimento degli obiettivi, con brevi descrizioni e pochi ulteriori dettagli. Il Piano pone, quindi, l'accento sul **'cosa'** fare.

Man mano che gli obiettivi si fanno più sfidanti, però, e che le soluzioni di decarbonizzazione a più basso costo e più alto impatto si esauriscono, il Piano dovrebbe sempre più essere un **luogo di sintesi** di varie dimensioni e fornire un quadro di senso strategico sul **'come'** realizzare le politiche. Quali politiche e, insieme, quali elementi abilitanti per realizzare la transizione? Dall'identificazione su carta di obiettivi e proposte, passare alla fase attuativa è tutt'altro che banale. In quest'ottica, quelle che vengono spesso derubricate come dimensioni 'accessorie' delle politiche per il clima e dell'energia diventano centrali. Come coinvolgere i territori e i soggetti che devono esserlo (*governance*)? Come finanziare la transizione? Come valutare e governare gli impatti socioeconomici delle misure proposte per massimizzare i benefici e minimizzare i rischi della transizione (dimensione sociale)?

Le tabelle del PNIEC, accanto alle misure, dovrebbero sempre esplicitare gli elementi necessari per la loro realizzazione. In assenza di tali elementi, il Piano presenterà sempre un difetto attuativo difficilmente risolvibile con misure contingenti, per loro natura, non organiche ed emergenziali e, quindi, inefficaci.

L'integrazione delle dimensioni trasversali con le politiche settoriali può consentire:

1. di **prioritizzare** le azioni rispetto a criteri di efficacia (ad es. efficacia sui pilastri del Piano, efficacia della spesa pubblica, ecc.)
2. di identificare chiaramente, accanto agli **obiettivi**, la **strategia** per raggiungerli
3. di **limitare** il rischio di **incoerenza** del quadro generale rispetto alle singole misure

Di seguito si descrivono tali dimensioni trasversali, ovvero la sua strategia di finanziamento, la valutazione e messa in luce degli impatti socioeconomici e la dimensione sulla quale tutti questi elementi dovrebbero incardinarsi per poter essere efficaci, ovvero la *governance* del Piano.

3.1 QUALE *GOVERNANCE* PER UN PIANO EFFICACE

Nonostante il Piano 2019 fosse vigente e diverse misure siano state finanziate e messe in atto, l'Italia già oggi non rispetta l'obiettivo di riduzione per i settori *Effort Sharing* del 2021 per oltre 10MtCO_{2eq}.

Ad esempio, nel settore civile, i bonus per l'incentivazione dell'efficientamento energetico hanno determinato riduzioni delle [emissioni solo nell'ordine dell'1%](#), a fronte degli ingenti investimenti pubblici del PNRR. Gli 'aiuti' alle bollette sono stati erogati senza meccanismi di incentivo all'efficienza o in relazione al reddito, le procedure autorizzative per le rinnovabili hanno registrato modesti progressi, nonostante i ripetuti e numerosi interventi legislativi.

Emerge chiaramente la **mancanza di un quadro di riferimento normativo e attuativo che possa indirizzare le politiche in un disegno coerente e mirato agli obiettivi energia e clima del Paese** che, in altri Paesi è rappresentato da leggi quadro per il Clima. Nell'assenza di un tale strumento, il

PNIEC deve poter colmare tale vuoto e il suo **impianto di governance diventa cruciale** per la sua attuazione e prevedere:

1. La collocazione nell'ordinamento giuridico, che conferisca **forza legale e attuativa** al testo e
2. L'individuazione di un meccanismo di *governance* per **disegnare** e poi **monitorare, valutare e tempestivamente modificare le politiche inefficaci**, in costante dialogo con le istituzioni e gli attori a più livelli coinvolti nell'attuazione del Piano.

La forma giuridica del piano e il suo incardinamento nel ciclo di programmazione economica

Il PNIEC rappresenta lo strumento attuativo del Regolamento europeo 2018/1999 e alcuni dei suoi capitoli attuano altri Regolamenti (ad esempio i Regolamenti [Effort Sharing](#) e [LULUCF](#)). I Trattati stabiliscono che i Regolamenti hanno applicabilità immediata negli Stati membri (Art. 288). Questo, però, non si traduce nell'automatica cogenza dello strumento normativo adottato nell'ordinamento nazionale.

Il Piano necessita, quindi, di una forma legale adeguata alla rilevanza delle misure che individua e delle sue conseguenze normative e attuative.

Questo è vero anche alla luce della recente riforma costituzionale, che introduce tra i principi fondamentali della Costituzione la tutela dell'ambiente, anche nell'interesse delle future generazioni¹⁶ (Art. 9) e vincola l'iniziativa economica rispetto ai danni potenziali verso la salute e l'ambiente (Art.41).

Il PNIEC, quindi, dovrebbe almeno essere approvato mediante **strumento** normativo **attuativo** e incardinato ai più alti livelli decisionali, come può essere una delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica e lo sviluppo sostenibile (CIPESS) a valle dell'esame Parlamentare, similmente a quanto veniva fatto con i Piani Nazionali di Riduzione delle emissioni, deliberati dall'allora CIPE¹⁷. Un'approvazione esplicita del Piano mediante tali strumenti normativi costituirebbe un'assunzione di responsabilità chiara del Governo centrale e il PNIEC potrebbe divenire strumento maggiormente 'esecutivo'.

Sarebbe, inoltre, fondamentale meglio esplicitare il ruolo e il contributo delle politiche clima ed energia nell'ambito della **programmazione della politica economica e di bilancio dello Stato**, ovvero nella **legge di bilancio**. Dato l'ordine di grandezza degli investimenti implicati dalla decarbonizzazione (oltre 100 miliardi/anno) e il ruolo della spesa pubblica come leva per gli investimenti privati (si veda Gli investimenti e la finanza nel Piano), la legge di bilancio dovrebbe individuare gli strumenti per rendere più efficiente la spesa. Attualmente, in allegato al DEF, è esclusivamente presente una relazione annuale sullo stato delle emissioni¹⁸. Le implicazioni di spesa pubblica delle politiche clima ed energia dovrebbero essere più esplicite in riferimento alle previsioni di spesa e agli impatti economici e sociali delle politiche. In questo senso, occorrerebbe:

¹⁶ Tramite il Comitato per la valutazione dell'impatto generazionale delle politiche pubbliche (COVIGE) sono state redatte delle "Linee guida per la valutazione dell'impatto generazionale delle politiche pubbliche", pubblicate nel luglio 2022 <https://www.politichegiovani.gov.it/comunicazione/news/2022/6/linnequidaimpattogen>

¹⁷ <https://www.mase.gov.it/pagina/piano-nazionale-di-riduzione-dei-gas-serra-0>

¹⁸ Legge 39/2011, art. 2, c. 9

1. assicurare la valutazione ex ante dell'impatto atteso dei nuovi atti legislativi sugli obiettivi clima;
2. introdurre riferimenti espliciti del bilancio pubblico rispetto agli obiettivi climatici;
3. evidenziare nel Documento di Economia e Finanza come le proposte in esso contenute possano contribuire al raggiungimento degli obiettivi.

Una governance dinamica e multilivello e il piano della partecipazione

Accanto ad una forma giuridica adeguata che fissi il quadro di riferimento regolatorio, è necessario un meccanismo **partecipato** e **dinamico** per la definizione e il **monitoraggio, valutazione ed eventuale correzione delle politiche** e misure messe in atto.

Le amministrazioni o autorità competenti per l'attuazione del PNIEC dovrebbero:

- a) **Promuovere** costantemente l'informazione e lo stretto coordinamento sia orizzontale -tra i Ministeri - che verticale - tra questi e le autorità locali - in un'ottica di corresponsabilizzazione e attuazione degli obiettivi. I meccanismi di coordinamento non possono prescindere dal coinvolgimento dei territori, della società civile e delle imprese, attuando il **dialogo multilivello per il clima e l'energia**, [come richiesto dalla norma europea](#).
- b) **Agire continuativamente** nelle fasi di definizione, attuazione, monitoraggio, valutazione delle politiche al fine di consentire aggiustamenti dinamici per l'elaborazione di percorsi via via più efficaci nel raggiungimento degli obiettivi, in coerenza con i momenti di valutazione dello stato di avanzamento del Piano a livello UE
- c) **Fondare** le proprie decisioni su **criteri ed evidenze scientifiche** condivise e aggiornate

Data l'ampiezza delle materie trattate nel PNIEC e delle ripercussioni potenziali delle sue politiche sulla spesa pubblica, sul tessuto produttivo e imprenditoriale del Paese e sulla vita dei cittadini, **gli organi attuativi e di coordinamento dovrebbero essere collocati ai più alti livelli decisionali del Governo centrale**. La Presidenza del Consiglio, oppure uffici alle sue dirette dipendenze garantirebbero un'equa rappresentanza di tutti i Ministeri ed Enti coinvolti, comprese le agenzie, i gestori delle reti di distribuzione gas ed elettricità, le Regioni e i Comuni. Un tale organo dovrebbe anche **coordinarsi** strettamente con le **strutture per l'attuazione del PNRR** anch'esse, appunto, incardinate presso gli uffici della Presidenza del Consiglio.

Se non realizzabile quanto proposto, la struttura responsabile del coordinamento e attuazione del Piano dovrebbe prevedere almeno la presenza di un **Nucleo di coordinamento**, incardinato, ad esempio, al MASE quale amministrazione capofila, costituito da rappresentanti del MASE stesso e dagli istituti di ricerca pubblici di cui il Ministero si avvale per la definizione degli scenari tecnico-economici per lo sviluppo delle politiche e misure del Piano (ISPRA, RSE, GSE, ENEA, ecc.). Il Nucleo dovrebbe agire in stretto **coordinamento** con almeno altri due organi di rappresentanza dei **livelli di governo centrale** impattate dalle dimensioni del Piano (Ministeri e Agenzie di riferimento) e dei **livelli di governo regionale** e locale (Regioni e province autonome, Città metropolitane, ANCI).

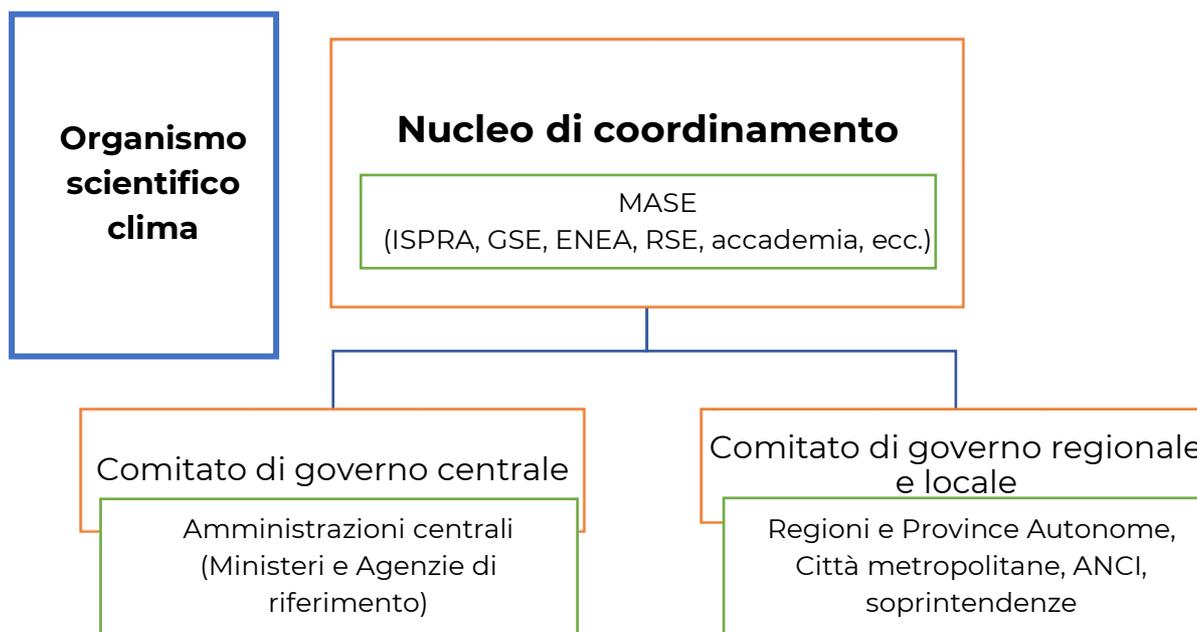


Figura 5 – Possibile ipotesi di struttura di coordinamento per l'attuazione del Piano – L'organo scientifico indipendente agisce verso la struttura di coordinamento, garantendo tempestivo e costante dialogo tra la politica e le più recenti evidenze scientifica su clima ed energia.

Tale struttura dovrebbe rappresentare l'ossatura per la definizione dei contenuti del Piano, per la sua stesura, attuazione, monitoraggio e valutazione delle sue politiche.

L'impostazione prevista nell'attuale proposta di Piano riconosce la necessità di un *rafforzamento sia delle attività di coordinamento che di quelle di monitoraggio*.

Sul coordinamento tra le strutture governative centrali e locali il Piano non propone una soluzione organica, ma fa esclusivamente riferimento al c.d. Decreto *burden sharing* (DM 15 marzo 2012) che fissava i contributi di Regioni e Province autonome ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale rinnovabili al 2020, come buona pratica da replicare.

Tale approccio appare quantomeno riduttivo sia rispetto all'identificazione dei confini di competenze dei diversi livelli decisionali, sia alla luce dell'ampiezza delle politiche trattate nel PNIEC e la loro portata, politiche che, oltre al raggiungimento dell'obiettivo rinnovabili, dovrebbero guardare anche alle politiche settoriali per la riduzione delle emissioni nei settori civile, trasporti, agricoltura.

L'attuale assetto istituzionale comporta, infatti, problemi applicativi di non poco conto che possono rallentare il raggiungimento dell'obiettivo di incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in linea con la normativa europea.

Molta giurisprudenza esiste¹⁹ circa il riparto delle competenze fra Stato e Regioni previsto dall'art. 117 Costituzione in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia e benché stabilita la competenza esclusiva dello Stato in materia di tutela dell'ambiente (es. sentenza 199/2014) il riparto resta potenzialmente confliggente per 'la tutela del territorio, nella dimensione

¹⁹ https://www.cortecostituzionale.it/documenti/convegni_seminari/stu_281.pdf

paesaggistica, storico-culturale, di biodiversità, di particolari produzioni agroalimentari'. Questo determina inevitabili ritardi e incertezze nello svolgersi del procedimento autorizzativo.

Tenuto conto della difficoltà e dei tempi per realizzare un riordino organico delle competenze Stato-Regioni in materia di energia, occorre almeno far sì che il **dialogo tra Governo centrale e governi locali** (Regioni, Città Metropolitane e Comuni) sia instaurato fin **dalla stesura del Piano, dalla definizione e condivisione degli obiettivi e delle politiche per realizzarli, e prosegua durante la sua attuazione, attuando un dialogo multilivello** che, più che l'esercizio della mera partecipazione, sia in grado di consegnare gli obiettivi del Piano stesso²⁰. **La partecipazione e il dialogo multilivello rispondono alla necessità di rendere le politiche e misure del PNIEC efficaci e attuabili.** Queste devono essere declinate rispetto ai vari livelli di responsabilità con cui i portatori di interesse partecipano al Piano e alla sua attuazione, dalle autorità locali, alle associazioni industriali, produttive e della società civile, fino ai singoli cittadini. In questo modo il PNIEC potrebbe rappresentare molteplici visioni, divenendo riconosciuto e riconoscibile da coloro che hanno contribuito alla sua costruzione, appropriandosi della sua struttura, dei suoi contenuti e del suo obiettivo più ampio.

Le funzioni degli organi decisionali e di coordinamento dovrebbero quindi agire da nell'ottica di istituire un adeguato **dialogo multilivello** tra i portatori di interesse e le autorità chiamate ad attuare il Piano (cfr. [Strategia per la partecipazione pubblica e il dialogo multilivello nel PNIEC](#)). **Ogni politica del Piano dovrebbe, idealmente, identificare chiaramente i soggetti da coinvolgere nelle fasi di definizione, monitoraggio, valutazione ed eventuale modifica e le modalità di tale coinvolgimento.**

Mediante coinvolgimento attivo in tutte le fasi di attuazione del Piano, si potrebbe far sì che le politiche siano via via adattate in base alla loro efficacia rispetto agli obiettivi da raggiungere, come mostrato nel seguente schema semplificato.

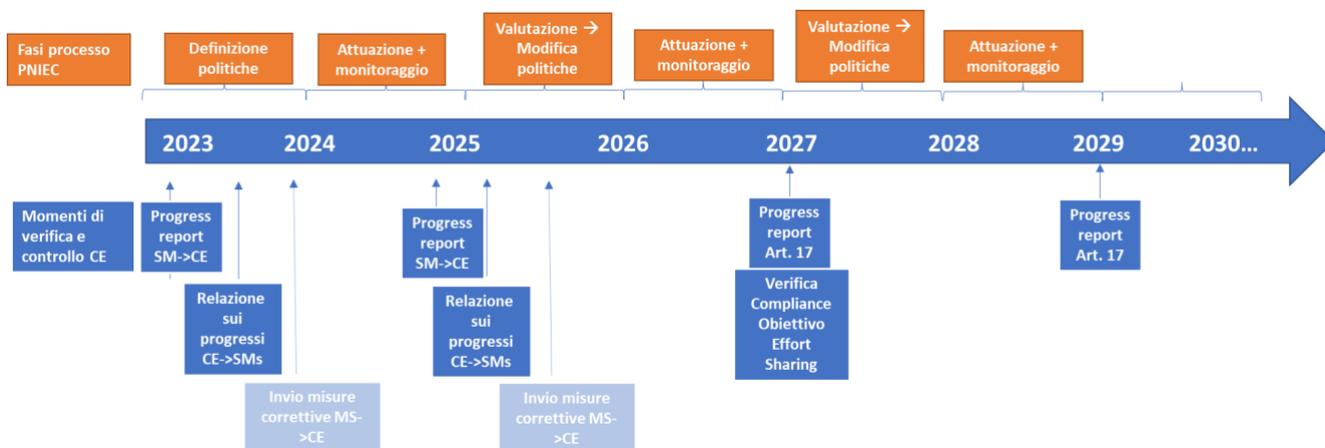


Figura 6 – Schema di funzionamento delle fasi di definizione, attuazione, monitoraggio, valutazione e adattamento dinamico delle politiche, lette sulla base delle tempistiche dei momenti di valutazione del Piano italiano da parte della Commissione (nello schema si mostrano i principali momenti che derivano dal combinato tra il Regolamento Effort Sharing e il Regolamento Governance).

²⁰ Articolo 11 del Regolamento (UE) 2018/1999 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:02018R1999-20210729>

Una **strategia di partecipazione e dialogo multilivello** (cfr [Strategia per la partecipazione pubblica e il dialogo multilivello nel PNIEC](#)) dovrebbe **incardinarsi nella governance** stessa **del Piano**, diventandone parte integrante e sostanziale, a partire dalla stesura e durante le fasi della sua attuazione, monitoraggio e valutazione dinamica.

In ultimo, tale struttura organizzativa dovrebbe basare le proprie decisioni sulle più recenti evidenze scientifiche. A tal fine, si dovrebbe istituire un **Consiglio Scientifico indipendente** sull'esempio della [proposta firmata dalle forze politiche alla vigilia delle elezioni](#). Un tale organo, operando in completa autonomia e con indipendenza di giudizio e valutazione, potrebbe fornire la propria opinione all'organo di coordinamento per l'attuazione del Piano. La sua funzione generale potrebbe essere quella di valutare l'elaborazione e l'attuazione di politiche climatiche e di indirizzo rispetto al coordinamento e al controllo della loro coerenza rispetto agli obiettivi, oltre ad una valutazione esterna degli obiettivi stessi, come accade in Germania e Regno Unito (si veda anche il report [Una governance per il clima in Italia](#)).

In conclusione, occorre **restituire un quadro di senso alle politiche per l'energia e il clima in Italia e al Piano stesso, che sia adeguato al ruolo e all'ampiezza della questione e delle sue implicazioni economiche, sociali e ambientali. La governance del Piano è elemento imprescindibile di tale quadro di senso.** Solo la chiarezza del quadro normativo e degli obiettivi finali, accompagnato dal monitoraggio e aggiustamento dinamico delle politiche in un costante dialogo multilivello tra le istituzioni e i soggetti a vario titolo coinvolti nella sua attuazione possono consegnare gli obiettivi 2030 e i successivi nel percorso fino al 2050.

3.2 GLI INVESTIMENTI E LA FINANZA NEL PIANO

Il PNIEC stima l'ammontare degli investimenti necessari per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione pari a 830 mld€ cumulativi, tra il 2023 ed il 2030 (ovvero a 119 mld€ medi annui). Tale valore, ancorché sottostimato rispetto alle [stime elaborate da ECCO](#) conferma la straordinaria rilevanza dello sforzo finanziario necessario all'Italia per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione definiti a livello europeo: tra il 25% e il 30% degli investimenti complessivi del Paese, che ammontano a circa 400 mld€/anno²¹ dovrebbero essere riorientati alla transizione. Si sottolinea che tale valore complessivo è sottostimato, dal momento che non tiene adeguatamente conto della dimensione socioeconomica del Piano e delle sue implicazioni (si veda anche [Capitolo 3.3](#)).

Risulta chiaro che questo impegno economico-finanziario così oneroso non può essere ridotto al solo utilizzo delle risorse pubbliche del [PNRR e di REPowerEU](#)²² e che pertanto la strategia per la transizione dell'economia **non può essere sprovvista di una concreta e autonoma strategia**

²¹ Dato ISTAT 2022, Conti Nazionali

²² Il governo italiano ha recentemente aggiornato e modificato il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) per tenere conto dei nuovi obiettivi derivanti da REPowerEU: i fondi totali del piano sono pari a 194,86mld€. Il capitolo aggiuntivo, derivante da REPowerEU, prevede una dotazione di 19,2 miliardi di euro. Le risorse per tale capitolo derivano da definanziamenti di altre misure del piano per un totale di 15,9 miliardi e da ulteriori risorse UE. In particolare, dei circa 5 miliardi aggiuntivi derivanti da REPowerEU, 2,7 sono a fondo perduto, 3 provengono dai Fondi Coesione e 0,15 miliardi derivano dalla variazione del PIL. Analizzando le singole voci di spesa si nota come aumenti la spesa verde all'interno del PNRR (principalmente Missione 2 e Missione 3) dal 16% del 2021 al 22% del 2023. Viene infatti stimato che il 70% dei nuovi fondi abbia un impatto molto positivo sul clima, mentre il 50% dei progetti definanziati avrebbe avuto effetti marginali in termini di mitigazione. Cfr. "Un anno di RepowerEU: gli effetti sul PNRR italiano" ECCO (Settembre 2023)

finanziaria, leva di un ambiente regolatorio abilitante che permetta il raggiungimento degli obiettivi europei²³.

Oltre al quadro generale della strategia finanziaria, è essenziale che si adotti un approccio granulare, scendendo a un livello di dettaglio più profondo per determinare **quali strumenti finanziari siano adatti a supportare specifiche politiche e misure.**

Questa strategia complessiva potrebbe trovare spazio nel PNIEC stesso e deve essere definita con un elevato grado di specificità per ogni misura e politica individuata nel Piano stesso. Ciò implica l'istituzione di una *governance* ben strutturata, la creazione di un quadro legislativo coerente e favorevole, l'identificazione chiara di ruoli e responsabilità, nonché delle fonti di finanziamento principali e secondarie.

Di seguito vengono riportate le principali politiche di finanza pubblica e privata che potrebbero costituire la base per lo sviluppo di tale strategia per impostare il finanziamento della transizione e delle misure del PNIEC.

Il ruolo della finanza pubblica e le National Promotional Banks²⁴

Il settore pubblico gioca un ruolo decisivo soprattutto attraverso gli investimenti diretti in infrastrutture abilitanti, nel supporto dell'innovazione, nonché attraverso la struttura degli incentivi fiscali e finanziari che canalizzano (*crowd-in*) gli investimenti privati nella direzione desiderata.

Dal momento che la finanza privata è da sempre orientata verso la sola logica di rischio e rendimento, spesso non è naturalmente incentivata a promuovere la decarbonizzazione del sistema paese e il raggiungimento degli obiettivi climatici europei. Di conseguenza, la finanza pubblica dovrebbe intervenire per colmare questa lacuna tra gli obiettivi pubblici e gli incentivi finanziari privati. Ciò può essere realizzato attraverso due principali strumenti: **garanzie e incentivi fiscali.** Le garanzie possono ridurre il rischio per gli investitori privati interessati a progetti *green* (riducendo di conseguenza i tassi di interesse), mentre gli incentivi fiscali (es. crediti di imposta, agevolazioni fiscali sui rendimenti) possono rendere più attraenti gli investimenti in attività a basso impatto ambientale.

Al fine di accelerare l'allocazione degli investimenti in coerenza con gli obiettivi del PNIEC, incentivi fiscali e garanzie devono, però, essere attentamente sviluppati e integrati in politiche ben definite per ogni strumento finanziario, che forniscano un vantaggio all'utilizzo di strumenti finanziari *green*, incentivando la finanza privata a seguire la direzione stabilita dal settore pubblico, ovvero la decarbonizzazione.

È infatti possibile prevedere **l'applicazione di una specifica fiscalità premiante associata ad alcuni strumenti già previsti dal nostro ordinamento²⁵**, a condizione che essi finanzino investimenti in settori e/o progetti finalizzati alla transizione energetica ed ecologica: come, ad esempio, la riduzione della ritenuta d'acconto su *Green bonds*, *Minibonds*, *Basket bonds*, *PIR*, *ELTIF*, *Sustainability-Linked Bonds*, *Sustainability-Linked Loans*, *Energy Efficiency Mortgages*, cartolarizzazioni ecc.

²³ ECCO Policy Brief, "Quale strategia finanziaria per la transizione climatica in Italia?" (21/9/2023), <https://eccoclimate.org/it/quale-strategia-finanziaria-per-la-transizione-climatica-in-italia/>

²⁴ Si veda anche *Il ruolo delle Banche del Clima nella strategia del Green Deal europeo* (novembre 2021), https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2021/12/Il-ruolo-delle-banche-del-clima_Rapporto.pdf

²⁵ Cfr. ECCO, "[Mappatura degli strumenti finanziari per la transizione green](#)" (Ottobre 2023).

L'assegnazione del ruolo ufficiale di Banche del Clima alle NPB ed ECA italiane (CDP, SACE, Invitalia) gioca, in questo contesto, un ruolo fondamentale nella strategia di finanziamento del PNIEC. Attraverso le loro principali attività (concessione di garanzie, finanziamenti diretti, loans, equity, etc.) e supportati, come detto, da un coerente quadro normativo incentivante, sarebbero i soggetti in grado di mobilitare la corretta canalizzazione delle risorse finanziarie verso il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione Europea.

L'attività delle NPB italiane deve pertanto essere ufficialmente condizionata al perseguimento degli obiettivi climatici, nazionali ed europei:

- **Mission-oriented:** SACE, CDP e Invitalia dovrebbero adottare una prospettiva orientata verso il perseguimento di obiettivi climatici di lungo periodo chiaramente definiti e allineati con le priorità strategiche dell'Italia e dell'Europa per affrontare le sfide climatiche e sostenere la transizione.
- **Criteri di Sostenibilità:** le NPBs dovrebbero adottare criteri e metodi di selezione degli investimenti e dei progetti che siano coerenti con tale missione climatica, ovvero coerenti con la strategia di decarbonizzazione del PNIEC. Questi criteri possono includere valutazioni della sostenibilità ambientale, l'impatto sul cambiamento climatico, e la promozione di tecnologie e pratiche a basse emissioni di carbonio. dovrebbe essere un elemento chiave nella valutazione di qualsiasi proposta o investimento.
- **Valutazione degli impatti:** le istituzioni dovrebbero concentrarsi sugli impatti finali della propria attività. Ciò significa valutare non solo gli aspetti finanziari delle proprie esposizioni, ma anche gli impatti ambientali (e sociali). L'efficacia delle iniziative dovrebbe essere misurata non solo in termini di ritorni finanziari, ma anche in termini di riduzione delle emissioni di gas serra, promozione di energie rinnovabili, efficientamento dell'industria ecc.

Un utile perimetro normativo per la definizione delle condizioni necessarie affinché le NPBs italiane diventino il punto focale della strategia finanziaria del PNIEC, può essere ricavato dall'esperienza tecnica acquisita in occasione del contrasto agli impatti economico-finanziari della crisi pandemica: D.L. "Liquidità" n.23/2020 e D.L. "Semplificazioni" n.76/2020 per le garanzie pubbliche di SACE e MCC; D.L. "Rilancio" n.24/2020 e D.L. n.26/2021 per il "Patrimonio Destinato" affidato a CDP)²⁶.

A fronte di tale condizionalità, i benefici del riconoscimento formale del ruolo di Banche del Clima alle NPBs (e delle ECAs, *Export Credit Agencies*) italiane sono molteplici e di diversa natura:

- **calmierare il costo del capitale** per gli investitori privati attraverso garanzie e co-partecipazione ai rischi (*risk-sharing*);
- perseguire **logiche di investimento di lungo periodo** attraverso una pluralità di strumenti finanziari, oltre alle garanzie (*investment platforms, European Long-Term Investment Funds, partecipazioni o garanzie sulla cartolarizzazione di crediti alle imprese*);
- **esaltare l'effetto "leva"** innestando sulle risorse erogate dai vari fondi europei un processo di moltiplicazione cumulativo, non solo diretto a partire dai fondi UE o attraverso la EIB, ma

²⁶ Cfr. ECCO, "Cassa Depositi e Prestiti: National Promotional Bank del Clima?" (gennaio 2022), https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2022/01/CDP_20220110.pdf; ECCO, "SACE: Export Credit Agency del Clima?" (gennaio 2022), https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2022/01/SACE_20220110.pdf; ECCO, "Invitalia-MCC: Regional Development Financial Institutions del clima?" (gennaio 2022), https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2022/01/SACE_20220110.pdf

anche indiretto, attraverso le garanzie che ogni singolo Stato (*national cofinancing*) può concedere alle NPB;

- **condizionare i finanziamenti** al perseguimento di obiettivi specifici e controllare gli stadi di avanzamento dei progetti finanziati;
- **focalizzare gli interventi** su iniziative che il mercato spontaneamente trascurerebbe (come, ad esempio, il finanziamento di PMI), innescando processi imitativi virtuosi da parte dei capitali privati;
- **assistere** i beneficiari sia nelle fasi istruttorie dei progetti che nelle successive fasi di implementazione.

Indirizzare le risorse finanziarie private

La Commissione Europea ha già confezionato Direttive, Regolamenti e strumenti volontari per migliorare (a livello Europeo) la rendicontazione dei dati ESG, stabilendo dei criteri comuni e puntando ad un'adeguata granularità di dati e informazioni. Partendo dal presupposto che occorrono informazioni esaustive sull'effettiva rispondenza degli investimenti a criteri di sostenibilità, l'obiettivo ultimo di questo "pacchetto normativo" è il riorientamento dei flussi monetari privati verso tecnologie, processi ed attività strumentali alla decarbonizzazione. **è pertanto necessario che il PNIEC sia coerente con la strategia europea, riconoscendo tali strumenti, obbligatori e volontari, come strumenti di supporto agli attori dei mercati finanziari per attivare e indirizzare gli investimenti privati verso gli obiettivi net-zero al 2050.**

La strategia UE del *Green Deal*²⁷, infatti, al fine di facilitare la ricomposizione dei portafogli privati verso finanza sostenibile definisce tre principali obiettivi: (1) riorientare i flussi di capitale verso un'economia più sostenibile; (2) favorire la trasparenza e la visione a lungo termine; (3) rendere *mainstream* l'adozione di criteri di sostenibilità nelle pratiche di investimento e di *risk management* degli intermediari.

Tra le Direttive e i Regolamenti di interesse troviamo: la **CSRD**²⁸ (nuova Direttiva europea volta a reportistica delle informazioni ESG delle aziende, che rispetto all'attuale Non Financial Reporting Directive (NFRD) allarga notevolmente l'ambito di applicazione alle imprese chiamate a divulgare le proprie informazioni non finanziarie), il Regolamento **EU Taxonomy**²⁹ (regolamento di classificazione delle attività economiche che definisce i criteri di sostenibilità per determinati settori), la **SFDR**³⁰ (Regolamento europeo che richiede la rendicontazione dei rischi e degli impatti ESG a livello di soggetto e di prodotto finanziario da parte degli operatori di mercato finanziario, come le società di gestione del risparmio e le compagnie di assicurazione) e la **CSDDD**³¹ (Direttiva non ancora entrata in vigore che richiede alle aziende europee di adottare procedure di due diligence volte alla promozione di condotte aziendali sostenibili ed attente alla tutela dell'ambiente e dei diritti umani, lungo l'intera catena del valore).

²⁷ Cfr. European Commission (2021), "Strategy for Financing the Transition to a Sustainable Economy", COM (2021) 390 final e SWD (2021) 180 final (6.7.2021). https://finance.ec.europa.eu/publications/strategy-financing-transition-sustainable-economy_en

²⁸ Corporate Sustainability Reporting Directive - Direttiva (UE) 2022/2464

²⁹ Regolamento (UE) 2020/852

³⁰ Sustainable Finance Disclosure Regulation – Regolamento (UE) 2019/2088

³¹ Corporate Sustainability Due Diligence Directive (modifica alla Direttiva (UE) 2019/1937)

Il PNIEC, nell'ottica di indirizzare lo sviluppo di una strategia finanziaria coerente con gli obiettivi europei, dovrebbe quindi:

- a) **adottare gli obiettivi stabiliti nei framework e nei regolamenti europei rilevanti, creando coerenza tra le politiche nazionali ed europee.** Ad esempio, l'EU Taxonomy definisce i criteri per valutare la sostenibilità di un'attività economica, fornendo indicazioni chiare agli investitori su quali progetti e attività supportare per contribuire agli obiettivi di net zero emission. La EU Taxonomy riconosce che la transizione verso un'economia sostenibile richiede l'allocazione di risorse finanziarie sia per gli investimenti iniziali (CapEX), come ad esempio la creazione di infrastrutture a basse emissioni di carbonio, sia per i costi operativi (OpEX), come la gestione e la manutenzione di tali infrastrutture, richiedendo la rendicontazione di entrambi i KPI ad essi associati: percentuale di CapEX ed OpEX allineati agli obiettivi EU Taxonomy. A fronte di questo, la strategia finanziaria del PNIEC **deve tenere in considerazione (partendo dalla quantificazione) il finanziamento degli investimenti iniziali (CapEX), ma anche i costi operativi (OpEX)** associati alla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Integrare questa prospettiva nella strategia finanziaria del PNIEC consentirà di valutare in modo più accurato i requisiti finanziari associati alla transizione e garantire una corretta allocazione delle risorse. La rendicontazione sia dei CapEX che degli OpEX permetterà, inoltre, di monitorare e valutare l'efficacia degli investimenti nel raggiungimento degli obiettivi di net zero emission. Inoltre, ciò favorirà una migliore comprensione dei costi a lungo termine associati alla decarbonizzazione e consentirà di pianificare in modo più accurato il finanziamento delle iniziative di sostenibilità.
- b) **riconoscere esplicitamente ed incoraggiare l'adozione di strumenti come i Science-Based Targets** (SBT)³², **il TPT Disclosure Framework** (Transition Plan Taskforce)³³, **il TCFD** (Task Force on Climate-related Financial Disclosure)³⁴ e **il Green Bond Standard**³⁵. Tali strumenti, ad oggi volontari ma riconosciuti a livello internazionale, possono essere utilizzati da imprese, investitori e dalle NPBs per il corretto indirizzamento degli investimenti verso la decarbonizzazione. **Il Piano Nazionale dovrebbe prescrivere, a tutti gli attori dei mercati (aziende e settore finanziario) la divulgazione di informazioni legate a piani di transizione basati su criteri affidabili quali quelli definiti dalla SBTi³⁶ e dalla TPT.** Tali piani potrebbero essere sottoposti a verifica di una terza parte indipendente e includere l'impegno degli investitori e dei consigli di amministrazione per facilitare le strategie di riduzione delle emissioni e potrebbero, inoltre, essere utilizzati dagli investitori, così come dalle NPB, come criterio di valutazione preliminare di un investimento "green". Allo stesso modo, il PNIEC potrebbe richiedere ad aziende, investitori ed NPB una rendicontazione in linea con il *TCFD Framework*, ovvero **la divulgazione di informazioni sulla valutazione e sulla gestione dei rischi climatici, alle relative opportunità** che si manifestano sotto forma di efficienza e riduzione dei costi, miglioramento della competitività attraverso l'esplorazione di nuovi mercati, nuovi prodotti e servizi, e un migliore coinvolgimento degli *stakeholder* come investitori, dipendenti e clienti, grazie alle politiche di transizione. Ciò contribuirebbe a guidare gli investimenti privati verso settori e progetti con una migliore gestione

³² <https://sciencebasedtargets.org/>

³³ <https://transitiontaskforce.net/disclosure-framework/>

³⁴ <https://www.fsb-tcfid.org/>

³⁵ https://finance.ec.europa.eu/sustainable-finance/tools-and-standards/european-green-bond-standard_en

³⁶ I target sono considerati "science-based" se sono in linea con gli obiettivi dell'Accordo sul clima di Parigi, ovvero limitare il riscaldamento globale a ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali e proseguire gli sforzi per limitare il riscaldamento a 1,5 gradi.

dei rischi climatici e una maggiore resilienza alle sfide ambientali³⁷. Infine, **identificare il Green Bond Standard europeo nel PNIEC come strumento ufficiale per l'emissione dei green bond** e, quindi, per l'identificazione dei requisiti essenziali per etichettare un progetto come "green", garantirebbe l'indirizzo di finanziamenti verso tecnologie che contribuiscono in modo significativo alla decarbonizzazione del Paese, senza compromettere gli sforzi per affrontare efficacemente il cambiamento climatico (ovvero evitare il "green washing").

- c) Il TEGS on SME (Technical Expert Stakeholder Group on Small and Medium Enterprises) ha sottolineato³⁸ come sia necessario che le politiche europee e nazionali sostengano e collaborino con le piccole-medie imprese europee nella comunicazione delle informazioni ESG volte all'indirizzo e alla mobilitazione delle risorse finanziarie. Tale necessità è particolarmente rilevante se si fa riferimento alla realtà italiana, caratterizzata da un alto numero di micro e **PMI** che rappresentano il 57% del valore aggiunto generato in Italia³⁹. Risulta pertanto rilevante che il Piano Nazionale sia allineato, ancora una volta, a quanto definito a livello europeo e tenga conto della vasta presenza di PMI nel mercato industriale italiano e sviluppi una strategia finanziaria che consideri le specificità e le esigenze di tali imprese. Ciò può comprendere **l'istituzione di incentivi finanziari, l'accesso a finanziamenti agevolati per progetti sostenibili e la promozione di partenariati tra le PMI e gli attori del settore finanziario o potrebbe essere istituito un programma di supporto che offra risorse, modelli di reportistica e formazione per aiutare le PMI a comprendere i requisiti e ad adottare pratiche sostenibili.**

3.3 LA DIMENSIONE SOCIOECONOMICA DEL PIANO

La transizione ecologica dei settori economici verso il *net-zero* al 2050 sarà un percorso complesso e, necessariamente, pervasivo che implicherà importanti trasformazioni anche economiche e sociali. Tali trasformazioni possono creare o acuire disuguaglianze esistenti, per cui una loro accurata gestione dovrebbe essere prevista e gestita nella direzione dell'inclusione di tutti nel percorso. Un simile approccio è fondamentale non solo per assicurare il consenso sociale delle politiche di decarbonizzazione, ma anche per scongiurare che queste possano, nei fatti, esasperare disuguaglianze, anziché promuovere l'inclusione sociale. Le politiche per il clima non possono fornire soluzioni "di nicchia" o minare al benessere socioeconomico di gruppi sociali, territori e fasce di popolazione. Al contrario, la transizione ecologica dovrebbe essere alla base di un nuovo modello di sviluppo che, pertanto, non può prescindere dall'integrazione di una visione sociale nella sua realizzazione.

Lo schema del Piano⁴⁰ richiede che sia accompagnato da una valutazione dei suoi impatti sulle variabili macroeconomiche (es. reddito, occupazione) e su quelle socioeconomiche (es. salute, qualità dell'occupazione, istruzione, competenze). Questa dimensione non è stata pressoché aggiornata

³⁷ Ad esempio, la Banca d'Inghilterra e il Governo UK ritiene che l'informativa finanziaria sul clima sia fondamentale per consentire ai consumatori, alle imprese, alle società finanziarie, agli investitori, ai responsabili politici e agli altri stakeholder di prendere decisioni informate. Tale reportistica è importante non solo ai fini della trasparenza e della gestione del rischio, ma anche come modo per consentire il flusso di capitali verso investimenti coerenti con una transizione ordinata verso emissioni net-zero.

³⁸ Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni empty - Strategy for Financing the Transition to a Sustainable Economy, 2021

³⁹ Dati ISTAT 2019 Industria in senso stretto

⁴⁰ Cfr Allegato 1 del Regolamento Governance <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:02018R1999-20210729>

nella nuova proposta di Piano in cui si propone un'analisi di tipo input-output⁴¹ basata sulle matrici delle interdipendenze settoriali pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica, mentre più recenti pubblicazioni e metodologie potrebbero essere prese in considerazione⁴² per **espandere l'analisi di impatto sulle variabili macroeconomiche e socioeconomiche**.

La sostenibilità sociale del Piano non dovrebbe solo tenere conto degli effetti delle misure sulle sole fasce più vulnerabili della popolazione e dedicare specifico spazio e strumenti a far sì che le politiche per il clima diventino occasione di benessere anche per tali fasce di popolazione, ma declinare efficacemente gli strumenti incentivanti, prima di tutto, con una **efficiente allocazione delle risorse**, in modo tale che gli attori coinvolti siano indotti realizzare gli obiettivi desiderati **sia dalla società, ovvero l'abbattimento delle emissioni di gas serra, sia dal privato, quale la realizzazione di un determinato progetto al minimo costo**. L'azione contro il cambiamento climatico, infatti, potrà essere efficace e trasformativa se le soluzioni e le tecnologie per la sua realizzazione saranno desiderabili e accessibili per la maggior parte dei cittadini, oltre che per le fasce sociali più vulnerabili. **La valutazione della sostenibilità socioeconomica della transizione è elemento abilitante della piena attuazione delle politiche di decarbonizzazione.**

Il PNIEC e le sue politiche devono considerare adeguatamente gli strumenti che accompagnano la sostenibilità sociale della transizione, per intervenire in maniera trasversale sui temi occupazionali, sulle questioni relative alla spesa pubblica, alla fiscalità e alla povertà (non solo energetica). Questo si concretizza nell'accompagnamento delle politiche e misure con indicatori capaci di indirizzare gli investimenti pubblici verso l'industria e il lavoro in modo da andare verso una giusta transizione per i lavoratori di oggi e di domani, incentivi selettivi della domanda, accelerando la diffusione massiva delle nuove tecnologie, tenendo in considerazione i rischi connessi, nonché la capacità di assorbire i tempi e costi dell'apprendimento a chi può sostenerli e viceversa, tutelando al massimo e dedicando le soluzioni più semplici e vantaggiose alle classi sociali già svantaggiate.

Anche al fine di indirizzare la spesa pubblica in misura più efficiente, il Piano dovrebbe contenere **un impianto strategico per la valutazione della sostenibilità sociale** che vada oltre la povertà energetica. Andrebbero indicati i presupposti di tale valutazione e le metodologie di base per la sua realizzazione per quello che riguarda due macro-temi:

1. L'esplicitazione dei presupposti e degli obiettivi delle **politiche sul consumo** (es. incentivi selettivi della domanda nei trasporti e civile-edifici) anche **in relazione alla dimensione**

⁴¹ Lo scenario PNIEC può essere analizzato dal punto di vista dei suoi impatti macroeconomici rispetto allo scenario a politiche correnti. Tale analisi è stata effettuata utilizzando un modello standard input/output basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (elaborazioni GSE). Queste matrici rappresentano un quadro contabile che schematizza la struttura economica di un Paese in un determinato arco temporale, mettendo in evidenza in maniera sintetica e immediata le interdipendenze tra i diversi settori che compongono l'economia. Le matrici, opportunamente trasformate attraverso specifici procedimenti, permettono di stimare gli impatti macroeconomici (valore aggiunto, occupazione) dovuti a variazioni della domanda finale in un determinato settore in un dato anno. Le matrici sono costruite a partire dalle tavole delle risorse e degli impieghi pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (Istat) con cadenza annuale. Le ultime tavole, disponibili al momento in cui si scrive, fanno riferimento all'anno 2019 e sono disaggregate in 63 settori economici. (PNIEC 2023)

⁴² Esempi di analisi esistenti, come "[Green Transition and the Italian Labour Market](#)" (Ott 2023) Oppure l'esercizio fatto, con metodologia diversa sul PNRR: Bdl "[L'occupazione attivata dal PNRR e le sue caratteristiche](#)" (Feb 2023), o ancora "[L'occupazione attivata dal PNRR nelle costruzioni a livello regionale](#)" (giu 2023), o ancora "<https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/qef/2023-0775/index.html>

- sociale**⁴³, accompagnate dalle specifiche misure di finanza pubblica e dai criteri di valutazione dell'efficacia e degli effetti distributivi di tali misure ed eventuali misure compensative;
2. L'identificazione delle metodologie per la valutazione dell'**impatto che le politiche del Piano avranno sul tessuto produttivo del Paese dal punto di vista socioeconomico**, con riferimento alle ricadute sul piano occupazionale e agli effetti (positivi o negativi) della trasformazione o nascita di nuove filiere industriali.

Seguendo un tale impianto, il Piano potrebbe anche -e non solo rispondere in maniera efficace alle richieste [della Commissione EU](#) in merito all'identificazione dei **principi per i Piani Sociali Clima e per la concreta integrazione dei Piani Territoriali di Giusta Transizione**, ambedue elementi mancanti nella versione attuale.

Politiche del consumo: effetti distributivi ed efficacia della spesa pubblica

Oltre a valutazioni macroeconomiche, comunque mancanti dal Piano italiano⁴⁴, ogni politica dovrebbe essere accompagnata dagli strumenti per attuarla, inclusi quelli per valutarne l'impatto socioeconomico. Ciò significa individuare all'interno del Piano i **presupposti per tracciare e monitorare l'efficacia della spesa pubblica, anche rispetto agli obiettivi delle politiche**⁴⁵.

Individuare strumenti di questo tipo consentirebbe di porre l'accento sulle **opportunità economiche e sociali** che derivano dalla transizione e sui rischi derivanti dalla diffusione accelerata di nuove tecnologie. Una tale analisi potrebbe aiutare l'identificazione dei più efficaci strumenti di spesa, come ad esempio gli incentivi selettivi della domanda in relazione agli effetti moltiplicativi o di apprendimento necessari alla diffusione massiva delle nuove tecnologie.

Esiste la necessità di ricorrere a metodologie che possano supportare una valutazione socioeconomica delle misure previste dal Piano, in termini di valutazione d'impatto della regolazione, che possano valutare quantitativamente ed esplicitare il tasso sociale e tasso privato di rendimento delle misure⁴⁶. Possibili metodi sono analisi di tipo costo-beneficio, che però, possono non cogliere alcuni aspetti di impatto sociale indiretto e andrebbe, quindi, integrata con indicatori sociali specifici⁴⁷. Un altro possibile metodo è il Social Return on Investments o SROI che misura il valore di un intervento, al netto delle risorse investite. All'interno di un'analisi costi-benefici, lo SROI è usato per quantificare il ritorno sociale, ambientale ed economico dell'investimento.⁴⁸ Diversi indicatori si possono sommare o considerare in tale esercizio. Nel Regno Unito, tra i tanti, per la

⁴³ Come esempi metodologici qui sono utili gli esercizi di Bdl sugli impatti cost&benefit (attraverso la metodologia SCC) di alcune misure-chiave del PNRR come superbonus, rinnovabili, idrogeno, grid e mobilità. Cfr. Bdl "Costs and Benefits of the Green Transition Envisaged in the Italian NRRP" (ott 2022), <https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/gef/2022-0720/index.html>

⁴⁴ Il Piano spagnolo, ad esempio, utilizza il modello come il modello DENIO, DENIO è un modello econometrico input-output dinamico dell'economia spagnola, che ha la sua origine nel modello FIDELIO del Centro Comune di Ricerca (JRC) della Commissione Europea. Il modello era sviluppato dal Centro basco per i cambiamenti climatici (BC3) in collaborazione con il Centro di Analisi e Ricerca di Scenari Economici (CESAR). Questo modello consente di simulare l'effetto di un'ampia gamma di politiche economiche, fiscali, energetiche o ambientali. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-06/es_final_necp_main_en_0.pdf

⁴⁵ Qui un utile riferimento quanto realizzato dal Forum Diseguaglianze e Diversità (FDD) sul PNRR <https://www.forumdisuguaglianzediversita.org/monitoraggio-pnrr/>

⁴⁶ A puro titolo di esempio: https://www.uniroma1.it/sites/default/files/allegati/AIR_Def_11.11.13senza_citazione_Obiettivo1-1.pdf; <https://www.funzionepubblica.gov.it/sites/funzionepubblica.gov.it/files/16897.pdf>

⁴⁷ <https://www.lse.ac.uk/cities/research/cities-space-and-society/Measuring-impact-beyond-financial-return>

⁴⁸ <https://edizionicafoscari.unive.it/media/pdf/books/978-88-6969-409-7/978-88-6969-409-7-ch-04.pdf>

valutazione delle politiche nel settore della mobilità sostenibile è adottato l'approccio "strade sane" (*Healthy Street Approach*)⁴⁹, oramai usato in tutto il mondo. Costruito intorno a 10 indicatori "evidence-based", è un modo di operare che integra la salute pubblica all'interno delle decisioni che riguardano i trasporti e la pianificazione urbanistica.

Al pari di ogni politica pubblica, le misure del Piano, o nel Piano stesso o da questo disposta, dovrebbero avere una più sistematica e chiara valutazione dell'impatto sociale ed economico delle misure che disegni il quadro sinergico delle politiche per taluni obiettivi in un disegno coerente ed efficace dal punto di vista della spesa pubblica e del beneficio per il clima e la società.

Ricadute delle politiche clima ed energia sul settore produttivo

Il nuovo PNIEC dovrebbe identificare anche con quali metodologie si intendono valutare **le ricadute socioeconomiche positive e negative che le misure del Piano avranno sul settore produttivo nazionale**. Le strategie di decarbonizzazione – anche dei settori diversi dall'industria, come quello elettrico o dei trasporti – dipendono strettamente dalla capacità di risposta del sistema produttivo e dalle catene di approvvigionamento dei materiali. Lasciare che tali filiere e le relative competenze⁵⁰ si localizzino o si spostino fuori dall'Italia non può essere considerato positivamente. Il Piano dovrebbe quindi elaborare scenari più complessi, che mettano in evidenza gli impatti sociali ed economici della transizione sul sistema produttivo e che mostrino i nessi tra le diverse filiere industriali. A questo proposito sarebbero utili simulazioni input-output che tengano conto anche della diversa propensione all'importazione delle diverse filiere produttive, sia per **le filiere esistenti, che per quelle nascenti, funzionali alla decarbonizzazione delle prime** (come esplicitato nel capitolo successivo).

Per quanto riguarda le filiere esistenti, è necessario valutare come e fino a che punto la loro trasformazione possa rendere obsolete alcune mansioni o finanche portare alla chiusura di interi comparti produttivi. Allo stesso tempo, bisognerebbe stimare l'impatto positivo della creazione di nuova occupazione e competenze, in uno scenario di politiche vigenti e possibilmente prevedendo ulteriori misure di sostegno.

Le ricadute di questa trasformazione non saranno neutre, né tantomeno omogenee. Non tutti i nuovi posti di lavoro saranno automaticamente in grado di compensare l'obsolescenza generata dalla transizione; il risultato netto potrebbe essere negativo all'interno dello stesso comparto. Il settore dell'*automotive* presenta simili caratteristiche, dal momento che l'intensità del lavoro del motore elettrico risulta essere inferiore rispetto a quello endotermico⁵¹. Allo stesso tempo, vi sono problemi di trasferibilità nelle competenze: le conoscenze tecniche incorporate negli addetti di un settore non sono sempre perfettamente trasferibili alla nuova attività, bensì richiedono profondi e strutturali interventi di riqualificazione⁵².

⁴⁹ <https://www.healthystreets.com/what-is-healthy-streets>

⁵⁰ Per fare un esempio, l'auspicata decarbonizzazione dei consumi finali nel settore residenziale è legata alla capacità di sviluppo e produzione delle pompe di calore elettriche, ma non solo. Dipende anche dalla presenza e dalla preparazione di manodopera e di progettisti che siano in grado di adottare una soluzione tecnologica preferibile rispetto all'attuale.

⁵¹ Brown, D., Flickenschild, M., Mazzi, C., Gasparotti, A., Panagiotidou, Z., Dingemans, J., & Bratzel, S. (2021). *The Future of the EU Automotive Sector. Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies*, European Parliament.

⁵² Cetrulo, A., Dosi, G., Moro, A., Nelli, L., & Virgillito, M. E. (2023). *Automation, digitalization and decarbonization in the European automotive industry: a roadmap towards a just transition* (No. 2023/36). Laboratory of Economics and Management (LEM), Sant'Anna School of Advanced Studies, Pisa, Italy.

Inoltre, alcune produzioni che potrebbero subire un ridimensionamento del loro perimetro di attività sono fortemente localizzate in alcune aree geografiche, in cui gli impatti sociali di un crollo occupazionale risulterebbero più acuti. Tale problema è previsto dai Piani Territoriali di Giusta Transizione (PTGT) di Taranto e Sulcis, ma queste non saranno le sole aree industriali a cui guardare, oltre a non essere le aree le cui trasformazioni sono indotte dalla transizione climatica. Accanto ad aree storicamente caratterizzate da crisi industriali, infatti, occorrerà potersi focalizzare sulle **nuove trasformazioni**, di territori per i quali la crisi industriale non è mai esistita⁵³. Il Piano deve, quindi, almeno richiamare, se non già individuare una modalità per mappare le aree di crisi potenziale⁵⁴ e la modalità di intervento per la riqualificazione e la diversificazione economica di quelle aree, da declinare rispetto alle specificità tecnologiche e industriali delle attività interessate.

Per quanto riguarda le filiere che dovranno nascere o svilupparsi, il PNIEC dovrebbe includere una stima comprensiva degli impatti positivi che queste potranno comportare, in termini di creazione diretta e indiretta di nuova occupazione, investimenti indotti, risparmio di consumi elettrici, riduzione delle emissioni e altro. Un esempio specifico, probabilmente troppo dettagliato per gli scopi del Piano, ma sicuramente illustrativo, è riportato sotto in Figura 7 con riferimento alla politica del governo britannico per la decarbonizzazione degli edifici.

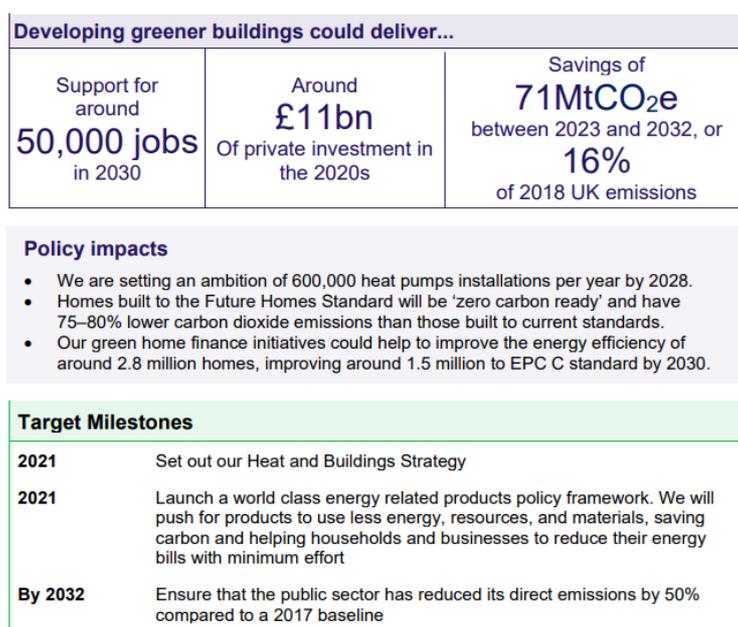


Figura 7 – Estratto da *The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution*, UK Gov. 2020⁵⁵.

Un lavoro così dettagliato deve quindi prevedere uno spazio adeguato per una metodologia di valutazione integrata con le politiche pubbliche sia industriali che di sostegno all'occupazione e alla formazione.

⁵³ Come in quei territori del centro-nord in cui sono localizzate le principali imprese della componentistica per l'*automotive* correlata al motore endotermico.

⁵⁴ Anche in relazione a quanto già presente nel PNIEC in relazione al phase out del carbone

⁵⁵ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/936567/10_POI_NT_PLAN_BOOKLET.pdf

4 IL PIANO E L'INDUSTRIA MANIFATTURIERA

L'industria manifatturiera ricopre un ruolo centrale nella transizione. In primo luogo, per la necessità di decarbonizzare i processi produttivi, laddove in molti casi le soluzioni tecnologiche sono complesse e non ancora economiche. **Ma soprattutto perché la manifattura produce quelle tecnologie che incidono in modo trasversale sugli altri settori**, quando vengono applicate ai trasporti, al residenziale e alla produzione elettrica di elettrica. Ovvero quale industria per la mobilità elettrica, l'edilizia efficiente e decarbonizzata, le rinnovabili diffuse, ecc.? **Il Piano dovrebbe dedicare un capitolo specifico al settore manifatturiero, all'interno del quale si possano identificare le filiere critiche per la decarbonizzazione e associarle a specifiche politiche.** Il Piano, ovvero, non deve essere solo lo strumento per identificare le riduzioni dirette di emissione del comparto industriale, ma anche per orientare lo sviluppo del paese verso prodotti e servizi dei mercati decarbonizzati, dentro i quali sempre più si gioca la competitività dei mercati, anche in considerazione delle importanti trasformazioni della finanza.

Il percorso di trasformazione industriale appare obbligato dall'impianto regolatorio⁵⁶, motivo per cui bisognerà programmare non tanto l'eventualità di questa trasformazione, bensì i costi e le opportunità che da essa scaturiranno. Se l'obiettivo è la decarbonizzazione di processi e prodotti a livello globale, è evidente quanto la delocalizzazione della produzione in Paesi con obiettivi ambientali meno ambiziosi non sia un'opzione desiderabile. Il percorso di decarbonizzazione deve pertanto fare coincidere gli obiettivi di CO2 nazionali con elevati livelli di competitività nei mercati globali. Questo dovrà essere costruito, anche con la diplomazia e in sede G7, non in chiave di protezionismo ma, al contrario, di orientamento dei mercati a livello globale su beni e servizi a bassa intensità carbonica, sui quali ambire a essere competitivi.

Il settore manifatturiero rimane l'asse portante del sistema economico italiano. Prima della pandemia⁵⁷, contava circa 360mila imprese, per un valore aggiunto di 250 miliardi di euro, investimenti fissi per 33,5 miliardi di euro e 3,8 milioni di addetti. Misurata in termini di valore aggiunto a prezzi costanti, la manifattura italiana si colloca al **secondo posto nell'Unione europea e all'ottavo al mondo**⁵⁸.

Nel corso degli ultimi trent'anni, il nostro Paese ha subito un significativo processo di trasformazione, che ha visto la quota del settore manifatturiero sul PIL scendere dal valore del 20,1% del 1990 al 14,9% del 2021⁵⁹. Nello stesso periodo si è assistito a una preoccupante perdita di competitività. L'Italia si colloca oggi all'undicesimo posto mondiale nell'indice UNIDO sulla competitività dell'industria manifatturiera – il Competitive Industrial Performance Index (CIP) - un arretramento rispetto al quarto posto del 1990.

⁵⁶ Con la [CSRD](#), il [regolamento sulla tassonomia](#), la [revisione della direttiva ETS](#), il [regolamento CBAM](#), utilizzo degli [standard ESRS](#)

⁵⁷ L'ultimo dato significativo riportato dall'Istat è il 2019.

⁵⁸ Dati UNIDO riferiti al 2022, misurati in dollari USA a prezzi costanti del 2015.

⁵⁹ Rispetto a questo parametro, la manifattura italiana scivola al 10° posto nell'Ue, dopo paesi come la Cechia (21,1%), la Germania (18,9%), la Polonia (16,7%) e altri.

Parte di questa dinamica è spiegata dalla progressiva parcellizzazione del tessuto produttivo italiano, a partire dalla ristrutturazione industriale degli anni Settanta⁶⁰, oggi sempre più dominato dalla presenza di piccole e medie imprese (vedi 32 sotto). Al tempo stesso, l'economia italiana ha sofferto la scomparsa e il ridimensionamento della propria grande industria manifatturiera ad alto contenuto tecnologico – rappresentata da società private e pubbliche del calibro di Fiat, Montedison, Pirelli, Olivetti, Italcementi, Ansaldo, e altre ancora – l'unica capace di competere con gli attori dominanti a livello globale.

L'Italia deve affrontare la sfida della trasformazione industriale, con la consapevolezza dei propri punti di forza e di debolezza. **La decarbonizzazione rappresenta una sfida e un'opportunità.** I due fattori sono intrinsecamente collegati e devono essere considerati in sinergia all'interno del Piano.

BOX 1 – IL PESO DELLA PICCOLA E MEDIA INDUSTRIA NEL SETTORE MANIFATTURIERO ITALIANO

Il sistema manifatturiero nazionale si caratterizza per un elevato grado di frammentarietà, dettato dal significativo peso delle PMI e delle microimprese, sia per numero che per valore aggiunto e addetti (Figura 8). Secondo i dati riportati dall'OCSE per il 2019, gli addetti del settore manifatturiero in Italia nelle imprese da 1 a 9 unità pesavano per il 21,2% del totale, contro il 10,3% della Francia e il 5,9% della Germania. Allo stesso tempo, la quota del personale in imprese con oltre 250 addetti era di solo il 27,7% del totale in Italia contro circa il 61% in Francia e in Germania.

Il cosiddetto “nanismo” del settore industriale può rappresentare un ostacolo, ma anche un importante bacino di innovazione nell'ottica della decarbonizzazione. Le PMI si caratterizzano per un elevato grado di flessibilità e di specializzazione del prodotto, ma spesso soffrono difficoltà strutturali nell'accesso al credito per finanziare gli investimenti necessari alla loro crescita e all'innovazione.

Se adeguatamente supportate, le PMI possono rappresentare un fondamentale bacino di riduzione delle emissioni. Le PMI, che verosimilmente si concentrano per la grande parte nei settori non ETS, hanno un potenziale di risposta rapida alle sfide del mercato, grazie alle soluzioni energetiche decentralizzate che possono fornire e alla capacità di contribuire all'economia circolare. Il Rapporto Cerved PMI⁶¹ conferma che il processo di transizione richiede investimenti significativi, ma che le PMI, con un adeguato supporto da parte del sistema bancario, sono ampiamente in grado di sostenerli.

⁶⁰ Tema centrale delle analisi di storia dell'industria italiana. Si vedano: Graziani, A. (2000). *Lo sviluppo dell'economia italiana*, Bollati Boringhieri; Barca, F. (1997). *Storia del capitalismo italiano*, Donzelli; Bianchi, P. (2013). *La rincorsa frenata*, il Mulino.

⁶¹ Rapporto Cerved PMI”, Cerved, 2022.



Figura 8 – Caratterizzazione del settore industriale manifatturiero italiano. Elaborazione ECCO su dati Istat 2019

L'industria manifatturiera è responsabile per circa il 22% delle emissioni nazionali di gas serra⁶² (del 31% se si includono anche le emissioni derivanti dall'uso dell'elettricità⁶³). Il settore è caratterizzato da elevati livelli di emissioni di processo (prodotti chimici, cemento, acciaio) e dei loro usi energetici, che dipendono in modo significativo dal gas naturale⁶⁴. Come riportato sotto in Figura 9, i settori industriali con la quota più elevata di consumo di gas naturale sono rappresentati dai minerali non metallici (21% del gas naturale consumato dall'industria nel 2021), la chimica (19%) e la carta e stampa (15%)⁶⁵.

Inoltre, le proiezioni dello scenario di riferimento al 2030⁶⁶ indicano che il settore manifatturiero sarà ancora il secondo per emissioni dopo i trasporti, con una quota del 21% del totale nazionale, dato sostanzialmente invariato rispetto ad oggi.

⁶² Elaborazione ECCO a partire da dati ISPRA.

⁶³ Elaborazione ECCO a partire da dati ISPRA ed Eurostat.

⁶⁴ il 35% della domanda energetica del settore industriale è soddisfatta con gas naturale (elaborazione ECCO a partire da dati Eurostat).

⁶⁵ "Simplified energy balance", EUROSTAT.

⁶⁶ Dopo il settore trasporti con il 26%

https://www.isprambiente.gov.it/files2023/pubblicazioni/rapporti/rapporto_384_2023_le-emissioni-di-gas-serra-in-italia.pdf

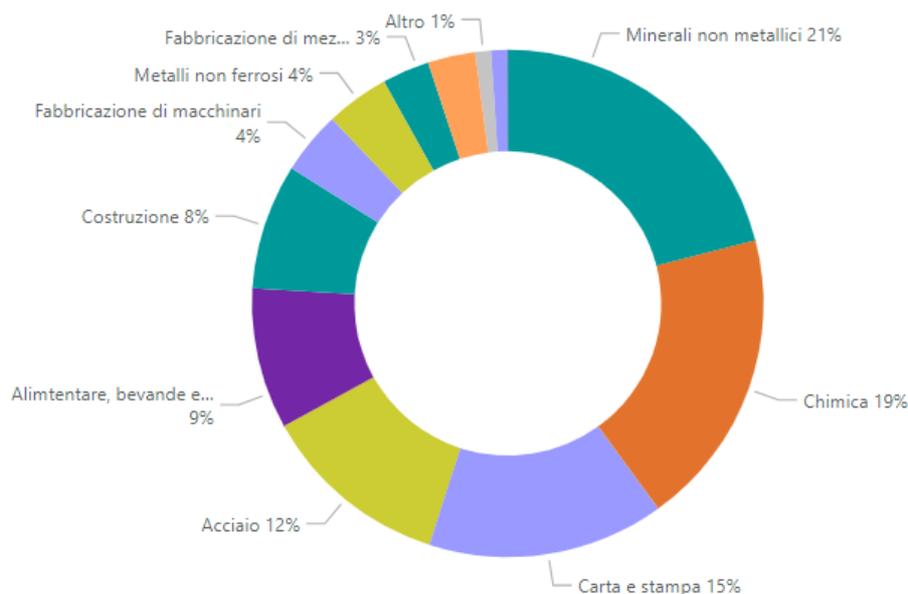


Figura 9 – Suddivisione del consumo di gas naturale per sotto-settori industriali nel 2021. Totale: 8.9 Mtep⁶⁷.

L'industria manifatturiera nazionale è un insieme eterogeneo di comparti produttivi, caratterizzati da processi e prodotti assai diversi, connessi in filiere di fornitura distribuite e ramificate. Invece, **nell'attuale proposta di Piano, il settore manifatturiero è declinato come "industria", senza ulteriori specificazioni settoriali.** Sono assenti analisi settoriali specifiche dedicate alla migliore comprensione del contributo potenziale di questi alla decarbonizzazione e sviluppo del Paese. L'industria appare un elemento accessorio rispetto alle politiche energetiche e, in modo disperso, richiamato nel capito "Ricerca, innovazione, competitività". Non sono presenti analisi di impatto delle politiche già attuate o previste, né una prioritizzazione degli interventi in base ai loro effetti.

La complessità della sfida della trasformazione industriale implica la necessità di declinare le politiche con maggiore dettaglio settoriale in modo che queste possano portare effetti sia nel breve (2030) che nel lungo termine, in prospettiva 2050. Ciò richiede che le **politiche siano dedicate e raggruppate per settori di riferimento e sulla base dell'effetto atteso diretto o indiretto di breve o lungo termine.**

Per quello che riguarda il PNIEC attuale, ad esempio, si potrebbero utilizzare le seguenti macrocategorie:

- i) **Efficientare e decarbonizzare l'energia per l'industria:** la riduzione delle emissioni derivanti dai consumi diretti (e indiretti) di fonti fossili per usi energetici nell'industria;
- ii) **La transizione dei settori *hard to abate*:** la riduzione delle emissioni dirette dei processi industriali *hard to abate* con la definizione di politiche per l'innovazione con effetti di medio e lungo termine;
- iii) **Lo sviluppo delle filiere strategiche per la decarbonizzazione:** l'identificazione delle filiere manifatturiere strategiche per le tecnologie della decarbonizzazione ovvero filiere industriali che abilitano la decarbonizzazione e pur non avendo significativo impatto in termini di emissioni

⁶⁷ Elaborazione ECCO a partire da dati EUROSTAT.

necessitano di un ambiente legislativo, regolatorio e finanziario favorevole di contorno (rinnovabili, trazione elettrica, pompe di calore, ecc.). Lo sviluppo dell'industria della decarbonizzazione serve a sfruttare le opportunità dei nuovi mercati e ridurre la dipendenza dall'estero e fornire ricadute positive in termini di occupazione diretta e indiretta, oltre che di investimenti complementari.

Queste tre componenti dovrebbero trovare spazio all'interno del Piano in relazione (i) alla misura della necessità energetica e di sicurezza degli approvvigionamenti del settore; (ii) alla potenzialità di investire nelle soluzioni tecnologiche per la decarbonizzazione nel medio e lungo termine; (iii) alle opportunità della creazione e dello sviluppo delle filiere industriali nuove o esistenti.

Il quadro regolatorio non dovrebbe delimitare in misura rigida l'approccio da seguire. Una strategia per l'industria manifatturiera nel Piano può funzionare se serve ad orientare gli operatori industriali e finanziarli verso obiettivi definiti, i cui profili di incertezza sono ridotti dall'impegno di lungo periodo della controparte pubblica⁶⁸.

i. Efficientare e decarbonizzare l'energia per l'industria

Una strategia di decarbonizzazione dell'industria manifatturiera dovrebbe partire dall'analisi del suo fabbisogno energetico e dalle esigenze specifiche dei suoi sottosettori. In particolare, all'interno del Piano si dovrebbe delineare:

- Una strategia per il contributo alla decarbonizzazione del settore elettrico⁶⁹ che può derivare dall'installazione di grandi impianti rinnovabili a servizio degli impianti produttivi. La decarbonizzazione del settore elettrico è abilitante quella di tutti gli altri settori. Il settore manifatturiero appare chiave per la sua realizzazione, data la scala dei progetti e dell'investimento potenziale.
- Un piano per l'utilizzo del gas naturale e dei suoi sostituti, prevedendo canali privilegiati per gli usi industriali del calore ad alta temperatura non altrimenti sostituibili nel breve periodo;
- L'elaborazione di un pacchetto di misure che stimoli ulteriormente l'efficienza energetica dei processi e sfrutti le potenzialità del vettore elettrico nel ridurre le emissioni nella produzione di calore a bassa temperatura. Alla luce di un'analisi preliminare – che sarà descritta nel seguente capitolo settoriale dedicato emerge la potenzialità di elettrificare il calore a bassa temperatura nei processi industriali⁷⁰ in particolar modo in settori non ETS e che, quindi, possono contribuire al raggiungimento dell'obiettivo nazionale di riduzione.

ii. La transizione dei settori *hard to abate*

Nei settori *hard to abate* le emissioni di CO₂ derivano da attività ad alta intensità di energia – che comprendono l'utilizzo di calore a elevata temperatura – o da processi industriali nei quali la produzione dei gas climalteranti è direttamente connessa alle reazioni chimiche intrinseche al

⁶⁸ Si veda anche il paragrafo 4.2

⁶⁹ Le misure attualmente comprese nel REPowerEU vanno in questa direzione. <https://eccoclimate.org/it/un-anno-di-repowerEU-gli-effetti-sul-pnrr-italiano/>

⁷⁰ In particolare, in settori che, almeno in parte, non ricadono in ETS e per cui la riduzione delle emissioni al 2030 potrebbe portare significativi vantaggi per l'Italia nel raggiungimento degli obiettivi Effort Sharing.

processo produttivo. Le soluzioni tecnologiche, ove disponibili, non sono spesso accessibili su scala industriale.

In primo luogo, bisognerebbe che il Piano identificasse le soluzioni tecnologiche che si ritengono strategiche e su cui si intende investire, evidenziando potenzialità e rischi connessi. Per esempio, l'attuale Piano richiama l'utilizzo del CCS (si veda anche il Box dedicato). Viste le incertezze tecnologiche e di sostenibilità economica di questa tecnologia, tuttavia, sarebbe importante una connotazione della fattibilità del suo impiego da più punti di vista. Oltre che di praticabilità legale (in termini di liability), sarebbe importante focalizzare l'uso della tecnologia dove questa potrebbe avere maggior efficacia. Per esempio, sulle emissioni di processo dei settori *hard-to-abate*.

In secondo luogo, il Piano dovrebbe includere una ricognizione degli strumenti finanziari e dei fondi disponibili per il finanziamento di tali tecnologie con un orizzonte di medio e lungo periodo, in modo da fornire un segnale di orientamento agli investitori. Tali strumenti dovrebbero tenere conto **dell'incertezza nel ritorno economico** degli investimenti e anche dei maggiori **costi operativi** che la messa in atto di tali tecnologie potrebbe comportare (si veda anche [Capitolo 3.2](#)).

iii. Sviluppo delle filiere strategiche per la decarbonizzazione

Il Piano dovrebbe delineare il contributo dell'industria manifatturiera al soddisfacimento della **produzione domestica di tecnologie funzionali alla decarbonizzazione**, tenendo conto della diversa propensione all'importazione delle diverse filiere produttive.

In particolare, il Piano dovrebbe specificare le principali strategie industriali con cui il Paese intende **rafforzare la sua capacità manifatturiera** in quelle che l'Unione europea – nel suo Net-Zero Industry Act – definisce **“strategic net-zero technologies”**. Fra queste si possono annoverare, ad esempio, la produzione di pannelli solari, di turbine eoliche, di batterie, di elettrolizzatori, di pompe di calore. Più in generale, la strategia industriale del PNIEC dovrebbe comprendere tutte quelle tecnologie e prodotti funzionali alla decarbonizzazione, che potremmo definire prodotti 'net zero', come, ad esempio i materiali o le tecnologie per l'efficientamento energetico degli edifici, quali le produzioni di vetro piano o serramenti, o materiali per isolamento o le tecnologie per accelerare l'elettrificazione del parco auto, come la componentistica del motore elettrico, ecc.

Senza entrare nel dettaglio di ciascuna di queste specifiche filiere – la cui strategia dovrebbe essere elaborata separatamente – il Piano dovrebbe riportare **l'insieme degli obiettivi nazionali rispetto alle necessità di scaling up produttivo**. Andrebbe specificato, poi, come questo contribuirà agli obiettivi generali di decarbonizzazione, con un'indicazione delle politiche di intervento per le varie filiere strategiche. Queste ultime dovrebbero strutturarsi su un'analisi integrata delle misure, partendo dalla distinzione fra quelle indirette o dirette e fra quelle che incidono sul lato della domanda o su quello dell'offerta. Un simile approccio, preceduto da un'analisi delle caratteristiche tecniche e di mercato della filiera (con riferimento alla specializzazione italiana), permette di identificare quali siano le misure più appropriate per raggiungere gli obiettivi di sviluppo della capacità produttiva nazionale in quella determinata catena del valore.

Un esempio di come queste strategie industriali possano essere concettualizzate per le varie filiere ritenute strategiche è riportato nella Tabella 4.

	Dirette (politiche che intervengono direttamente sull'investimento in prodotti/tecnologie della decarbonizzazione)	Indirette (politiche che predispongono l'investimento dei produttori di prodotti/tecnologie della decarbonizzazione)
Offerta	<ul style="list-style-type: none"> • Credito d'imposta o altri incentivi per la manifattura in uno o più segmenti della catena del valore del 'prodotto net zero' ad es. pompe di calore, batterie • Trasferimenti in conto capitale e/o finanziamento agevolato alle imprese per investimenti condizionali all'aumento di capacità manifatturiera del 'prodotto net zero' (purché questa sia in linea con obiettivi decarbonizzazione) • Sistema di premi per l'innovazione tecnologica (incrementale e radicale) dei prodotti net zero • Sgravi fiscali per l'assunzione di personale di ricerca altamente qualificato nelle filiere di prodotti net zero • Garanzie e credito agevolato per esportatori di prodotti <i>net zero</i> • Riduzioni tariffarie e incentivi monetari per le imprese importatrici di materie prime e macchinari fondamentali al processo di lavorazione del prodotto 	<ul style="list-style-type: none"> • Investimenti nelle infrastrutture abilitanti e nella logistica per favorire la distribuzione dei prodotti net zero (porti, trasporto merci ferroviario, cantieristica specializzata, ecc.) • Programmi per la formazione di personale tecnico-scientifico a livello scolastico e di apprendistato nelle filiere di prodotti net zero • Istituzione di standard ambientali per tecnologie e prodotti importati • Sgravi fiscali condizionali alla decarbonizzazione dei processi produttivi, quando questi implicano l'adozione di tecnologie abilitanti prodotte in Italia • Misure di restrizione delle importazioni di prodotti finiti concorrenti che non rispecchiano criteri ambientali o sociali prestabiliti
Domanda	<p>Politiche di adozione focalizzata dei prodotti net zero:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Adozione di standard per definizione di prodotti net-zero e requisiti per identificare quando e quali elementi critici della filiera sono sviluppati a livello domestico • Public procurement orientato a favorire i prodotti <i>net zero</i>, in particolare legate alle filiere di produzione domestiche • Aste per l'installazione di infrastrutture energetiche rinnovabili, con requisiti più favorevoli all'uso di prodotti 'net zero' legati alle filiere di produzione domestiche 	<p>Politiche che stimolano la domanda di prodotti net zero:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Finanziamenti agevolati per investimenti che richiedono l'adozione di prodotti <i>net zero</i> più favorevoli per l'adozione di prodotti 'net zero' da filiere di produzione domestiche • Incentivi selettivi della domanda a favore di imprese e famiglie che adottano tecnologie <i>net zero</i> con requisiti più favorevoli per l'adozione di prodotti 'net zero' da filiere di produzione domestiche • Sistemi di etichettatura che mostrino i prodotti 'net zero', con particolare risalto per quelli da filiere domestiche

Tabella 4 – Matrice delle misure di politica industriale per lo sviluppo delle filiere manifatturiere nelle tecnologie net zero e di altri prodotti considerati strategici per la decarbonizzazione. Questo schema, mutuato da [IEA 2022](#), si deve declinare rispetto alle caratteristiche tecniche e di mercato della specifica filiera, considerando l'esistente specializzazione italiana nei segmenti della catena del valore.

5 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 5 – 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 europeo⁷¹, 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}**⁷², 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.

⁷¹ Pari al -62% se comparato con il 2005, e comprensivo anche delle emissioni del settore marittimo e aviazione

⁷² 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
	MtCO_{2 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 6 – 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

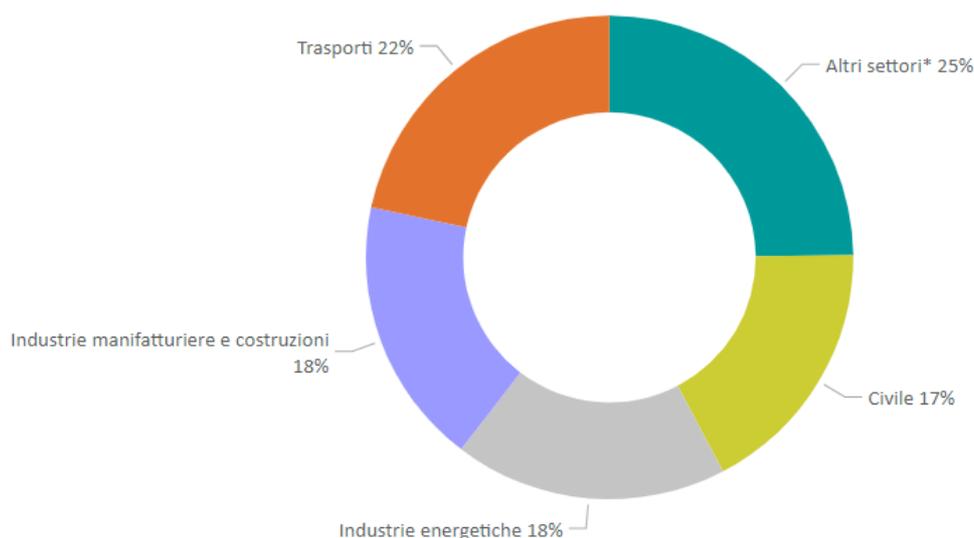


Figura 10 – Contributo dei singoli settori sul totale delle emissioni GHG nel 2021. Coerentemente con gli scenari PNIEC e con l'inventario di gas serra, nel settore civile sono incluse le emissioni di Agricoltura per usi energetici; Altri settori include le rimanenti emissioni fuggitive e non energetiche (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 ESR⁷³ 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 10).

⁷³ 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.

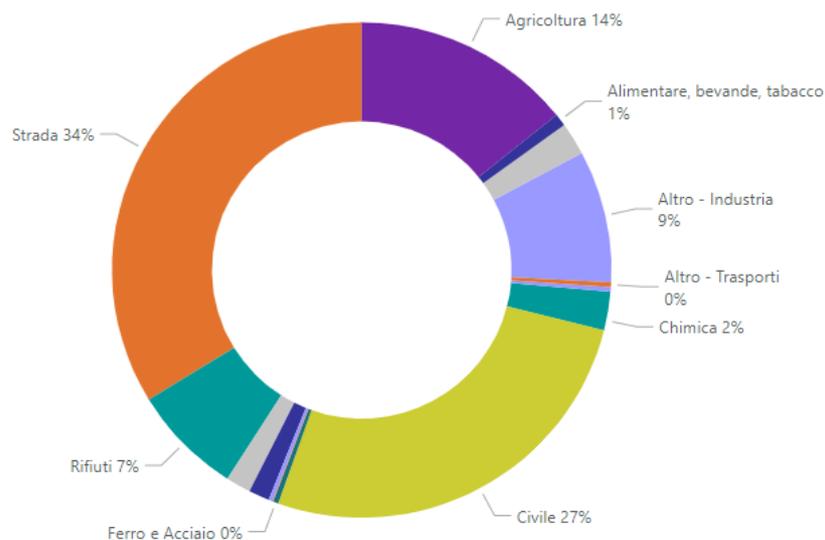


Figura 11 – Contributo emissivo dei singoli settori rispetto al totale ricompreso in Effort Sharing. Dato 2021. Elaborazione ECCO su dati ISPRA2021.

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.

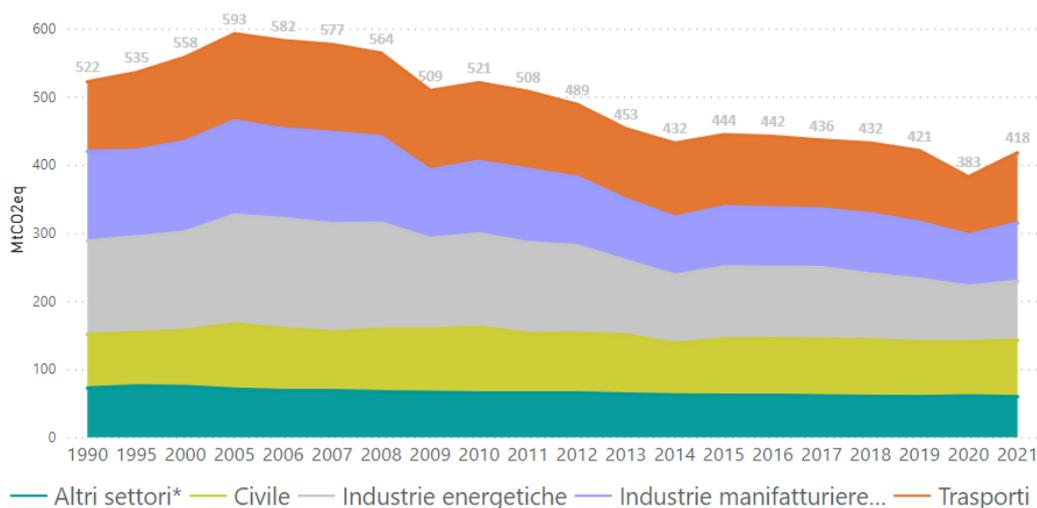


Figura 12 – Evoluzione storica delle emissioni di GHG per settore, escluso LULUCF. Altri settori* comprende le emissioni da altri usi energetici e fuggitive, agricoltura (allevamenti e coltivazioni) e rifiuti - Fonte: elaborazione ECCO su dati UNFCCC [MtCO2eq]

Lo scenario ECCO-FF55 tiene conto **dell'impegno dell'Italia al G7 per un sistema elettrico sostanzialmente decarbonizzato al 2035**⁷⁴, 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 di ECCO-*'Fit For 55'* (ECCO-FF55) prevede una riduzione complessiva del **-54,5%** delle emissioni di GHG **rispetto al 2005**⁷⁵, che raggiungono un valore di **270**

⁷⁴ 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>, 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

⁷⁵ 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.

MtCO_{2eq} al 2030, rispetto ai **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%⁷⁶; 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**⁷⁷.
- 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 isole⁷⁸.
- Per quello che riguarda il settore **civile**⁷⁹, 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.

⁷⁶ 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.

⁷⁷ 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)

⁷⁸ 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.

⁷⁹ 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.

	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

Tabella 7 – Evoluzione storica delle emissioni di GHG per settore (fonte: ISPRA) e scenario emissivo per il 2021-2030 (fonte: elaborazione ECCO)

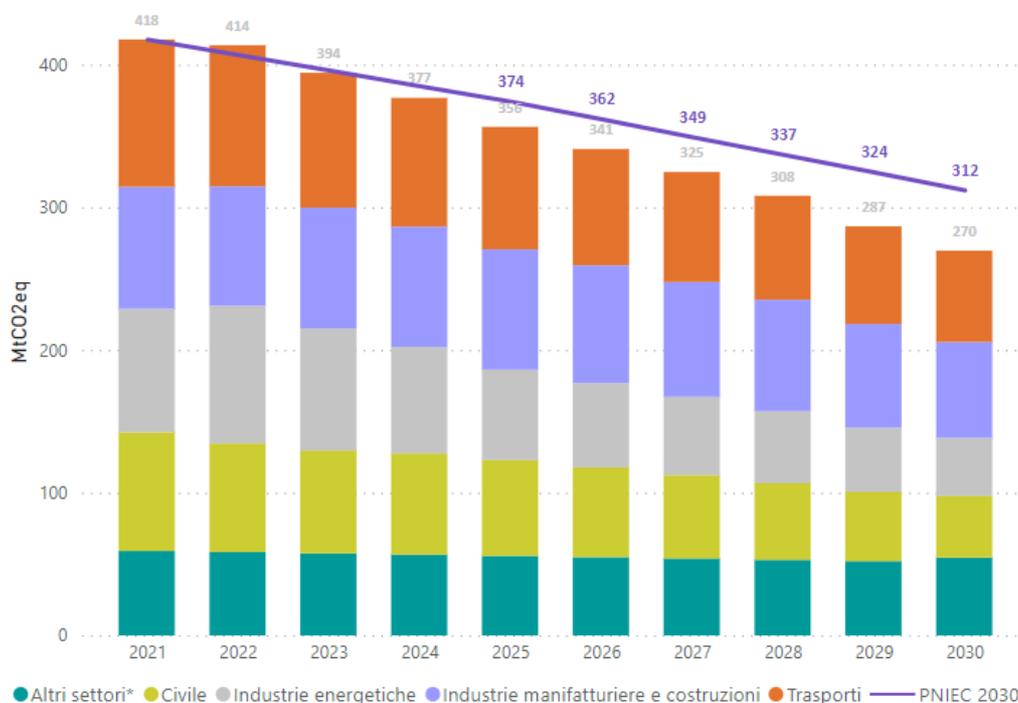


Figura 13 – Scenario emissivo ECCO-FF55 per il 2021-2030, escluso LULUCF, e confronto con scenario PNIEC - Fonte: elaborazione ECCO [MtCO₂eq]

5.1 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'impegno⁸⁰ 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 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

⁸⁰ 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".

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)⁸¹. 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 eolico⁸². Inoltre, nei primi tre trimestri del 2023 hanno ottenuto l'autorizzazione finale all'esercizio 3,8 GW di rinnovabili.**

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.

⁸¹ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>

⁸² <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/rapporto-mesile>

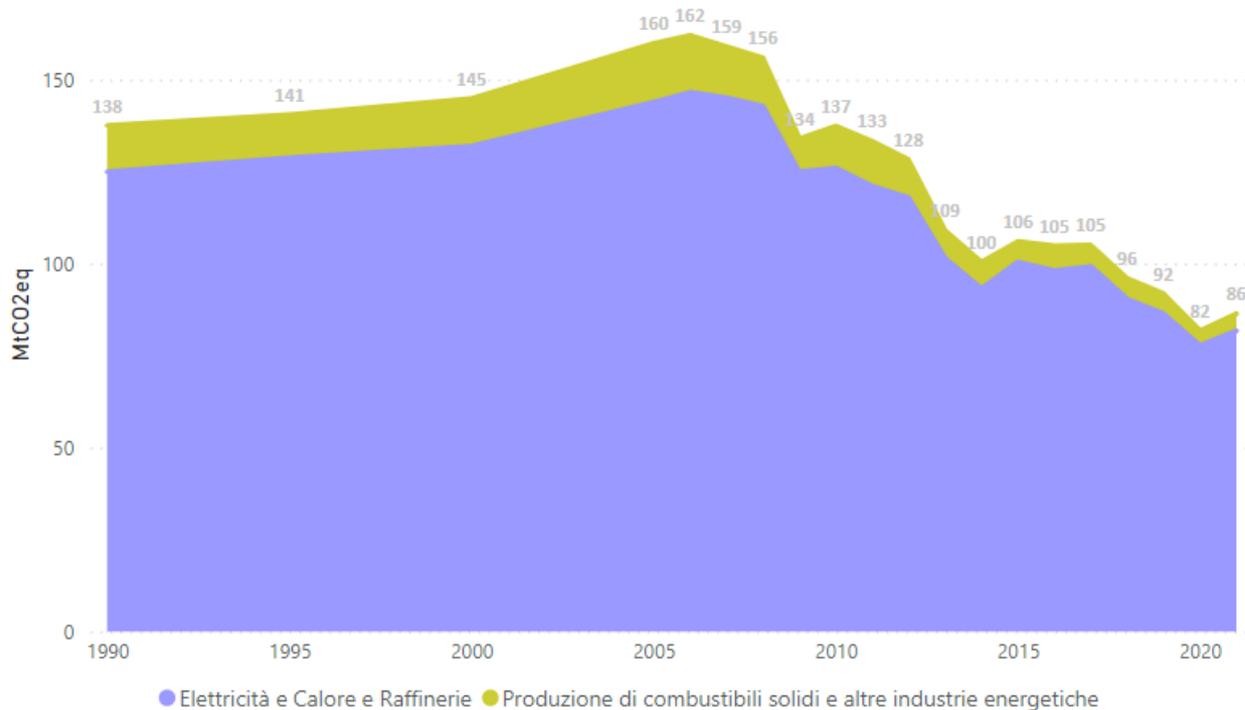


Figura 14 – Andamento delle emissioni di CO_{2eq} delle industrie energetiche dal 1990 al 2021⁸³.

5.1.1 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 2023⁸⁴, 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*.

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 13). In particolare, tale riduzione è stata trainata dall'aumento della penetrazione delle rinnovabili nella

⁸³ Le emissioni del 2022 sono state calcolate sulla base dei dati di produzione del 2022 di Terna e non da dati di scenario.

⁸⁴ Studio commissionato da Greenpeace Italia, Legambiente e WWF Italia.

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 15). Tutta la capacità a carbone è prevista in uscita al 2025.

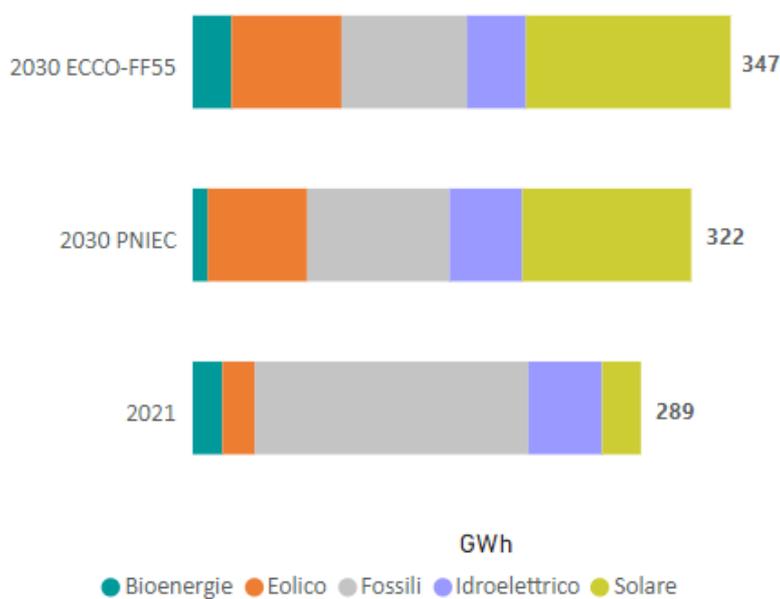


Figura 15 – Produzione elettrica lorda da fonte fossile e da fonte rinnovabile nel 2021 e negli scenari PNIEC ed ECCO-FF55 al 2030. Nel 2030 parte della produzione rinnovabile è indirizzata alla produzione di idrogeno verde.

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 8 – 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.

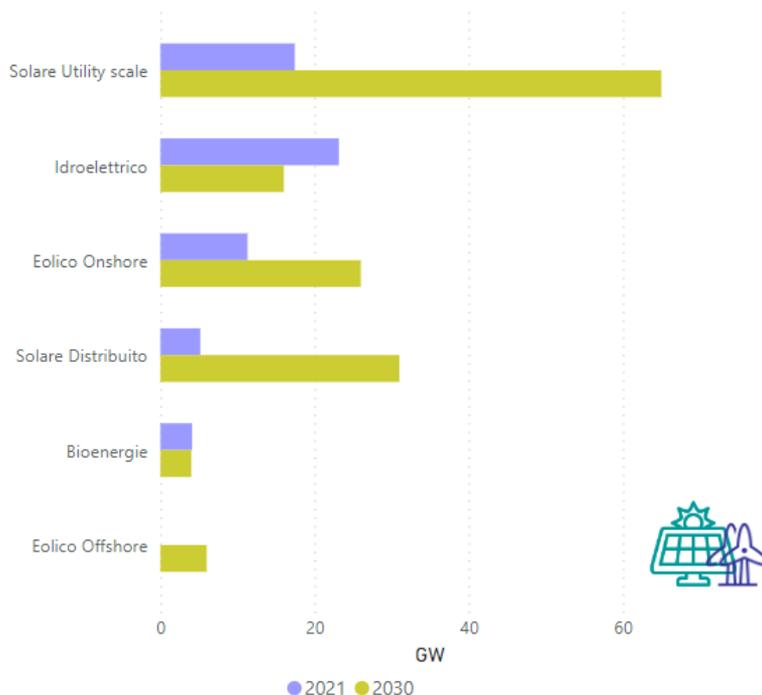


Figura 16 – Capacità installata di rinnovabili (MW) nello scenario ECCO-FF55, comparata con la capacità installata al 2021 (Fonte: scenario ECCO-Artelys)

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 12). 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"⁸⁵, senza considerare la capacità già approvigionata da Terna con le aste capacity.

⁸⁵ Pagina 260 del PNIEC

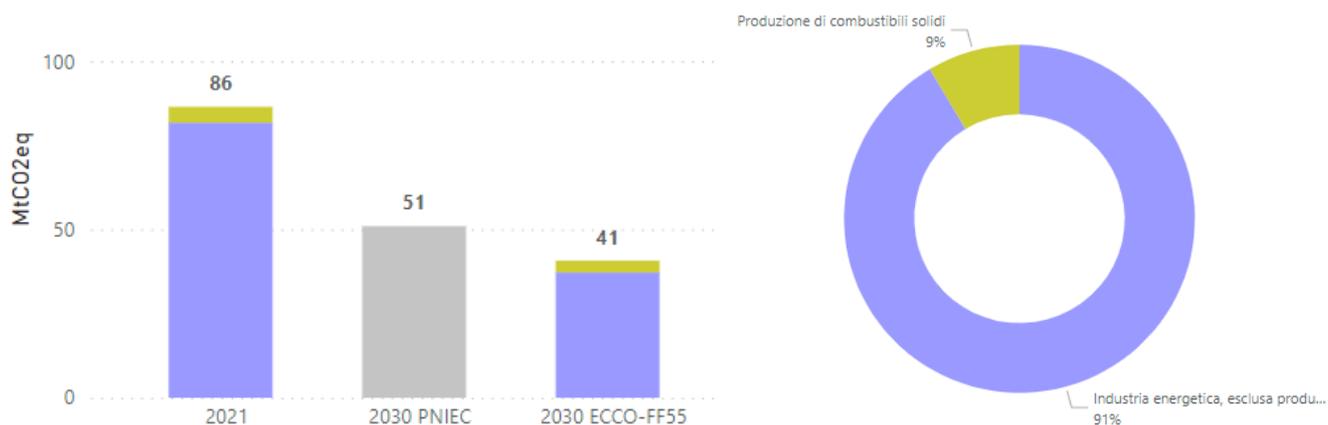


Figura 17 – Confronto delle emissioni di CO₂eq delle industrie energetiche al 2030 nello scenario ECCO-FF55⁸⁶.

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.

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

⁸⁶ Le emissioni del 2022 sono state calcolate sulla base dei dati di produzione del 2022 di Terna e non da dati di scenario.

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 elettrolizzatori⁸⁷. Come per lo scenario ECCO-FF-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.

⁸⁷ Pagina 88 del PNIEC

BOX 2 – 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 [Capitolo 4](#) e [paragrafo 3.3](#)). 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 fundamentalmente 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.

5.1.2 POLITICHE E MISURE ALLA BASE DELLO SCENARIO ECCO-FF55

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 generale⁸⁸.

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

⁸⁸ 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**⁸⁹.

⁸⁹ “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.

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:

- **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.

5.1.3 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 9 – Stima dei costi annuali medi di investimento (overnight cost) per il 2025-2030 e 2030-2035 (miliardi di euro/anno). Fonte: Scenario ECCO-Artelys.

5.1.4 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

5.1.5 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 domanda⁹⁰; 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 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

⁹⁰ 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](#)).

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.

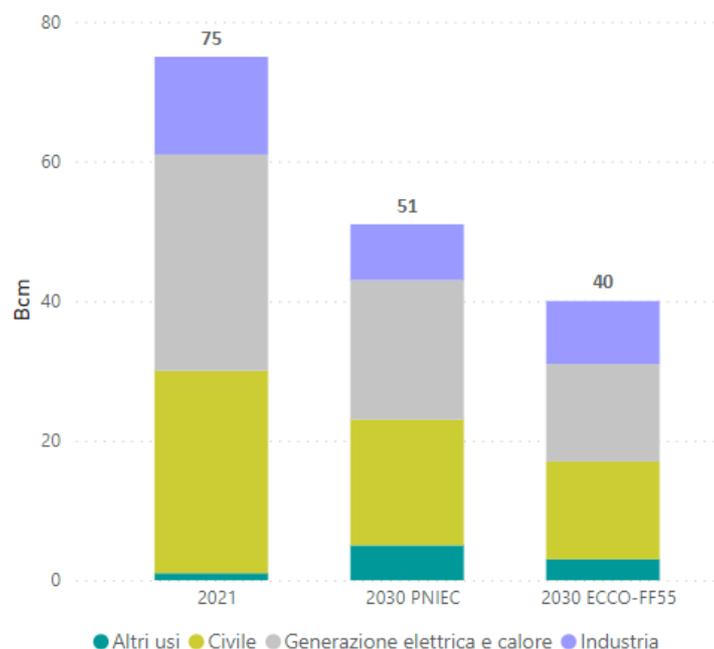


Figura 18 – Confronto della domanda di gas naturale italiana (miliardi di mc) nel 2021 (dato storico) e 2030 (scenario PNIEC ed ECCO-FF55).

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.

5.2 SETTORE CIVILE

Le caratteristiche principali del settore civile

- Nel 2021 il settore civile ha emesso 75,5MtCO_{2eq}, contribuendo al 18% delle emissioni italiane. Di queste 25 milioni sono imputabili al settore terziario, e la restante quota al settore residenziale.
- Dal 1990 le emissioni sono aumentate di circa 5MtCO_{2eq}, registrando il picco emissivo nel 2010 quando hanno raggiunto un valore di 88MtCO_{2eq}. Rispetto al 2005 la riduzione è piuttosto lieve, appena del 12% (da 86,7 a 75,5MtCO_{2eq}). Complessivamente dal 1990 le emissioni sono aumentate di circa 5 MtCO_{2eq}.
- Il gas naturale rappresenta la fonte di energia principale, coprendo il 50% dei consumi di energia finale (dato 2021).

Lo scenario di riduzione delle emissioni di gas serra

- Nello scenario ECCO-FF55 al 2030 le emissioni del settore sono pari a **36,2** MtCO_{2eq}, con una riduzione del 58% rispetto al 2005 (-48% vs 1990; -52% vs 2021). Il maggior contributo di riduzione riguarda le emissioni **del residenziale** per un **-61% rispetto al 2005**.
- Rispetto allo scenario PNIEC 2023 (che al 2030 prevede emissioni del settore pari a 48MtCO_{2eq}), lo scenario ECCO-FF55 evidenzia maggiore riduzione delle emissioni per **quasi 12** MtCO_{2eq} al 2030.
- **Rispetto al PNIEC**, lo scenario ECCO-FF55 **prevede una maggior elettrificazione dei consumi finali per effetto di una più rapida sostituzione dei sistemi di riscaldamento tradizionali con pompe di calore (esclusivamente) elettriche**.
- Nel residenziale il PNIEC prevede un tasso di riqualificazione dell'1,9% tra il 2021 e il 2030, rispetto allo scenario ECCO-FF55 che stima un **tasso crescente dal valore attuale di 0,37% al 4% al 2030**. L'**investimento** annuale medio tra 2024 e 2030 è stimato in **14 miliardi di euro**, e potrebbe essere in parte coperto dal gettito derivante da una riforma della fiscalità e parafiscalità delle tariffe elettriche e gas pari a 6 miliardi di Euro/anno. Solo nel 2022 il Superbonus ha attivato investimenti per 42 miliardi di euro.

Quali politiche per la decarbonizzazione

- Mentre il PNIEC **rimanda a una lista di misure correnti per le quali prevede una riforma** che nella maggior parte dei casi rimane **indicativa, non contribuendo dunque a informare i cambiamenti necessari** in quelle politiche climatiche che generano gli impatti più significativi sui costi pubblici, lo scenario ECCO-FF55 suggerisce misure mirate e sinergiche per favorire l'efficienza energetica e l'elettrificazione dei consumi:
 - **Per gli immobili privati:** Riforma dello schema di detrazioni fiscali
 - Estensione della misura almeno fino al 2030
 - Armonizzazione e razionalizzazione dei numerosi incentivi oggi in vigore
 - Premialità per interventi che raggiungono elevati risultati in termini di riduzione dei consumi e delle emissioni
 - Eliminazione dall'accesso alle detrazioni fiscali per le tecnologie, anche ibride, basate sui combustibili fossili

- Mantenimento della possibilità di cessione credito, finalizzata ad assicurare un accesso a tutte le fasce di reddito
- **Per gli immobili pubblici:**
 - **Fondo** dedicato alla riqualificazione dell'**edilizia residenziale pubblica e delle scuole**

Ulteriori politiche abilitanti

- Riforma della struttura tariffaria tra elettrico e gas: ad oggi il disequilibrio di oneri fiscali e parafiscali tra bolletta elettrica e gas favorisce i consumi di gas rallentando l'elettrificazione. Tale aspetto è completamente assente nel PNIEC
- Programmi di ricerca e formazione/aggiornamento rivolti a imprese edili e operatori di settore per garantire loro le conoscenze e le competenze necessarie al percorso di decarbonizzazione del settore
- Definizione di un sistema di indicatori per monitorare l'efficacia delle politiche e apportare eventuali modifiche in corso d'opera

Dopo trasporti e industrie energetiche, i settori del residenziale e terziario rappresentano il terzo settore, per emissioni, che, considerando l'intero periodo 1990-2021, costituiscono in media il 20% delle emissioni del settore Energia.

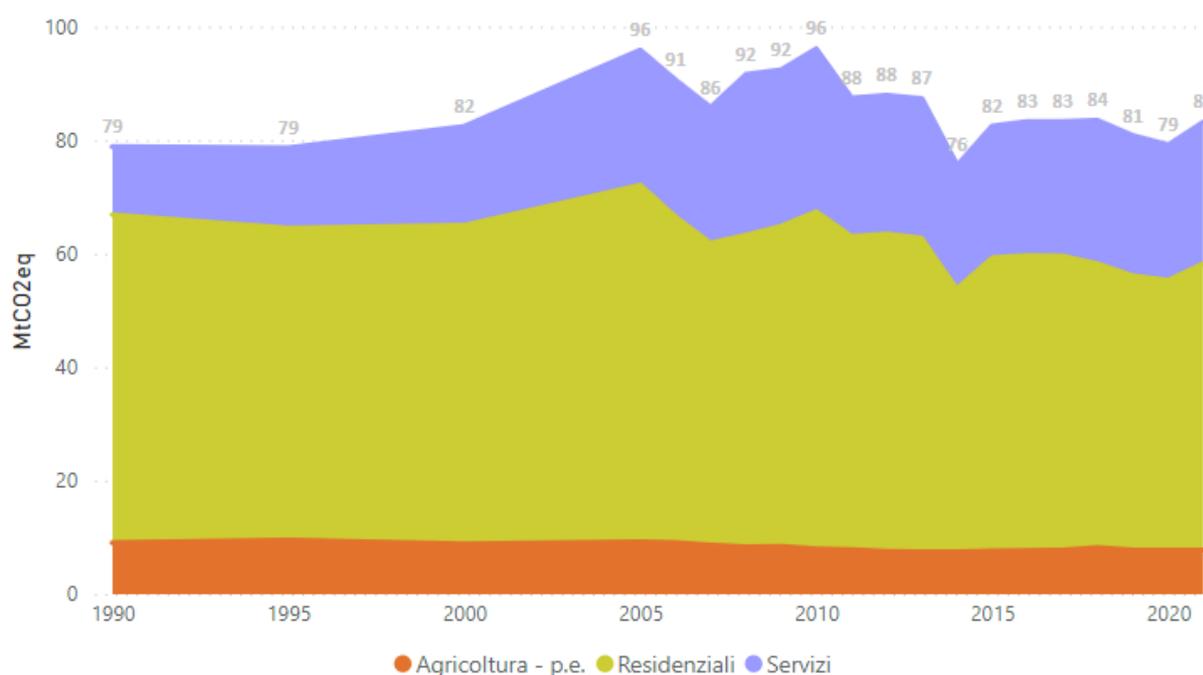


Figura 19 – Andamento delle emissioni di CO₂eq delle industrie energetiche dal 1990 al 2021. Agricoltura -p.e. rappresenta la quota di emissioni dovuta solo ai processi energetici.

Delle 75,5MtCO₂eq di emissioni registrate nel 2021 (+8% rispetto al 1990), il 67% è imputabile agli edifici residenziali; la rimanente parte è associata al settore commerciale/istituzionale, cresciuto in maniera significativa negli anni fino a costituire oggi oltre il 30% delle emissioni complessive. A livello assoluto, si nota una tendenza alla stabilità delle emissioni del settore, che ha registrato il picco di emissioni nel 2005, valore poco superiore al livello del 2010. Questo nonostante le ingenti risorse destinate alle politiche di incentivazione per l'efficienza energetica, avviate a partire dal 2007 e

ampliate nel 2020 con l'introduzione dell'aliquota della detrazione al 110%. Le emissioni assolute rimangono infatti stabili anche negli ultimi anni, con una riduzione stimata nell'ordine dell'1% a seguito dell'applicazione del cosiddetto Superbonus 110%.

Tale stagnazione dell'andamento emissivo del settore, nonostante gli ingenti costi economici per il paese, deriva dalla **mancata modifica** della **quota di combustibili fossili** destinati alla copertura dei consumi energetici, che **non ha subito sostanziali variazioni dal 2010 a oggi**. I consumi energetici del settore residenziale rimangono ancora oggi coperti per oltre il 50% dal gas naturale, seguito dai biocombustibili solidi (legna, pellet) per quasi il 20% e dall'energia elettrica con il 19%. Nel terziario quest'ultima copre una quota maggiore della domanda energetica, ma il gas naturale rimane la fonte primaria di energia con una copertura di oltre il 40% dei consumi.

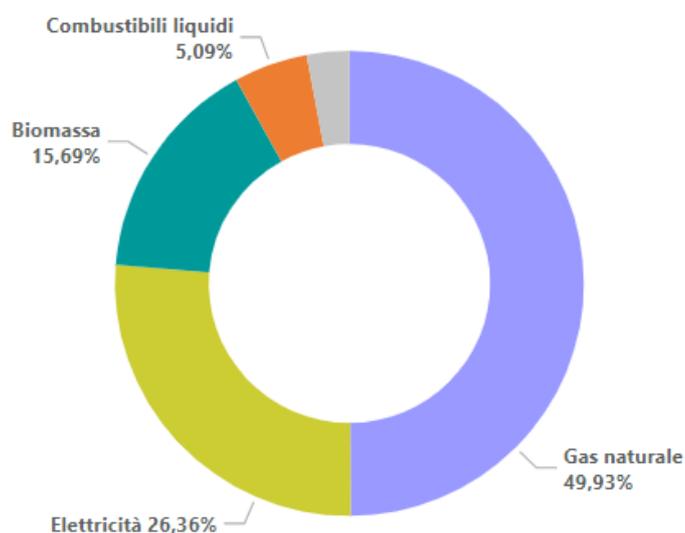


Figura 20 – Consumo di combustibili in % nel settore civile nel 2021.

Il patrimonio edilizio italiano è caratterizzato per oltre il 60% da edifici con più di 45 anni, tuttavia, contrariamente a quanto viene sollevato rispetto all'impossibilità di adeguare gli edifici 'storici' a standard di efficienza moderni, gli immobili costruiti prima del 1919 rappresentano appena il 15% dell'intero patrimonio. A questi si possono aggiungere quelli edificati tra il 1919 e il 1945 per un ulteriore 10%. Per queste categorie i lavori di ristrutturazione incontreranno maggiori criticità e dovranno tenere conto di particolari vincoli storico-architettonici, identificando soluzioni tecnico-impiantistiche progettate ad hoc, ma la maggior parte degli interventi dovrà interessare prioritariamente la quota parte costruita tra il 1950 e il 2000 con assenti o inadeguati criteri di efficienza energetica e caratterizzati da un elevato livello di dispersione termica⁹¹. Analizzando le classi energetiche, infatti, [dei 4,5 milioni di Attestati di Prestazione Energetica \(APE\) presenti del Sistema Informativo \(SIAPE\)](#), quasi il 55% identifica una classe superiore o uguale alla F, con emissioni annue di CO₂ stimate in 38,5 kgCO₂/mq.

La struttura patrimoniale rappresenta invece un vantaggio dal momento che vede un tasso di proprietà tra i più alti in Europa ([73% nel 2021](#)). Emerge, a fronte degli obiettivi di decarbonizzazione

⁹¹ Gli edifici costruiti tra il 1945 e il 2000 costituiscono il 66% dell'intero patrimonio edilizio italiano.

e del miglioramento della sicurezza nelle abitazioni, la **necessità di identificare una strategia di decarbonizzazione che guardi al lungo termine e che sia capace di raggiungere gli obiettivi clima ed energia in modo efficace dal punto di vista economico.**

5.2.1 DESCRIZIONE DELLO SCENARIO ECCO-FF55

Lo scenario ECCO-FF55 parte, anche nel settore civile, dalle emissioni da inventario UNFCCC del 2021, anno in cui il settore civile ha emesso 75,5 Mt di CO_{2eq}, di cui:

- 25,0 Mt di CO_{2eq} nel settore terziario;
- 50,5 Mt di CO_{2eq} nel settore residenziale.

Per quanto riguarda la domanda di energia, nel 2021 il settore civile ha consumato 47,9 Mtep, di cui 16,9 Mtep nel terziario e 31,0 Mtep nel residenziale. In entrambi i settori, il gas naturale rappresenta la fonte di energia principale.

Lo scenario pone l'attenzione sulle variabili con maggiore potenziale di decarbonizzazione:

1. il miglioramento dell'efficienza energetica, ipotizzando un tasso di riqualificazione energetica crescente lungo il periodo di analisi, e
2. l'elettrificazione dei consumi, attraverso la sostituzione dei sistemi di riscaldamento basati sui combustibili fossili con pompe di calore esclusivamente elettriche.

A differenza del PNIEC, lo scenario ECCO-FF55 ipotizza una **crescita più rapida del tasso di riqualificazione profonda**, e di conseguenza un maggior numero di mq riqualificati ogni anno, **e una più veloce diffusione delle pompe di calore elettriche in sostituzione di impianti tradizionali a fonte fossile.**

La simulazione proposta risente degli effetti sia dell'obiettivo vincolante a livello UE di riduzione dei consumi finali dell'11,7% rispetto allo scenario Primes Reference 2020, sia dall'obbligo di risparmio energetico annuale (corrispondente a una media annua dell'1,49%), che spingono il settore a proseguire un percorso verso una maggior efficienza energetica. A ciò si aggiunge l'effetto degli obiettivi FER che chiedono un aumento della quota di consumi finali coperta da rinnovabili, a partire dai servizi di raffrescamento e riscaldamento.

In questo contesto, per il settore residenziale lo scenario prevede un aumento del tasso di riqualificazione energetica: per le ristrutturazioni profonde⁹² ipotizza un incremento dall'attuale 0,37% fino al 4% al 2030, per effetto di politiche di incentivazione che premiano gli interventi di riqualificazione **con un approccio integrato in grado di raggiungere risultati elevati sia in termini di riduzione dei consumi che di emissioni**; per le altre tipologie di riqualificazioni mantiene costante l'attuale 1%⁹³. In quest'ottica, lo scenario riflette politiche restrittive verso i sistemi di riscaldamento con effetti negativi sulle emissioni climalteranti, soprattutto nelle aree urbane caratterizzate da livelli

⁹² Sono inseriti tra le ristrutturazioni profonde gli interventi che agiscono in modo integrato sull'edificio-impianto, generando un risparmio energetico annuo maggiore del 60%.

⁹³ Lo scenario considera come anno base di riferimento il 2022 e tiene conto degli interventi attivati dal Superbonus fino al 31.12.2022.

di qualità dell'aria particolarmente critici. Per questa ragione, lo scenario prevede una più veloce sostituzione degli impianti a petrolio/olio verso pompe di calore elettriche, al fine di innescare dinamiche per un profondo cambiamento del mix energetico, oggi ancora dominato dai combustibili fossili.

Inoltre, al contributo dell'efficienza energetica si aggiunge la spinta all'elettrificazione dei consumi tramite interventi "singoli" di sostituzione di impianti di riscaldamento a fonte fossile, dando priorità a quelli a petrolio/olio, con pompe di calore elettriche. Questi, che si aggiungono a quelli già inclusi tra gli interventi di riqualificazione profonda, permettono di riscaldare con energia termica prodotta da fonte rinnovabile un ulteriore 7,5% della superficie occupata totale entro il 2030.

Per il **settore terziario** lo scenario ECCO-FF55 prevede un **tasso di riqualificazione costante** lungo il periodo di analisi, poco superiore a quello stimato dalla Strategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale (STREPIN), allegata al PNIEC del 2019. Oltre agli obiettivi di efficienza energetica e FER, **la riduzione dei consumi del terziario è spinta dalle misure specifiche per il settore pubblico**: la direttiva efficienza energetica propone infatti un tasso di riduzione dei consumi finali degli edifici pubblici del 1,7% annuo, così come un tasso minimo di ristrutturazione della superficie di questi edifici del 3% annuo.

Infine, la simulazione considera anche l'effetto dell'aumento della temperatura media annuale sul fabbisogno termico, che al 2030 si stima possa consistere in una diminuzione dei consumi termici per complessivi 1.260 ktep (circa 140 ktep annui)⁹⁴, incidendo per un 10% sui risparmi energetici totali tra 2021 e 2030.

Nella simulazione proposta le emissioni di gas serra complessive al 2030 risultano pari a 36,1 Mt CO_{2eq}, con una riduzione del 58% rispetto ai livelli del 2005 (-48% vs 1990; -52% vs 2021) (Figura 27). I consumi di energia finale complessivi ammontano a 35,4 Mtep, il 26% in meno rispetto a quelli registrati nel 2021. La quota coperta dai combustibili fossili scende del 54% rispetto al 2021, con il **gas naturale che passa da 23,9 Mtep nel 2021 a 11,5 Mtep nel 2030, e altri combustibili liquidi che scendono sotto i 0,4 Mtep.**

⁹⁴ Per tale simulazione è stato preso in considerazione lo scenario RCP2.8, sulla base delle evidenze dell'Emissions Gap Report 2022 e il gradiente di temperatura stimato da ISPRA nella seguente pubblicazione: https://www.isprambiente.gov.it/files2018/pubblicazioni/rapporti/R_277_17_Consumienergetici_HDD.pdf

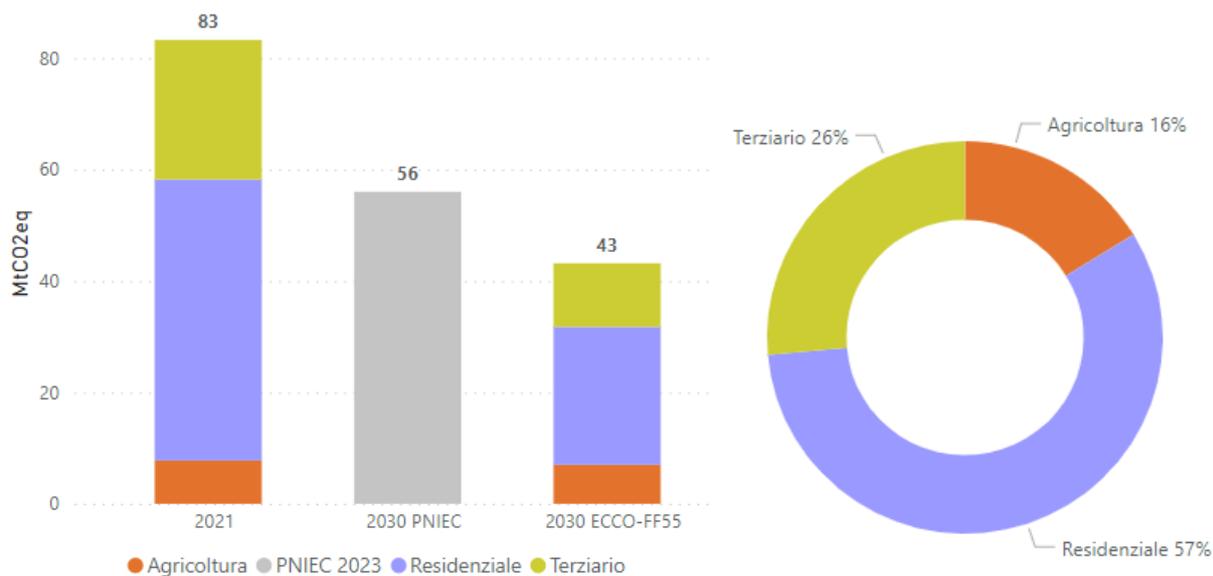


Figura 21 – Confronto delle emissioni di CO₂eq del settore residenziale. Tale settore, coerentemente con l'inventario nazionale e il PNIEC comprende i settori Residenziale, Terziario e Agricoltura energy al 2030 e contributi % nello scenario FF55.

Rispetto al PNIEC 2023, lo scenario ECCO-FF55 prevede un ulteriore contributo alla riduzione delle emissioni del 23% (Figura 20). La differenza è imputabile a una maggior spinta verso interventi di risparmio energetico e di elettrificazione dei consumi finali, attraverso **politiche che escludono dai meccanismi di incentivazione sistemi tradizionali a fonte fossile**. A differenza del PNIEC 2023, la discesa delle emissioni è più rapida nel periodo 2025-2030 anche rispetto al *trend* registrato per il 2021-2025. Questo per tenere conto di una fase di avvio iniziale, necessaria allo sviluppo e al lancio di un piano di ristrutturazione del parco immobiliare di lungo periodo e a un adeguato sviluppo del settore delle costruzioni e dell'impiantistica, esposto ad un periodo di apprendimento nell'utilizzo e installazione di tecnologie innovative. A tal fine è essenziale che le politiche abbiano un orizzonte di lungo periodo e diventino il più possibile strutturali.

Dal punto di vista energetico, i consumi del settore previsti al 2030 per lo scenario ECCO-FF55 risultano dell'ordine di 35,4 Mtep, contro i 41,0 stimati dallo scenario PNIEC 2023.

Nel settore residenziale (Figura 21) il gas naturale è il combustibile più interessato dalla contrazione dei consumi, con un taglio di circa il 48% rispetto al 2021. Contemporaneamente si assiste a un'**espansione del vettore elettrico, anche se relativamente contenuta in termini assoluti per effetto delle misure di efficienza energetica**. Il contributo della biomassa si assume rimanga pressoché costante, mentre **per i combustibili liquidi si profila una sensibile contrazione**. Il confronto con il PNIEC rimane limitato al solo consumo totale previsto al 2030, in quanto nel Piano è assente una stima dell'evoluzione del mix energetico sia per il settore residenziale che per il terziario.

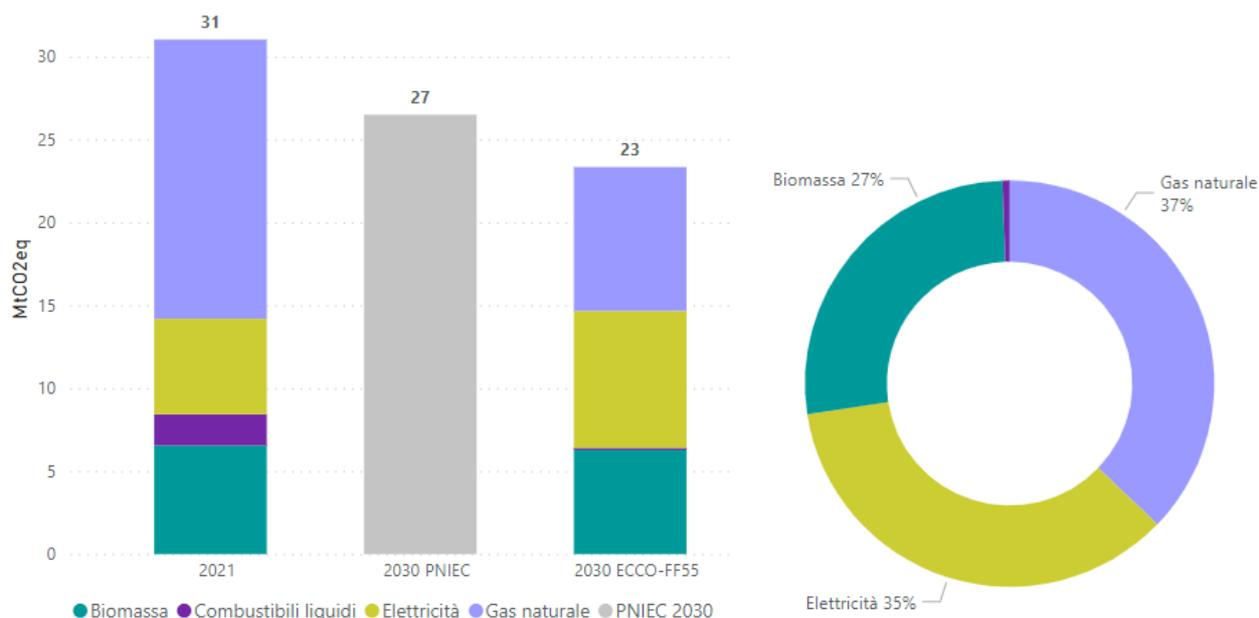


Figura 22 – Consumo finale di energia al 2030 per il settore residenziale e contributi % nello scenario ECCO-FF55.

Quest'ultimo si distingue già oggi per una spiccata elettrificazione, che raggiunge quasi il 50% dei consumi finali. Lo scenario ECCO-FF55 conferma la posizione centrale del vettore elettrico, che in termini assoluti sale di appena 0,2 Mtep, ancora una volta per l'effetto degli interventi mirati di promozione dell'efficienza energetica. Il gas naturale si contrae di circa il 59% rispetto al 2021, ridimensionando sensibilmente il suo peso nel mix energetico, così come le rimanenti fonti fossili. Al 2030 si ipotizza, inoltre, un contributo del biometano nel settore civile pari a circa 1 miliardo di mc.

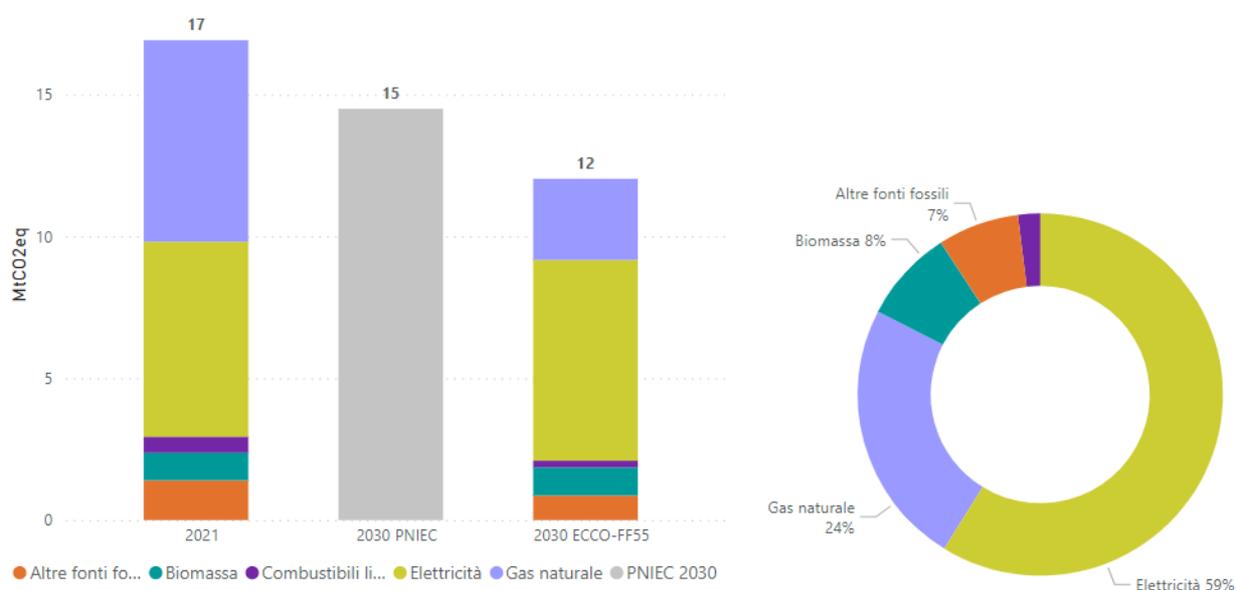


Figura 23 – Consumo finale di energia al 2030 per il settore terziario e contributi % nello scenario ECCO-FF55.

5.2.2 POLITICHE E MISURE ALLA BASE DELLO SCENARIO ECCO-FF55

Rispetto al corposo elenco di misure inerenti alla dimensione dell'efficienza energetica che il PNIEC richiama in toto anche nell'ultimo aggiornamento, l'analisi seguente si focalizza sulle misure con il maggior potenziale di impatto sul percorso di decarbonizzazione del settore e sull'eliminazione delle barriere all'elettrificazione degli usi finali. Tali misure sono state prioritariamente considerate nello sviluppo dello scenario ECCO-FF55.

Detrazioni fiscali per le abitazioni private

L'Italia ha uno schema di detrazioni fiscali dedicato al recupero del patrimonio edilizio dal 1998, e uno rivolto all'efficientamento energetico dal 2007, anno di entrata in vigore dell'Ecobonus. Quest'ultimo è stato ulteriormente rafforzato nel 2020 con l'introduzione dell'aliquota al 110% (Superbonus). Nonostante gli investimenti attivati – solo nel 2022 ammontano a oltre 42 miliardi - il trend di riduzione delle emissioni non risulta sufficiente al raggiungimento degli obiettivi 2030. Da analisi ormai consolidate, **l'Ecobonus risulta poco mirato al risparmio e alla diminuzione delle emissioni**, almeno guardando al costo per tonnellata di CO₂ abbattuta, proprio perché slegato da qualsiasi misura della riduzione effettiva dei consumi (post-intervento). Ciò è ancora più valido per i bonus sulle ristrutturazioni generiche (Bonus Casa), che mancano totalmente di condizionalità rispetto agli obiettivi di efficienza energetica.

In soli due anni con il Superbonus sono stati ammessi a detrazione oltre 88 miliardi di euro (settembre 2023), più del doppio degli investimenti attivati dal 2014 al 2021 con l'Ecobonus. Ricordiamo che lo strumento è stato introdotto durante la crisi pandemica legata al Covid 19 per promuovere un settore chiave dell'economia italiana, ossia quello delle costruzioni, andando a sostenere il PIL nel contesto della crisi. Non è stata una misura mirata all'efficienza e alla decarbonizzazione delle abitazioni. In termini di risparmio energetico unitario ha generato un costo per le casse pubbliche non trascurabile: circa 6 Euro/kWh/anno rispetto ai 2,8 Euro/kWh/anno dell'Ecobonus.

Secondo [l'analisi dell'Ufficio Parlamentare di Bilancio](#), nel 21,4% degli interventi conclusi entro il 2022 (pari a circa 20 miliardi) si è conseguita una riqualificazione energetica profonda, corrispondente cioè a risparmio energetico medio superiore all'82%. Inoltre, circa il 60% delle unità coinvolte si trovava nelle classi energetiche più basse G e F, e nella metà dei casi, grazie agli interventi, hanno raggiunto la classe più alta A (in percentuale variabile da A1 a A4). L'Ufficio Bilancio stima, inoltre, che il 21,5% delle unità immobiliari riqualificate sia in grado di generare il 70% dei risparmi annui totali, assorbendo il 28% delle risorse investite. **Indirizzare prioritariamente le risorse verso gli interventi che garantiscono una riduzione dei consumi maggiore, a partire dagli edifici con le prestazioni energetiche peggiori**, che mostrano i maggiori potenziali di risparmio, anche in ottica di allineamento alla [Direttiva Europea EPBD](#), è quanto più necessario. Tale urgenza di ottimizzazione emerge anche dall'ultimo rapporto [“Le emissioni di gas serra in Italia: obiettivi di riduzione e scenari emissivi”](#) pubblicato da ISPRA, secondo il quale le politiche correnti (incluse quelle individuate dal PNRR, tra cui il Superbonus) il settore edilizio sarà in grado di raggiungere una riduzione delle emissioni di appena l'1% (rispetto a quanto si avrebbe senza interventi) con un trend che, considerando l'inerzia storicamente registrata dal settore, risulta insufficiente al conseguimento degli obiettivi 2030. L'analisi di ISPRA mostra come **con le misure oggi in vigore il gas naturale rimarrebbe la principale fonte tra i vettori energetici utilizzati nel settore**. Il significativo costo degli interventi e la loro durata nel tempo (e.g., l'installazione di un nuovo sistema impiantistico ha presumibilmente un ciclo di vita di 25-30 anni) impongono un maggior allineamento tra interventi

di efficienza energetica ed obiettivi di decarbonizzazione, in cui, in virtù della necessaria uscita dai combustibili fossili, il mantenimento del gas naturale come fonte di energia principale rappresenta un problema.

Al fine di una riforma del Decreto-Legge n.63/2013 sulle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica che sia più funzionale rispetto alla decarbonizzazione del settore, si ritiene necessario che questa avvenga secondo i seguenti criteri:

- **Sicurezza dello strumento con l'estensione dell'orizzonte temporale per le detrazioni fiscali almeno fino al 2030**, in linea con gli obiettivi 2030 di riduzione dei consumi e delle emissioni; questo per permettere una programmazione degli interventi ed evitare fenomeni inflazionistici e speculatori;
- **Armonizzazione dei diversi schemi esistenti** (ecobonus, bonus casa, bonus mobili, bonus facciate, etc.) per meglio indirizzare le risorse verso interventi di efficienza energetica;
- Introduzione di **premieria a sostegno di interventi con un significativo impatto sulla riduzione delle emissioni e sull'efficientamento nell'uso dell'energia** (i.e., riqualificazioni profonde che garantiscono risparmi oltre il 60% e il progressivo abbandono dai combustibili fossili). Ad esempio, nel lavoro abbiamo ipotizzato le seguenti aliquote:
 - nel caso di riqualificazioni profonde:
 - per gli edifici multifamiliari: 90% fino al 2025, 75% nel periodo 2026-2030
 - per gli edifici monofamiliari: 65% fino al 2025, 50% nel periodo 2026-2030
 - nel caso di ristrutturazioni parziali:
 - per gli edifici multifamiliari: 50% fino al 2025, 36% nel periodo 2026-2030
 - per gli edifici monofamiliari: 36% fino al 2025
- Valutazione e introduzione all'interno degli Attestati di Prestazione Energetica (APE) di una stima delle emissioni climalteranti pre e post-intervento;
- **Esclusione dalle spese ammissibili all'agevolazione fiscale i sistemi di riscaldamento che utilizzano combustibili fossili**, quali le caldaie a condensazione a gas e gli impianti ibridi;
- Applicazione dell'aliquota fiscale massima per gli interventi di sostituzione del sistema di riscaldamento con tecnologie *carbon-neutral* se ricadenti in zone territoriali non servite dalla rete gas, o con livelli di qualità dell'aria particolarmente scarsi;
- Eliminazione della distinzione tra interventi trainanti e trainati. Lo schema di incentivazione deve valutare gli interventi nel loro complesso rispetto sia alla riduzione dei consumi che delle emissioni e deve essere rivolto esclusivamente agli interventi con un impatto positivo su quest'ultime;
- Mantenimento del meccanismo di cessione del credito quale strumento necessario per una maggiore accessibilità sociale alle incentivazioni, sia per supportare i redditi più bassi sia per favorire l'efficienza energetica anche nelle abitazioni in locazione.

Fondo dedicato al settore pubblico

La nuova [Direttiva sull'Efficienza Energetica](#) (EED) chiede al settore pubblico di assumere un ruolo di guida in materia di efficienza energetica, facendo da volano per stimolare la trasformazione del mercato verso prodotti, edifici e servizi più efficienti, e indurre cambiamenti di comportamento dei cittadini e delle imprese relativamente al consumo di energia. Secondo l'articolo 5 della EED gli enti pubblici sono chiamati a pianificare azioni di risparmio energetico in scuole, centri di assistenza, residenze sanitarie assistenziali, alloggi protetti e alloggi sociali, con l'obiettivo di migliorare la qualità dell'ambiente interno e dare un supporto alle famiglie in condizioni di povertà energetica.

Con 500 mila alloggi, l'edilizia residenziale pubblica rappresenta oggi il 2% del patrimonio residenziale italiano. Secondo stime di letteratura⁹⁵, un piano per la riqualificazione di questi immobili, unito a un programma per aumentarne il numero – 650 mila sono le famiglie in lista d'attesa per una casa popolare⁹⁶ – richiederebbe un investimento che si aggira attorno ai 15-20 miliardi di euro. Queste tipologie edilizie, nonché gli edifici scolastici, necessitano di un supporto maggiore e dedicato, al fine di superare le barriere economiche (es. dilemma proprietario-affittuario⁹⁷, impossibilità di accesso al credito, etc.), informative e culturali (es., mancanza di informazioni sia delle tecnologie disponibili, sia delle disponibilità di finanziamento a cui accedere) che rendono ancora più difficile la penetrazione dell'efficienza energetica e del risparmio tra le classi di reddito più basso. Parte delle risorse del Fondo Sociale per il Clima potrebbero essere dedicate proprio alla riqualificazione dell'edilizia residenziale pubblica.

Allo stesso tempo, per riqualificare l'intero parco edilizio scolastico, consistente in 56 mila edifici per un totale di oltre 84 milioni di mq, si stima siano necessari investimenti per 40 miliardi di euro. Di questi la prima metà da erogare entro il 2030 nello scenario ECCO-FF55 per mantenere un tasso di riqualificazione del 5% annuo.

Per queste due tipologie edilizie, scuole e case popolari, si propongono **misure dedicate con copertura del 100% delle spese sostenute**. Le risorse necessarie potrebbero essere erogate in parte attraverso finanziamenti a fondo perduto, utilizzando i fondi già previsti nel PNIEC, e in parte attraverso un fondo alimentato in maniera continuativa dal valore delle attuali bollette energetiche debitamente scontate per tenere conto di una percentuale minima di risparmio.

Fiscalità e parafiscalità tra bolletta elettrica e gas

Insieme alla presenza di incentivi fiscali, **i costi energetici rappresentano la variabile con il maggior impatto sulla sostenibilità economica delle diverse opzioni tecnologiche**, in particolare in riferimento alla climatizzazione invernale. Per esempio, con la struttura tariffaria attuale, e senza considerare l'accesso a detrazioni fiscali, solo nel caso di un elevato fabbisogno energetico di partenza, la soluzione complementariamente elettrica (pompa di calore elettrica, pavimento radiante, impianto fotovoltaico e piano a induzione) genera un flusso di cassa capace di pareggiare l'investimento iniziale, il costo dell'energia e i costi di manutenzione.

La tariffa elettrica è maggiormente gravata di oneri fiscali e parafiscali rispetto alla tariffa gas.

Questo determina un segnale di prezzo che disincentiva il consumatore finale a dotarsi di apparecchiature elettriche per soddisfare il proprio fabbisogno termico (riscaldamento e cucina), rallentando il necessario processo di elettrificazione e aumentando il tempo di ritorno dell'investimento. Il disequilibrio è determinato dal fatto che la tariffa elettrica comprende sia gli oneri dovuti all'ETS nella fase di produzione sia l'intero costo per lo sviluppo pregresso degli impianti a fonte rinnovabile. Nel settore gas, al contrario, i programmi per l'efficienza energetica sono per la maggior parte finanziati dalla fiscalità generale.

⁹⁵ Ruggieri G., Zangheri P. (2020). <https://fondazionefeltrinelli.it/ossigeno-per-la-crescita/>

⁹⁶ https://www.forumdisuaglianzediversita.org/wp-content/uploads/2023/07/FORUMDD_Report-110-per-cento-DEF.x87346.pdf

⁹⁷ Il 41% delle famiglie in povertà abita in affitto, contro una media nazionale del 18%.

https://www.forumdisuaglianzediversita.org/wp-content/uploads/2023/07/FORUMDD_Report-110-per-cento-DEF.x87346.pdf

A condizione ordinarie di mercato, ossia a valori precrisi energetica 2021-2022, **nella bolletta elettrica un utente domestico paga componenti fiscali e parafiscali per 22,9 €/GJ a fronte di 7,7 €/GJ applicati alla bolletta gas.** Durante la crisi energetica 2021-2022, grazie all'azzeramento degli oneri generali di sistema nella bolletta elettrica, tale disequilibrio ha visto una riduzione. Tuttavia, dal secondo trimestre 2023 gli oneri generali sono stati riattivati, mentre l'IVA al 5% sui consumi gas (anziché al 10-22%) prorogata. **Questo ha incrementato ulteriormente il divario di oneri fiscali e parafiscali a favore del gas rispetto all'elettrico,** disincentivando non solo l'elettrificazione, ma continuando a fornire un aiuto alla bolletta gas, che rimane indiscriminato in termini di impegno al risparmio e all'efficienza e rispetto all'effettiva necessità del soggetto beneficiario. In questo senso, nel caso di nuovi rialzi di prezzo delle materie prime, per effetto di dinamiche di mercato, i meccanismi di supporto non devono incentivare comportamenti incoerenti con la decarbonizzazione e l'efficientamento dei consumi. Essi non devono essere proporzionali al consumo, ma rappresentare un contributo in quota fissa legato a una valutazione reddituale/patrimoniale della situazione economica del percettore.

A queste condizioni, comuni a diversi Paesi europei, la penetrazione delle tecnologie elettriche, nonostante gli importanti incentivi, è destinata a rimanere limitata. Per mitigare tale barriera, l'Europa ha proposto, a partire dal 2027, o 2028 nel caso di prezzi dell'energia eccezionalmente alti, di estendere il sistema di scambio di quote di emissione ETS anche al riscaldamento domestico (ETS II). La capacità di tale misura di fornire un segnale di prezzo più favorevole ai consumi elettrici sarà limitata così come gli impatti sul consumatore finale - secondo le stime si tratterebbe di un aumento medio di spesa mensile per riscaldamento di 10 euro a famiglia⁹⁸. Un riequilibrio delle componenti fiscali e parafiscali tra la bolletta elettrica e quella gas avrebbe un impatto più rilevante.

In questo senso, lo scenario tiene conto dell'effetto positivo di una riforma della fiscalità e parafiscalità, in particolare quella relativa ai prodotti energetici, strumento coerente e virtuoso, rispetto al percorso di integrazione dei sistemi energetici per accompagnare famiglie e imprese negli sforzi di decarbonizzazione, efficienza e indipendenza energetica. Nel lavoro svolto si è ipotizzata una riforma delle strutture tariffarie gas ed elettrico, capace di generare un gettito da destinare al **finanziamento delle misure di decarbonizzazione, quali l'Ecobonus, e dare loro una stabilità nel tempo.**

Una riforma della struttura tariffaria delle bollette dovrebbe tenere in considerazione i seguenti principi:

- Essere funzionale ed efficace rispetto alla strategia di decarbonizzazione, tenendo conto del contenuto emissivo del prodotto, in coerenza con i beni energetici degli altri settori;
- Porre particolare attenzione agli impatti economici e sociali grazie alla elaborazione di proposte in favore delle fasce di reddito più basse e vulnerabili che non hanno accesso a capitali sufficienti per la transizione;
- Assicurare la competitività delle imprese e l'innovazione del sistema produttivo, attraverso una visione prospettica degli oneri fiscali e parafiscali da un lato e delle risorse a disposizione per la decarbonizzazione dall'altro;
- Fornire un disegno quanto più possibile stabile nel tempo in maniera da avere una previsione del gettito pubblico a fronte di un progredire degli obiettivi di decarbonizzazione;

⁹⁸ [Dall'Ets 2 aumenti minimi, 7 euro al mese su carburanti - Sviluppo sostenibile e digitale - ANSA.it](#)

- Garantire coerenza con le riforme concordate a livello europeo e armonizzarsi con la normativa europea, sia per le componenti legate ai meccanismi di mercato sia per quelle regolate.

Misure locali per l'uscita dalle fossili nel riscaldamento

Lo scenario ECCO-FF55 prevede un'accelerazione del processo di uscita dai combustibili fossili più inquinanti (combustibili liquidi, quali petrolio e gasolio) attraverso una spinta nella penetrazione delle pompe di calore elettriche come sistema di riscaldamento primario, in sostituzione delle più tradizionali e meno efficienti caldaie a olio. Questo, non solo in ragione degli obiettivi climatici, ma come azione di mitigazione della scarsa qualità dell'aria che in alcune zone della penisola raggiunge per un elevato numero di giorni livelli particolarmente critici⁹⁹. L'inquinamento atmosferico genera, infatti, importanti impatti negativi sulla salute, aumentando il rischio di morti premature e di malattie quali ictus, malattie cardiache e polmonari. L'Italia, che all'interno dell'UE paga il prezzo più alto in termini di morti premature¹⁰⁰, ha quindi necessità di ridurre i valori dei principali inquinanti (particolato, biossido di azoto e ozono), anche in vista della nuova Direttiva UE sulla qualità dell'aria che riduce i valori limite al 2030 e 2035.

Oltre al trasporto, alle attività agricole e industriale, anche il riscaldamento domestico concorre alle emissioni dei diversi inquinanti, in particolare del particolato fine PM_{2,5}, particolarmente elevato, ad esempio, in Pianura Padana – l'area italiana più a rischio.

Per questa ragione, lo scenario ECCO-FF55 considera prioritario da parte dei Comuni caratterizzati da livelli di inquinanti a rischio, avviare la **programmazione di un piano per l'uscita dai combustibili fossili più inquinanti a partire dal riscaldamento domestico**. In questo senso, emerge la necessità di un coordinamento tra i ministeri competenti, le agenzie di ricerca e i Comuni per favorire l'adozione di tale piano e introdurre un incentivo premio (es. aliquota massima) per gli edifici ricadenti in questi Comuni. In questa misura si propone di includere anche i Comuni e le aree non ancora metanizzate, nelle quali il passaggio all'elettrico potrebbe avvenire in maniera più diretta.

Misure per il superamento delle barriere non economiche

L'eterogeneità e la complessità del settore civile, così come il successo di un piano di decarbonizzazione per il patrimonio immobiliare italiano, richiede un elevato livello di competenza e professionalità di tutti gli attori coinvolti: dal tecnico comunale, al progettista/certificatore, all'operaio edile, all'impiantista, al funzionario di banca, all'amministratore, fino al proprietario. Serve sviluppare un impianto organizzativo che, coinvolgendo i diversi attori interessati, riesca a raggiungere al 2030 un elevato grado di maturità e velocità di implementazione. Da qui la necessità di investire nella **preparazione di personale tecnico qualificato a livello locale** (già ora insufficiente a gestire in maniera fluida il carico amministrativo legato alle opere pubbliche); sviluppare programmi di ricerca e di **formazione** rivolti a imprese edili e operatori di settore per individuare le soluzioni tecnologiche più affidabili, che siano allineate al percorso di decarbonizzazione e di rapida installazione; fornire corsi di aggiornamento per gli amministratori di condominio per velocizzare le procedure di approvazione degli interventi e di richiesta del permesso di costruire.

⁹⁹ <https://discomap.eea.europa.eu/atlas/?page=Air-pollution>

¹⁰⁰ <https://ambientenonsolo.com/la-valutazione-del-rischio-sanitario-per-la-qualita-dellaria-dellagenzia-europea-per-lambiente/>

5.2.3 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 con distinzione tra residenziale e terziario. Fonte: ISPRA
- Consumo di energia primaria e finale per fonte. Fonte: MASE/Eurostat
- Intensità emissiva per consumo finale di energia del settore. Fonte: ISPRA
- Tasso di elettrificazione del settore. Fonte: ISPRA
- Quota di energia rinnovabile per la climatizzazione estiva e invernale. Fonte: GSE/MASE
- Numero di edifici (o superficie in mq) riqualificati per tipologia; tasso di riqualificazione per tipologia di intervento (basso, medio, profondo). Fonte: ENEA
- Numero di impianti per la climatizzazione installati ex-novo e sostituiti con sistemi ad alimentazione elettrica, sia in numero che in potenza (MW-kW). Fonte: ENEA

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

- Consumo di energia finale per tipologia edilizia e per servizio reso (kWh/mq). Fonte: MASE/ENEA
- Costo energetico medio per differenti tipologie di consumatore. Fonte: ARERA
- Costo medio delle riqualificazioni per tipologia di intervento. Fonte: da valutare
- Risorse pubbliche indirizzate alla riqualificazione degli immobili. Fonte: MEF
- Numero di sportelli unici per capita. Fonte: da valutare
- Numero di edifici aventi uno smart meter. Fonte: da valutare (Enel/Terna?)
- Percentuale di pompe di calore elettriche sulla produzione di sistemi di climatizzazione. Fonte: Anima

5.2.4 STIMA DEL FABBISOGNO DI INVESTIMENTO

Nel settore residenziale le riqualificazioni energetiche (profonde e parziali) previste dallo scenario ECCO-FF55 nel periodo 2023-2030 determinano un investimento stimato complessivamente in 193 miliardi di euro. Di questi la quota pubblica è pari al 53%, ossia 103 miliardi di euro. Annualmente (7 anni a partire dal 2024) l'investimento pubblico è di oltre 14 miliardi di euro. A questi vanno ad aggiungersi le risorse necessarie per la riqualificazione energetica dell'edilizia scolastica, corrispondenti complessivamente a 20 miliardi di euro, e per il settore terziario pari a 55 miliardi tra edifici commerciali e ad uso ufficio (di questi il 23% è della Pubblica Amministrazione). Il totale della spesa pubblica annuale è stimato in 5,7 miliardi di euro (include scuole e uffici della PA).

Una quota della spesa pubblica annua potrebbe essere coperta a partire da una riformulazione dell'attuale struttura fiscale e parafiscale della bolletta gas ed elettrica, come descritto in precedenza. Il gettito stimato che potrebbe essere destinato al finanziamento dell'efficienza energetica, a partire da una revisione della fiscalità e parafiscalità delle tariffe, che non aumenti le voci di costo già oggi presenti in bolletta, è di 5,8-6,0 miliardi di euro/anno. A questo si vanno ad aggiungere le entrate dal

nuovo sistema ETS II, che, da un'analisi preliminare con un prezzo della CO2 di 45 euro/tCO2, possono corrispondere a 2,1 miliardi di Euro/anno. Oltre a questo, è possibile ipotizzare un contributo da fondi europei, in particolare dai fondi PNRR, nel caso in cui si crei lo spazio per una loro riallocazione, e dal fondo sociale per il clima (Social Climate Fund) a partire dal 2026 per quello che riguarda la protezione dagli impatti sociali rispetto alla povertà energetica.

BOX 3 – LA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI SOCIO-ECONOMICI DELLA TRANSIZIONE – I BONUS PER L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO

Il diritto all'abitazione, inteso come diritto economico, sociale e culturale a un adeguato alloggio e riparo secondo l'ONU consegue a garantire un tenore di vita sufficiente ad assicurare la salute e il benessere proprio e della propria famiglia, ed è un diritto fondamentale della persona (Corte costituzionale, sent. N. 119 del 24 marzo 1999). Una strategia per la riqualificazione dell'ambiente costruito non può quindi non includere la dimensione sociale nelle proprie valutazioni e nella definizione delle misure di policy. Eppure, l'attenzione agli impatti sociali delle politiche di riqualificazione degli immobili è particolarmente scarsa nel PNIEC, che non coglie l'opportunità di coniugare transizione energetica e lotta alle diseguaglianze, integrando gli obiettivi di decarbonizzazione verso interventi che migliorino la qualità della vita delle persone e promuovano lo sviluppo dei territori più fragili.

L'Italia ha introdotto politiche di incentivazione fiscale per il recupero del patrimonio immobiliare a partire dal 1998, ampliandole dal 2007 alla promozione dell'efficienza energetica. Queste, dal bonus casa fino all'ecobonus, sono politiche di tipo distributivo che tendono ad avere un **carattere regressivo**, ossia beneficiano maggiormente i contribuenti con un patrimonio immobiliare e con un reddito medio-alto, che dispongono di liquidità e di capacità fiscale sufficiente per poter scaricare la detrazione. Grazie ai meccanismi dello sconto in fattura e della cessione del credito e all'aliquota del 110%, con il Superbonus si è registrata una, seppure parziale, maggior progressività nella redistribuzione delle risorse. Anche chi non aveva disponibilità per anticipare la spesa, chi era incapiente, o chi non era proprietario di casa ha potuto accedere all'incentivo. Tuttavia, la permanenza di una detrazione a copertura totale della spesa e la possibilità di cedere il credito a terzi non sono meccanismi che le casse pubbliche possono sostenere a lungo; e infatti sono stati modificati e limitati a partire dal 2023. L'effetto regressivo di questi meccanismi, che ricordiamo necessitano di una riforma per allocare meglio le risorse verso gli obiettivi di decarbonizzazione, così da essere leva efficace per gli investimenti privati e per la strutturazione di un'intera filiera atta al percorso richiesto, è una loro caratteristica intrinseca. Ma in una fase di immaturità tecnica e tecnologica gli incentivi, adeguatamente pianificati in funzione delle diverse fasi del processo di innovazione, sono **funzionali a favorire la “curva di apprendimento” delle tecnologie**. In altre parole, accelerano la riduzione dei costi di produzione e di installazione delle nuove tecnologie, così che grazie all'economia di scala queste diventino accessibili a tutte le classi di reddito.

Il problema della lotta alla povertà energetica, e più in generale della “deprivazione abitativa”, è un problema ben più complesso, anche solo nell'identificazione, che non può essere affrontato esclusivamente con i bonus edilizi e con una differenziazione delle detrazioni in virtù dell'ISEE di riferimento. L'effetto sarebbe marginale e non esaustivo a ridurre efficacemente il fenomeno. È necessaria una strategia pluriennale e un piano per l'abitare in una logica sistemica e duratura che risponda non solo alle esigenze di decarbonizzazione, ma che rispecchi anche i criteri di giusta transizione, e che lavori per area geografica, inserendo la riqualificazione del patrimonio immobiliare all'interno di una strategia più ampia di rigenerazione urbana degli spazi di vita collettiva di interi quartieri. Il Fondo Sociale per il Clima o il Fondo di Rigenerazione Urbana hanno proprio questo obiettivo e possono rappresentare fonti di finanziamento.

5.3 SETTORE TRASPORTI

Le caratteristiche principali del settore trasporti

- Nel 2021 le 103,3MtCO₂eq di emissioni dei trasporti rappresentano il 24,5% delle emissioni nazionali di gas serra. Il 93% è imputabile al trasporto su gomma, con il prevalere delle emissioni da mobilità privata su auto (60%). Le emissioni dei trasporti sono aumentate rispetto al 1990.
- Il parco auto circolante nazionale conta poco meno di 40 milioni di veicoli. Nel 2022, in Italia il tasso di motorizzazione è di 672 auto ogni 1000 abitanti, il secondo più alto in Europa. La penetrazione nella flotta di veicoli elettrici puri a batteria è molto rallentata rispetto alle principali economie europee, con un tasso medio annuo di nuove immatricolazioni inferiore al 4%, contro una media europea oltre il 10%.
- Il 77,6% degli spostamenti dei cittadini avviene su scala urbana in una fascia di distanza compresa tra 2 e 10 km. Il 60% circa degli spostamenti sono sistematici nel corso della settimana feriali.

Lo scenario di riduzione delle emissioni di gas serra

- Nello scenario ECCO-FF55 al 2030 le emissioni del settore dei trasporti sono pari a 64,1 MtCO₂eq, con una riduzione del 50% rispetto al 2005. Il maggior contributo di riduzione riguarda le emissioni del trasporto su strada (-51,5% rispetto al 2005).
- Rispetto allo scenario PNIEC 2023 (che al 2030 prevede emissioni del settore pari a 76,8 MtCO₂eq), lo scenario ECCO-FF55 evidenzia maggiore riduzione delle emissioni per 12,8 MtCO₂eq al 2030.
- Lo scenario PNIEC prevede 4,3 milioni di auto BEV in circolazione al 2030, mentre lo scenario ECCO-FF55 ne prevede al massimo 3,5 milioni, in considerazione dell'andamento storico delle vendite e **nell'ipotesi di un rinnovato e più incisivo schema di incentivi all'acquisto.**
- Lo scenario PNIEC ipotizza il 10% di veicoli in meno nel parco circolante e una riduzione del 15% medio di percorrenze chilometriche rispetto al 2021. Il PNIEC non quantifica puntualmente queste riduzioni di tasso di motorizzazione e di domanda attesa di mobilità privata.
- In assenza di altre fonti ufficiali, lo scenario ECCO-FF55 considera la stessa quantità di biocarburanti prevista dal PNIEC. Si offre, tuttavia, un'**analisi di sensitività** rispetto ai potenziali ipotizzati nel PNIEC e le conseguenze sullo scenario di riduzione delle emissioni.
- Sul settore navale, si sono ipotizzati l'effetto combinato delle misure di elettrificazione delle banchine portuali previste da PNRR e di parziale sostituzione della flotta dei traghetti per trasporto passeggeri.

Quali politiche per obiettivo

- Mentre il PNIEC **rimanda a politiche correnti**, nello scenario ECCO-FF55 si valutano gli effetti di pacchetti di misure mirate e sinergiche per favorire l'elettrificazione della flotta di veicoli stradali e la riduzione della domanda di trasporto privato:
 - **Obiettivo elettrificazione del parco circolante:**
 - Ecoincentivi mirati all'acquisto di soli veicoli elettrici (BEV *Battery Electric Vehicle*).
 - Incentivi fiscali alle imprese per l'elettrificazione delle flotte aziendali.
 - Estensione della rete di ricarica elettrica pubblica veloce.
 - Razionalizzazione della fiscalità dell'auto.
 - **Obiettivo riduzione domanda (numero e percorrenze veicoli):**
 - Razionalizzazione della fiscalità dei carburanti.
 - Incremento delle dotazioni infrastrutturali e di mezzi pubblici e alternativi all'auto privata per la mobilità sostenibile.
 - Regolamentazione della circolazione urbana dei veicoli inquinanti.

Politiche abilitanti prioritarie

- **Indirizzo mirato delle risorse pubbliche:**
 - **Riforma del DPCM 6 aprile 2022** per il sostegno alla vendita di soli veicoli elettrici BEV, con premialità per fasce di reddito ed efficienza dei veicoli e agevolazioni per l'installazione di *Wallbox* private e domestiche per la ricarica.
 - **Riforma della fiscalità per le auto aziendali** (deducibilità, detraibilità e tassazione dei fringe benefit) in uno schema premiale in relazione a minori parametri emissivi dei veicoli, ovvero 100% di deducibilità per veicoli BEV.
 - **Riforma della fiscalità dell'auto** (immatricolazione e proprietà) adottando criteri di progressività in relazione a parametri emissivi dei veicoli.
- **Misure regolatorie – coerenza del quadro di governance**
 - **Aggiornamento del PNIRE** (Piano Nazionale sulle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici), e completamento dell'installazione delle infrastrutture di ricarica veloci e ultraveloci previste dalla Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3 del PNRR.
 - **Completamento delle opere** e interventi previsti con le risorse del Piani Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) per la Missione 2 Componente 2 e Missione 3 Componenti 1 e 2, oltre che del Piano Nazionale Complementare, del Fondo Sociale di Coesione, della Legge di Bilancio 2022.
 - **Superamento dei ritardi nell'attuazione delle misure regolatorie in materia di limitazione della circolazione per veicoli inquinanti**, ai sensi dell'art.7 comma 9 del Codice della Strada modificato dal Decreto Legge 78 del 2022 (art. 7.1).

Nel 2021 il settore dei trasporti registra 103,2 MtCO₂eq di emissioni, pari al 24,5% del totale nazionale¹⁰¹, in crescita dell'1% rispetto al 1990. Il 93% è imputabile al trasporto su strada, con il prevalere delle emissioni auto (60%), camion e bus (19%), veicoli commerciali leggeri (11%), moto (3%).

¹⁰¹ Considerando le sole emissioni energetiche, dunque al netto delle emissioni di processo tipiche dell'industria, il trasporti sono il primo settore per emissioni, con il 31% del totale nazionale.

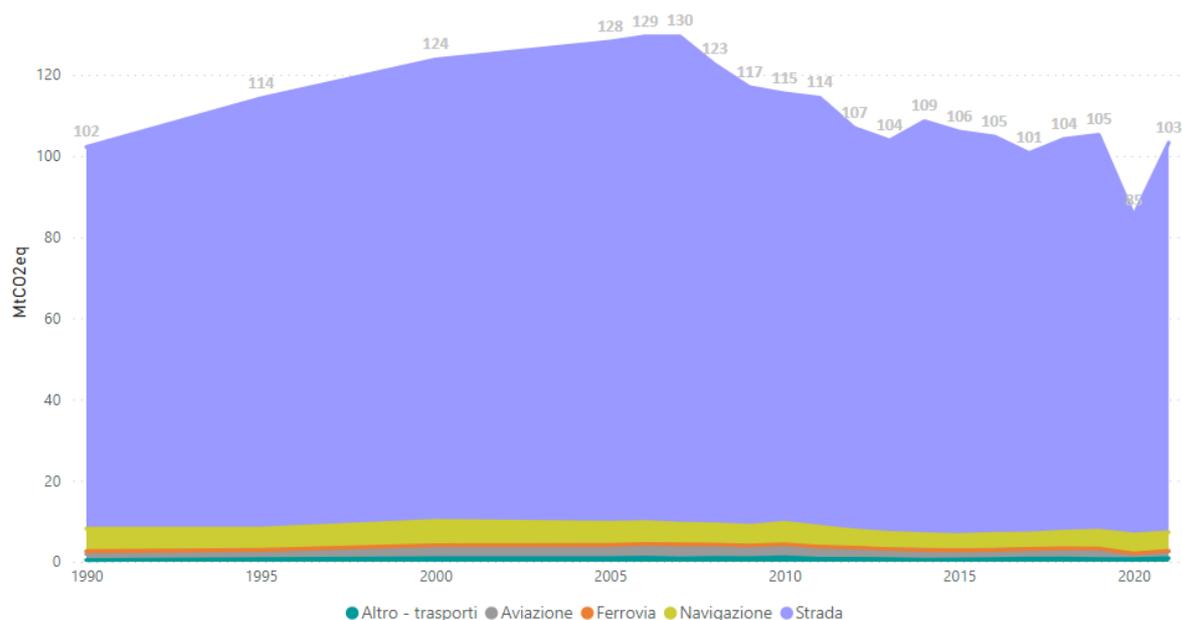


Figura 24 – Emissioni di gas serra dei trasporti 1990-2021 (MtCO₂eq) – Fonte Elaborazione dati da Inventario Nazionale delle Emissioni ISPRA¹⁰²

Per quel che riguarda il trasporto su strada, la banca dati dei fattori di emissione medi relativi al parco veicoli circolante¹⁰³, evidenzia un valore medio di emissioni specifiche per le auto pari a 165 gCO₂/km. Per i veicoli commerciali leggeri il valore si attesta sui 243 gCO₂/km, che diventano 668 gCO₂/km per i camion, 727 gCO₂/km per gli autobus. I veicoli a due ruote hanno emissioni specifiche medie pari a 99 gCO₂/km.

TIPOLOGIA DI MEZZO	MILIARDI DI veicolo-km	EMISSIONI (MtCO ₂)	EMISSIONI SPECIFICHE MEDIE (gCO ₂ /km)
Auto	390,71	64,52	165,14
Benzina	108,99	17,64	161,89
Diesel	230,08	38,48	167,26
LPG Bifuel	24,67	4,27	173,00
Metano Bifuel	13,55	2,44	179,99
Diesel ibrida plug-in (PHEV)	1,90	0,27	140,82
Benzina ibrida plug-in (PHEV)	1,39	0,18	127,82
Benzina ibrida (HEV)	9,07	1,24	136,66
Elettrica (BEV)	1,05	0,00	0,00
Veicoli commerciali leggeri	49,00	11,92	243,30
Camion	26,70	17,84	668,39
Autobus	4,03	2,93	727,04
Moto	28,53	2,83	99,31

Tabella 10 – Percorrenze, emissioni totali ed emissioni specifiche dei veicoli stradali Fonte: Elaborazione dati ISPRA / Copert

¹⁰² [National Inventory Submissions 2021 | UNFCCC](#)

¹⁰³ [La banca dati dei fattori di emissione medi per il parco circolante in Italia \(isprambiente.it\)](#)

Dal punto di vista energetico, nel 2021 il consumo di energia finale del settore è stato di 35,2 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), di cui 33,7 Mtep come prodotti della raffinazione del petrolio (per il 95% da greggio di importazione), in prevalenza gasolio. Oltre il 90% dei consumi è associato al trasporto su strada, con una quota preponderante dell'auto privata (61%) e a seguire il trasporto pesante con camion e autobus (19%) e il trasporto con veicoli commerciali leggeri (11%).

Al 2022, la consistenza del parco auto nazionale era di circa 40 milioni di vetture, in prevalenza benzina e diesel¹⁰⁴, con un tasso di motorizzazione di 672 auto ogni 1.000 abitanti, sopra la media europea (567 auto/1000 ab)¹⁰⁵.

L'auto privata è il mezzo di trasporto maggiormente utilizzato dagli italiani per spostarsi. Secondo le rilevazioni Audimob di Isfort¹⁰⁶, nel 2022 (dati parziali primo semestre) in media il 64% del totale degli spostamenti sono avvenuti in questa modalità. Il 77,6% degli spostamenti avviene su scala urbana in una fascia di distanza inferiore 10 km. Gli spostamenti per lavoro rappresentano il 32,4% del totale, contro il 32,1% per motivi di gestione familiare, (che include gli spostamenti per l'accompagnamento dei figli a scuola) e il 30% di tempo libero. La maggior parte degli spostamenti sono sistematici e avvengono con regolarità nel corso della settimana feriale (in media il 60%), con una concentrazione negli orari di punta.

L'andamento del mercato dell'auto nel 2022 registra 1,3 Milioni di nuove auto immatricolate (dato pressoché costante dal 2020) con prevalenza (66,7%) di veicoli in fascia di emissioni di CO₂ compresa tra 61 e 135 gCO₂/km, per la maggior parte come modelli ibridi elettrificati HEV (448,2 mila unità, in prevalenza a benzina). I modelli tradizionali a benzina di nuova immatricolazione sono 365,3 mila unità, quelli diesel 257,8 mila, a GPL 118,1 mila, a metano 10,7 mila. Le ibride plug-in PHEV registrate sono 67,3 mila e le elettriche a batteria BEV 49,2 mila.

L'andamento storico del mercato BEV in Italia evidenzia un rapido incremento a partire dal 2019, raggiungendo un picco di domanda nel 2021, quando era in vigore uno schema di incentivi premiale per questa tipologia di veicoli, anche acquistati in *leasing*. Con l'entrata in vigore del **DPCM 6 aprile 2022**, che ha ridotto gli importi erogati rispetto allo schema 2021, si assiste a una **brusca frenata del mercato delle auto BEV**, con una riduzione del 27% delle vendite rispetto all'anno precedente.

Nei primi otto mesi del 2023 si registrano 40,8 mila nuove immatricolazioni BEV (+33% rispetto allo stesso periodo del 2022). Nonostante questa crescita nel **confronto con altri Paesi europei l'Italia rimane comunque indietro**: al luglio 2023 le immatricolazioni BEV in Germania hanno raggiunto le 270 mila unità, 155 mila in Francia, 176 mila in Regno Unito.

Per quel che riguarda le infrastrutture di ricarica, al settembre 2023, risultano installati in Italia 47.288 punti di ricarica per veicoli elettrici (+44% rispetto allo stesso periodo del 2022) distribuiti su 26.069 colonnine in oltre 17 mila luoghi, prevalentemente su suolo pubblico. La distribuzione territoriale vede una maggiore concentrazione nelle regioni del nord e nel Lazio, rispetto alle regioni centrali e del sud e isole.¹⁰⁷

¹⁰⁴ [ACI Studi e ricerche - Autoritratto 2022](#)

¹⁰⁵ [Motorization rates in the EU, by country and vehicle type - ACEA - European Automobile Manufacturers' Association](#)

¹⁰⁶ [19° Rapporto sulla mobilità degli italiani - ISFORT](#)

¹⁰⁷ [Analisi di mercato - Motus-E](#)

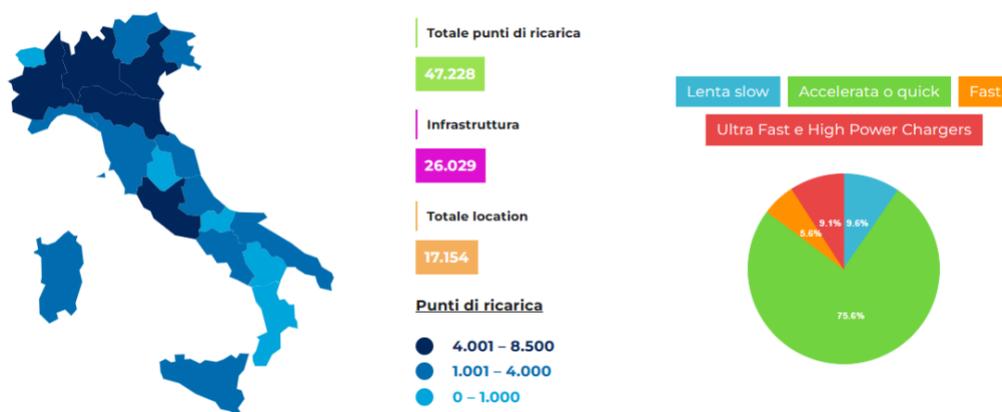


Figura 25 – Infrastrutture di ricarica in Italia (Fonte Motus-e)

5.3.1 DESCRIZIONE DELLO SCENARIO ECCO-FF55

Alla luce della netta prevalenza delle emissioni della mobilità su strada, nelle elaborazioni e simulazioni di scenario ECCO-FF55 l'attenzione si è prioritariamente focalizzata su questo comparto e in particolare sulle variabili con maggiore potenziale di decarbonizzazione:

1. l'elettrificazione della flotta veicoli¹⁰⁸;
2. la riduzione del numero di veicoli e delle percorrenze medie.

Lo **scenario ECCO-FF55** simula l'attuazione di politiche di più incisivo stimolo all'elettrificazione della flotta veicoli su strada, che si concretizza in **3,5 milioni di veicoli elettrici BEV** circolanti al 2030. La stima riflette un realistico andamento delle vendite di questi veicoli per i prossimi anni **nell'ipotesi di un rinnovato e più incisivo schema di incentivi all'acquisto di auto elettriche BEV** e di una riduzione attesa dei costi di acquisto di questi veicoli.

¹⁰⁸ [Q&A Auto elettrica - ECCO \(eccoclimate.org\)](https://www.eccoclimate.org/)

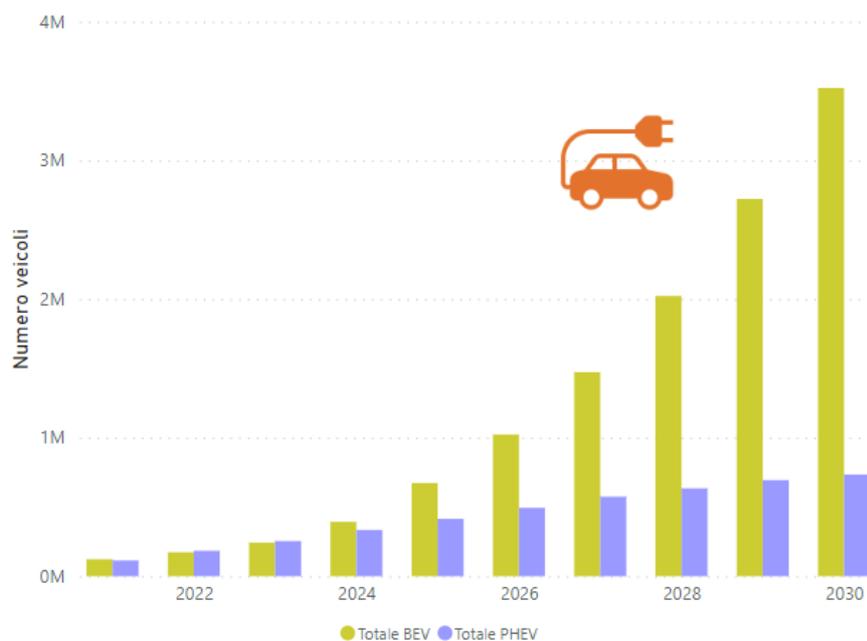


Figura 26 – Flotta BEV e PHEV nello scenario ECCO-FF55

In aggiunta all'elettrificazione della flotta di auto, nelle stime di scenario è ipotizzata una **riduzione media del 10% del parco circolante rispetto al 2021**, per un totale di circa 4 milioni di vetture in meno¹⁰⁹, verso un riallineamento del Paese al tasso di motorizzazione medio europeo¹¹⁰ in una traiettoria compatibile con le ambizioni della *Strategia Italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra*¹¹¹, che stima 24 milioni di veicoli circolanti al 2050. Si considera inoltre una **riduzione del 15% delle percorrenze medie dei veicoli** rispetto ai valori registrati nel 2021.

In queste stime, lo scenario considera le ricadute legate all'incremento dell'offerta di servizi di mobilità alternative all'auto, grazie alla finalizzazione dei progetti PNRR (soprattutto per quanto riguarda il trasporto rapido di massa), alla digitalizzazione, al potenziamento del trasporto pubblico in ambito urbano, alla crescita dei servizi di *sharing mobility*. Sono inoltre considerati gli effetti dell'implementazione di politiche fiscali di disincentivo al possesso e all'uso dell'auto, accompagnate da politiche di regolamentazione della circolazione di veicoli inquinanti, soprattutto nelle aree urbane¹¹².

Per quello che riguarda l'utilizzo di biocarburanti, sono stati assunti i potenziali del PNIEC ed è stata condotta **un'analisi di sensitività** al fine di individuare i rischi connessi al raggiungimento degli obiettivi (peraltro non scontati, come evidenziato nel PNIEC stesso) derivanti dall'eventuale sovrastima di tale potenziale.

¹⁰⁹ In questa configurazione, lo scenario considera un incremento di efficienza emissiva del parco circolante pari al 5% medio al 2030 rispetto al 2021, stimato in riferimento a: *i)* analisi dell'andamento storico delle emissioni del parco veicoli e progressi attesi per effetto dei nuovi standard di emissione vigenti per auto e furgoni, nonché per veicoli pesanti; *ii)* proiezioni dei principali studi di riferimento.

¹¹⁰ [Passenger cars in the EU - Statistics Explained \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&code=sdg_7_3_0&plugin=1)

¹¹¹ [LTS_Gennaio 2021 \(mase.gov.it\)](https://www.mase.gov.it/it/tema/trasporti/strategie/strategia-italiana-di-lungo-termine-sulla-riduzione-delle-emissioni-di-gas-a-effetto-serra)

¹¹² Nelle valutazioni sono considerati anche gli effetti di variazione del prezzo dei carburanti attesi dall'introduzione del nuovo regolamento ETS2, così come gli effetti delle dinamiche demografiche e di altre variabili macroeconomiche ([EU Reference Scenario 2020 \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&code=sdg_7_3_0&plugin=1)).

Secondo lo scenario ECCO-FF55, al 2030 le emissioni di gas serra complessive del settore risultano pari a 64,1 MtCO₂eq, con una riduzione del 50% rispetto al 2005 (38% vs 1990; 37,3% vs 2021). I consumi di energia finale complessivi ammontano a 29,5 Mtep, il 22% in meno rispetto al 2021¹¹³.

Rispetto allo scenario PNIEC2023, lo scenario ECCO-FF55 evidenzia una riduzione delle emissioni ulteriore del 20% (76,9 vs 64,1 MtCO₂eq), pur in coincidenza di un'a minore penetrazione dell'auto elettrica, differenza imputabile a una maggiore ambizione nell'attuazione di politiche per una più efficace offerta di servizi di mobilità sostenibile alternativi all'auto accompagnati da politiche di disincentivo all'uso. Nel dettaglio dello scenario ECCO-FF55, il **principale contributo di riduzione riguarda le emissioni del trasporto su strada** (-51,5% rispetto al 2005; -40,1% rispetto al 2021).

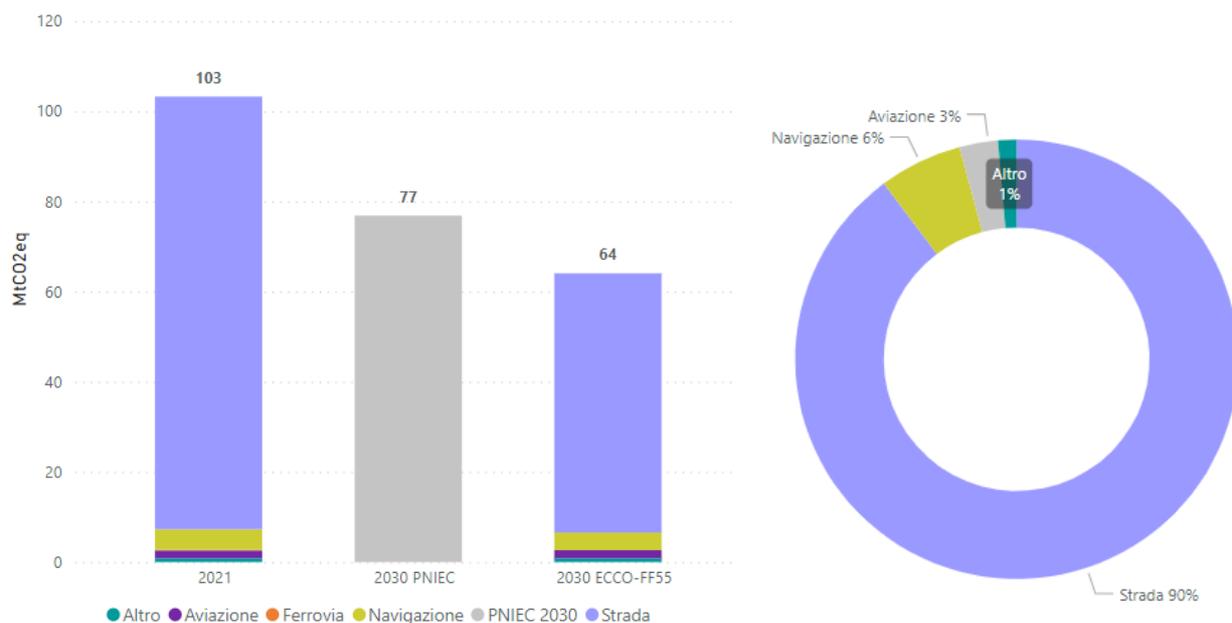


Figura 27 – Emissioni dei trasporti per modalità (MtCO₂eq) e contributi % al 2030 nello scenario ECCO-FF55. Fonte elaborazione ECCO

Dal punto di vista energetico, i **consumi del settore previsti al 2030 per lo scenario ECCO-FF55 risultano dell'ordine di 29,5 Mtep**, contro i 32,6 stimati dallo scenario PNIEC2023. Anche in questo caso, il principale contributo riguarda la riduzione dei consumi del settore stradale, che passano dai 32,9 Mtep del 2021 a 23,9 Mtep, con una riduzione del 27% e un'incidenza sul totale dell'81%, contro l'87% del 2021.

¹¹³ Inclusi i consumi per aviazione internazionale.

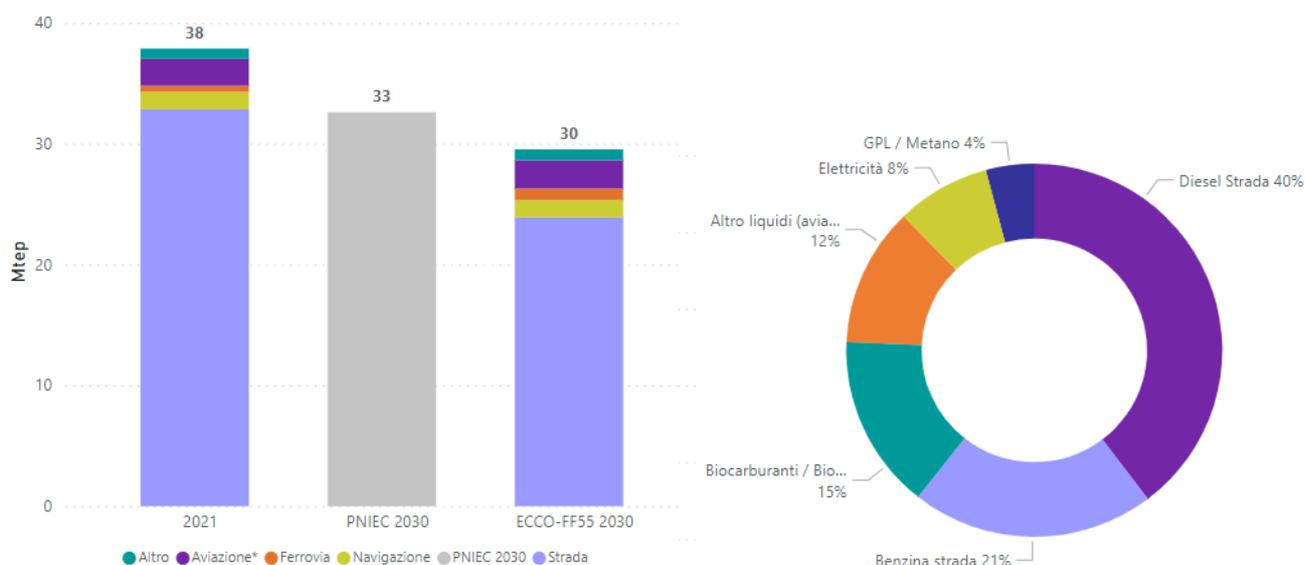


Figura 28 – Consumi di energia dei trasporti per modalità (Mtep) e contributi dei combustibili in % nello scenario ECCO-FF55. Fonte: elaborazione ECCO

Disaggregati per **fonte di energia**, dei 29,5 Mtep di consumi finali dello scenario ECCO-FF55 la quota da fonti fossili riguarda un totale di 22,7 Mtep, per l'84% utilizzato per alimentare veicoli endotermici (diesel 52%, benzina 27%, GPL e metano 5%), mentre il 16% riguarda i consumi dei settori navigazione e aviazione. Le stime dei **consumi elettrici complessivi ammontano a 2,4 Mtep, ca. 27,7 TWh**, di cui per il 40% associati a modalità di trasporto ferroviario, il 28% ai veicoli stradali, e il 32% ad altre modalità di trasporto. I consumi di biocarburanti liquidi e biometano inseriti nello scenario riguardano i 4,46 Mtep previsti dal PNIEC.

Consumo di biocarburanti

I consumi di biocarburanti utilizzati nell'elaborazione dello scenario ECCO-FF55 riprendono le ambizioni del PNIEC, per un totale di 4,46 Mtep al 2030. Per il 63,4% (2,83 Mtep) si tratta di carburanti liquidi (in prevalenza biodiesel), di cui un terzo derivati da materie prime in competizione con le filiere alimentari (*single counting*), e i due terzi dalla lavorazione di rifiuti scarti (*double counting*, sia avanzati che non avanzati). Il 27,8% del quantitativo totale di carburanti 'bio' è biometano avanzato, il cui contributo stimato dal PNIEC per i trasporti ammonta a un totale di 1,24 Mtep. Il rimanente 8% riguarda carburanti rinnovabili di origine non biologica (RFNBO, *Renewable Fuels of non biological-origin*, 0,39 Mtep). Sommati ai consumi elettrici da fonti rinnovabili stimati nello scenario ECCO-FF55, il contributo complessivo di scenario delle fonti di energia rinnovabile dei trasporti (FER-T) risulta pari a 6 Mtep.

Calcolato ai sensi della nuova Direttiva RED III questo contributo ammonta al circa il 33% dei consumi totali di energia dei trasporti stimati nello scenario, contro il target minimo del 29% previsto dalla direttiva. In riferimento alle **emissioni risparmiate, il contributo delle FER-T di scenario ammonta al 22% del totale, contro il 14,5% minimo richiesto dalla direttiva.**

Alla luce dell'analisi dei potenziali riportata nel 85 dedicato appare prudente verificare lo scenario ECCO-FF55 ipotizzato, anche per quantitativi inferiori di biocombustibili, con un'analisi di sensitività.

Riportare i consumi di FER-T dello scenario ECCO-FF55 entro i target minimi della RED III significherebbe **ridurre il consumo di biocarburanti di circa 1,4 Mtep**, determinando un aumento delle emissioni di scenario per circa 4,5 MtCO₂eq. Tale incremento porterebbe il totale delle emissioni dello scenario ECCO-FF55 per il settore a 68,6 MtCO₂eq, valore comunque **ampiamente al di sotto delle emissioni previste dallo scenario PNIEC2023** e ancora in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione europei.

Vista la particolare complessità della decarbonizzazione del settore trasporti e la **limitata efficacia delle strategie finora adottate**, è opportuno intervenire con una più efficace modulazione delle varie strategie di riduzione, ovvero insistere sulla riduzione della domanda di trasporto inefficiente in un quadro di equilibrio con le altre soluzioni.

Una strategia complessiva consentirebbe, ad esempio, di **ridurre le previsioni di utilizzo di biocarburanti nel settore e di riqualificare le catene di produzione verso i soli biocarburanti avanzati**, ovvero quelli le cui prospettive di sviluppo appaiono più promettenti. Questo approccio consentirebbe anche di ridurre l'esposizione del Paese alla dipendenza dalle importazioni estere, obiettivo cardine del Piano.

BOX 4 – I BIOCARBURANTI E IL PNIEC

Il quadro regolatorio definito, in particolare, con gli ultimi aggiornamenti che riguardano la RED III¹¹⁴ evidenzia l'importanza che il legislatore europeo attribuisce al contributo dei biocarburanti per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni dei trasporti su strada al 2030. Tale contributo, tuttavia, nella logica della norma, deve rimanere limitato, prevedendo di spostarne via via l'utilizzo su navi e aerei, come evidente dai diversi coefficienti premiali attribuiti per l'uso in questi settori. Di seguito vengono analizzati i potenziali di biocombustibili previsti nel PNIEC, dal momento che questi contribuiscono in maniera molto significativa alla decarbonizzazione del settore dei trasporti (33% consumi finali nel PNIEC vs. 29% della REDIII), anche superando gli obiettivi sfidanti previsti dalla REDIII.

I biocarburanti nel PNIEC

Per i trasporti, lo scenario PNIEC 2023 prevede un consumo di circa 4,1 Mtep di biocarburanti e di ulteriori 0,39 Mtep di altri carburanti sintetici di origine non biologica, o RFNBO, per un totale complessivo di 4,46 Mtep. Il 93,6% (4,72 Mtep) è impiegato nel trasporto su strada: il 72% di tale quantitativo sono prodotti liquidi (2,63 Mtep biocarburanti; 0,36 RFNBO) e il 29% biometano avanzato (1,19 Mtep).

Biodiesel

La maggior parte degli oltre 2,6 Mtep di biocarburanti liquidi previsti dal PNIEC per il trasporto su strada è **biodiesel, prodotto in Italia e di importazione**.¹¹⁵ Per la produzione nazionale, il principale riferimento sono gli impianti Eni di Porto Marghera, Gela e, in

¹¹⁴ [Council and Parliament reach provisional deal on renewable energy directive - Consilium \(europa.eu\)](#)

¹¹⁵ Nel 2021, il consumo di biocarburanti liquidi in Italia è stato di 1,6 milioni di tonnellate, di cui 1,57 (98%) come biodiesel. In totale, 493 mila tonnellate di biodiesel sono state prodotte sul territorio nazionale (31% del totale), ma solo 92 mila tonnellate con materie prime locali (6% del totale). Per il 41% dei biocarburanti liquidi immessi al consumo in Italia sono prodotti con materie prime provenienti da Cina e Indonesia (cfr. [Energia nel settore Trasporti 2005-2021.pdf \(gse.it\)](#))

prospettiva, Livorno¹¹⁶, per cui già al 2025 è prevista una capacità produttiva installata di circa 1,7 milioni di tonnellate¹¹⁷. Per l'approvvigionamento degli impianti è prevista l'importazione di grandi quantitativi di **olio vegetale da materie prime agricole** coltivate in **Paesi africani**¹¹⁸. Ulteriori importazioni di biomasse coinvolgeranno i Paesi asiatici, e in particolare **Cina e Indonesia**, sia per **biomasse di derivazione agricola**¹¹⁹, sia **biomasse da scarti e rifiuti**¹²⁰.

Data la forte dipendenza degli approvvigionamenti da importazioni estere, appare meno rischioso far sì che i quantitativi di consumo previsti dal PNIEC siano ridimensionati. Questo sarebbe possibile prevedendo una **riduzione strutturale** dei consumi e delle emissioni dei trasporti privati su strada, promuovendo e incentivando efficaci politiche di mobilità sostenibile.

Questo percorso risulta tanto più vantaggioso anche in considerazione dei **dubbi in merito agli effettivi benefici** per il clima offerti dal ricorso a biocarburanti¹²¹, incluso il biodiesel prodotto da olio di ricino¹²², nonché dei **costi collettivi** necessari a sussidiarne la produzione¹²³.

Biometano

Per quel che riguarda il **biometano**, le previsioni del PNIEC indicano un consumo finale per tutti i settori pari a 5 Mtep, l'equivalente di circa **5,7 miliardi di metri cubi** di produzione annua al 2030. Questo **potenziale teorico** si basa sulle previsioni di ulteriore sviluppo di filiere di produzione, incluso l'*upgrade* tecnologico degli impianti di biogas attualmente in esercizio. Per i trasporti, l'obiettivo di consumo è fissato a 1,24 Mtep, equivalente a ca. 1,4 miliardi di metri cubi di gas, ossia circa un quarto del potenziale teorico stimato.

¹¹⁶ La Commissione europea non ha ammesso il finanziamento di questi progetti con fondi comunitari a valere su REPowerEU nel processo di revisione dei finanziamenti PNRR.

¹¹⁷ [2023 Capital Markets Update & 2022 Full Year Results \(eni.com\)](#). Il piano dell'azienda prevede una capacità produttiva globale installata di oltre 5 milioni di tonnellate di prodotti da bioraffinazione entro il 2030 (cfr. [L'evoluzione di Eni: il Piano Strategico di lungo termine al 2050](#)).

¹¹⁸ Il riferimento riguarda i progetti di agri-feedstock di Eni in Africa prevedono la produzione in Kenya e Congo – e in previsione in Angola, Costa d'Avorio, Mozambico, Ruanda -, con l'obiettivo dichiarato di rifornire le bioraffinerie dell'azienda con oltre 700 mila tonnellate di olio vegetale derivato dal ricino entro il 2026 (cfr. [I progetti agri-feedstock in Kenya e in Congo | Eni](#)). Non sono noti studi di impatto ILUC di questi progetti.

¹¹⁹ Circa un terzo dei consumi di biodiesel previsti dal Pniec riguardano prodotti cosiddetti single counting, ossia derivati da materie prime agricole.

¹²⁰ Sulle biomasse di importazione derivate da scarti e rifiuti, permane un problema di attendibilità di certificazione di origine delle materie prime, e relative frodi. Evidenze in questa direzione risultano dal Rapporto dell'Ufficio anti-frodi Europeo ([The OLAF report 2019 - Publications Office of the EU](#)) e dalla Relazione Speciale della Corte europea del 2016 ([The EU system for the certification of sustainable biofuels](#)). In merito a quest'ultima, un'indagine conoscitiva della Camera dei Deputati del 2019 ([Atti Parlamentari camera.it](#)) ha messo in evidenza il concreto rischio che alcune biomasse rifiuto di importazione possano essere adulterate all'origine con oli vegetali vergini (ad esempio olio di palma), compromettendone la sostenibilità, per accedere a maggiori quote di incentivo. In particolare, i riferimenti a frodi riguardano le importazioni di oli da cucina esausti (used cooking oil, UCO) e di effluenti della lavorazione dell'olio di palma (palm oil mill effluent, POME).

¹²¹ [Environmental sustainability of biofuels: a review - PMC \(nih.gov\)](#);

¹²² Il risparmio sulle emissioni di CO2 del biodiesel prodotto da olio di ricino è stimato di poco superiore al 60% rispetto alle emissioni di un diesel convenzionale (cfr. [Life cycle assessment of biodiesel production from selected second-generation feedstocks](#)).

¹²³ [Rapporto delle Attività 2021 \(GSE\)](#)

Secondo uno studio di Enea del 2019¹²⁴, al netto di valutazioni di carattere ambientale ed economico di possibili usi alternativi-concorrenti-competitivi delle biomasse agricole utilizzate nel processo produttivo, il **potenziale tecnico** di biometano avanzato producibile in Italia ammonta a ca. 4,2 miliardi di metri cubi, pari a 3,7 Mtep di energia. Stime ancora più conservative vengono sia da uno studio curato dal Consorzio Italiano Biogas (CIB)¹²⁵, secondo cui il potenziale effettivo si aggira intorno a **2,7 miliardi di metri cubi in meno rispetto al PNIEC** che da uno studio dell'Osservatorio gas rinnovabili Green Bocconi¹²⁶, per cui il potenziale economico varia tra 2 e 2,5 miliardi di metri cubi complessivi.

Per quanto sopra, sarebbe prudente rivedere al ribasso i potenziali previsti dal PNIEC e il monitoraggio dei quantitativi prodotti dovrebbe essere particolarmente attento, sia nel caso del biodiesel che del biometano, **prevedendo misure alternative** nel caso in cui i potenziali previsti non si realizzassero.

Alla luce della sua complessità, la strategia per la riduzione delle emissioni del settore trasporti dovrebbe prevedere una maggiore integrazione delle varie soluzioni, ovvero la riduzione della domanda, la penetrazione dell'elettrico e l'utilizzo di biocarburanti.

5.3.2 POLITICHE E MISURE ALLA BASE DELLO SCENARIO ECCO-FF55

Dato il peso delle emissioni dei trasporti su strada, lo scenario ECCO-FF55 ha focalizzato l'attenzione sulle variabili con il maggior potenziale di decarbonizzazione, incrementando l'elettrificazione dei veicoli e riducendo il numero di veicoli della flotta circolante e le percorrenze medie, ovvero la domanda di trasporto privato. Di seguito sono esposti i pacchetti di misure che si ritengono necessarie alla consegna di un tale risultato.

Incentivi acquisto auto

Per quel che riguarda l'elettrificazione del parco veicoli circolante, sono state effettuate simulazioni di crescita di mercato delle auto elettriche pure a batteria (BEV) a seguito di modifiche del DPCM 6 aprile 2022 e ssmmii¹²⁷ sul riconoscimento di incentivi alla domanda per veicoli non inquinanti.

In particolare, si è ipotizzata una **riforma del DPCM¹²⁸** in uno schema coerente con la prospettiva di **favorire la vendita di soli veicoli elettrici BEV**, ovvero prevedendo la prevalente allocazione di risorse per incentivi ai soli veicoli nella fascia di emissioni 0-20 gCO₂/km, con l'introduzione di premialità in base al reddito, nonché per la scelta di veicoli a maggiore efficienza e ridotte dimensioni, oltre ad una serie di altre misure, che possono essere così riassunte:

- Incentivi erogati esclusivamente per l'acquisto di veicoli M1 (auto) nella fascia di emissioni 0-20 gCO₂/km;
- Incremento del valore unitario degli incentivi erogati (ad esempio come nello schema in vigore nel 2021) - Estensione delle rottamazioni contestuali all'acquisto alle categorie di veicoli

¹²⁴ [Potenziale teorico di biometano avanzato in Italia \(enea.it\)](https://www.enea.it/it/temi-energetici/energia-rinnovabile/biomasse/potenziale-teorico-di-biometano-avanzato-in-italia)

¹²⁵ [Potenzialità biometano Italia_DEFINITIVO.pdf \(consorziobiogas.it\)](https://www.consorziobiogas.it/Potenzialità_biometano_Italia_DEFINITIVO.pdf)

¹²⁶ [Quotidiano Energia](https://www.quotidianoenergia.it/)

¹²⁷ [Ecobonus \(mise.gov.it\)](https://www.mise.gov.it/)

¹²⁸ [Incentivi mobilità elettrica: quali? - ECCO \(eccoclimate.org\)](https://www.eccoclimate.org/)

EURO5 - Introduzione di incentivi premiali per l'acquisto di veicoli a maggiore efficienza energetica, ovvero di dimensioni ridotte, ovvero appartenenti ai segmenti A e B;

- Introduzione di incentivi premiali a sostegno delle persone fisiche con redditi medi e bassi sulla base delle dichiarazioni ISEE, ovvero uno schema di social leasing sul modello francese;
- Estensione dell'accesso agli incentivi delle persone giuridiche per finalità di noleggio/leasing;
- Estensione degli incentivi a sostegno delle infrastrutture di ricarica private e domestiche (Wallbox).

Fiscalità delle auto

Come ulteriore stimolo all'elettrificazione delle auto, sono stati valutati gli effetti di una **riforma della fiscalità dell'auto adottando misure finalizzate a incoraggiare la scelta di auto a emissioni zero**, penalizzando contemporaneamente scelte di auto inquinanti, ovvero una riforma che preveda la modulazione delle imposte gravanti sull'acquisto (immatricolazione) e il possesso (bollo) rispetto alle emissioni di CO₂/km. Trattandosi di imposte riscosse a livello regionale e dalle Province Autonome in base normative locali si ritiene che il PNIEC dovrebbe prevedere la predisposizione di un documento di indirizzo generale orientato alla revisione della fiscalità di concerto con i governi locali.

Flotte aziendali

I veicoli aziendali rappresentano una quota importante delle immatricolazioni di nuove auto in Italia e sono in crescita tendenziale. Inoltre, la percorrenza chilometrica media di questi veicoli è di circa 2,25 volte i km percorsi dai normali utenti privati. L'effetto diretto di flotte aziendali elettriche sarebbe pertanto quello di una sensibile e rapida riduzione delle emissioni della mobilità privata su strada. Data la rotazione media del parco delle flotte aziendali, 36 mesi, inoltre, flotte aziendali elettriche favorirebbero un più rapido sviluppo del mercato dell'usato elettrico garantito, allargando l'opportunità di accesso a questa tecnologia a una più ampia fascia di cittadini.

In questo senso, nelle elaborazioni di scenario è stata considerata l'ipotesi di una **riforma della fiscalità delle flotte delle auto aziendali orientata a favorire l'adozione di veicoli a zero emissioni**.

I criteri da prendere in considerazione per una riforma di questo tipo riguardano la deducibilità del costo di acquisto o del *leasing* dell'auto aziendale sulla base di parametri emissivi di CO₂/km – ovvero un incremento della detraibilità dei costi per i veicoli elettrici BEV–, nonché la revisione dell'imposizione fiscale sui fringe benefit per l'auto, prevedendo una progressività sulla base di parametri emissivi CO₂/km dei veicoli¹²⁹.

Infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici

In considerazione del fatto che la carenza, effettiva o percepita, di una rete di infrastrutture di ricarica elettrica inibisce la tendenza dei consumatori all'acquisto di un'auto elettrica¹³⁰, nell'elaborazione dello scenario ECCO-FF55 sono stati considerati gli **effetti attesi di un potenziamento delle infrastrutture di ricarica sul territorio nazionale**. In tal senso, lo scenario considera prioritario l'aggiornamento del Piano Nazionale sulle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, oramai datato perché risalente al 2016 con un obiettivo di almeno 100 mila colonnine per 200 mila punti di ricarica entro il 2030. Come parte di queste previsioni è stato certamente considerato il completamento dell'installazione entro il 2026 di tutte le infrastrutture di ricarica veloci e ultraveloci previste dalla

¹²⁹ [Politiche fiscali mobilità elettrica - ECCO \(eccoclimate.org\)](https://www.eccoclimate.org/);

¹³⁰ [EY Mobility Consumer Index 2023 | Scarica il report](#)

Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3 del PNR (almeno 7.500 stazioni di ricarica super-veloci per veicoli elettrici su strade extraurbane (autostrade escluse) e almeno 13.755 stazioni di ricarica veloci nei centri urbani).

Le previsioni dello scenario si basano anche su uno o più interventi normativi che vadano a risolvere le problematiche (autorizzazioni, competenze, tecnologie, ecc.) relative alle installazioni di punti di ricarica privati nelle aree comuni degli edifici, nonché quelle inerenti alle installazioni di Wallbox o contatori dedicati da parte di singoli utenti. È stato, inoltre, valutato nello scenario l'effetto positivo dell'ulteriore diffondersi di colonnine di ricarica ad uso privato per le imprese e i dipendenti in relazione al fondo dedicato istituito ai sensi della Legge 13 ottobre 2020, n. 126 e al Decreto Ministeriale 25 agosto 2021 che ne disciplina l'erogazione.

Fiscalità dei carburanti ed ETSII

Lo scenario ECCO-FF55 tiene in considerazione il **segnale di prezzo dei carburanti** e la potenziale risposta dei consumatori in direzione di una riduzione dei consumi. In questo senso, lo scenario considera che **non saranno effettuati interventi di modulazione dei prezzi dei carburanti**, ad esempio intervenendo con uno sconto sulle accise, nel caso di rialzi dei prezzi dovuti a dinamiche di mercato o agli effetti di politiche. Questo anche in considerazione del fatto che tali interventi hanno un effetto **regressivo e sperequativo** e che è invece prioritario utilizzare le risorse pubbliche a sostegno delle reali necessità di mobilità per i redditi più bassi e in un'ottica di riduzione dei consumi di carburanti¹³¹.

Più in generale, nello scenario si valuta l'effetto positivo di una riforma della fiscalità del settore energetico che introduca meccanismi **per assicurare che il segnale di prezzo dei carburanti rimanga efficace anche in caso di riduzione del costo dei prodotti energetici** e che il gettito raccolto dalle accise sia prioritariamente diretto a soluzioni utili ad affrontare la [povertà da mobilità](#)¹³² e a sostenere la transizione verso un sistema dei trasporti decarbonizzato.

Lo scenario considera altresì il potenziale effetto dell'estensione del sistema ETS a questo settore, il cosiddetto ETS II¹³³, la cui entrata in vigore effettiva è prevista non prima del 2027, o nel 2028 nel caso in cui i prezzi dell'energia risultassero eccezionalmente alti¹³⁴.

Mobilità sostenibile

Lo scenario ECCO-FF55 considera il contributo di riduzione delle emissioni associato a una **riduzione della domanda di mobilità di passeggeri e merci** grazie a soluzioni alternative di mobilità sostenibile. Questo grazie anche alle ricadute attese degli investimenti previsti con le risorse del **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza** (PNRR) per la Missione 2 Componente 2 e Missione 3 Componenti 1 e 2, oltre che del Piano Nazionale Complementare, del Fondo Sociale di Coesione, della Legge di Bilancio 2022.

¹³¹ [Non rinnovare lo sconto sulle accise vale 9 mld di euro - ECCO \(eccoclimate.org\)](#)

¹³² [Understanding transport poverty | Think Tank | European Parliament \(europa.eu\)](#)

¹³³ [EU Emissions Trading System for buildings and road transport \("EU ETS 2"\) | International Carbon Action Partnership \(icapcarbonaction.com\)](#)

¹³⁴ Questo aspetto, insieme a una previsione di incidenza iniziale della misura sul prezzo dei carburanti relativamente contenuta - secondo le stime di ECCO si tratterebbe di un aumento medio di spesa mensile per carburanti di 7 euro a veicolo -, rende marginali gli impatti della misura considerati nello scenario.

In particolare, il riferimento è agli interventi per nuove infrastrutture e potenziamento ferroviario, sia a livello nazionale che regionale, nonché per il trasporto rapido di massa, per il rinnovo del parco autobus, il potenziamento dei nodi ferroviari metropolitani, le ciclovie urbane, la digitalizzazione¹³⁵. Gli stanziamenti complessivamente previsti per questi interventi superano i 90 miliardi di euro e per la maggior parte le tempistiche di realizzazione hanno un orizzonte temporale compatibile con le aspettative di scenario al 2030.

Il finanziamento delle misure, così come la necessità di uno stretto coordinamento per la loro attuazione, sono elementi chiave che, necessariamente, devono essere parte della Governance del Piano in coordinamento con le strutture di revisione del PNRR.

Le proposte di modifica al PNRR avanzate dal governo all'UE¹³⁶ intervengono su obiettivi e tempistiche di alcuni investimenti ritenuti chiave per l'evoluzione dei servizi di mobilità sostenibile alternativi all'auto. Sulle attività della Missione 2 Componente 2, si segnalano **criticità in merito alle modifiche proposte agli investimenti** per:

- il rafforzamento della mobilità ciclistica (M2C2-I4.1), in cui vengono defianziati i progetti per la realizzazione di ciclovie turistiche e viene posticipato l'obiettivo intermedio di realizzazione delle opere in ambito urbano;
- lo sviluppo del trasporto rapido di massa (M2C2-I4.2), in cui, oltre a un posticipo nella realizzazione delle opere, viene richiesto di eliminare i riferimenti alle città già selezionate per gli interventi e alla ripartizione modale per le opere previste, senza specificare nel dettaglio le motivazioni e le eventuali nuove ripartizioni immaginate. In merito, al fine dell'obiettivo di ridurre il traffico veicolare privato e le relative emissioni al 2030, si sottolinea l'importanza di potenziare l'offerta di servizi di trasporto rapido di massa leggero nelle città metropolitane;
- lo sviluppo di infrastrutture di ricarica elettrica (M2C2-I4.3), per cui sono state rimodulate le scadenze per la realizzazione delle opere e viene richiesta libertà di manovra rispetto alla composizione degli obiettivi tra installazioni nei centri urbani e sulle strade extra-urbane. In merito, si evidenzia l'importanza di dotare le strade di lunga percorrenza di un numero adeguato di stazioni di ricarica veloce e ultraveloce in tempi rapidi.

Sulle attività della Missione 3 Componenti 1 e 2, che riguardano la costruzione e il potenziamento di opere ferroviarie, sia per l'alta velocità, sia per i trasporti regionali, incluse le connessioni diagonali est-ovest e i nodi ferroviari metropolitani, nonché la logistica merci, si rilevano sostanziali modifiche nell'allocatione dei finanziamenti di diverse opere. Nella relazione sulla revisione del Piano¹³⁷, pur confermando le ambizioni complessive per la Missione, **il governo rileva che potrebbero verificarsi successivi interventi di stralcio di alcuni finanziamenti a valere sul PNRR e si riserva di attuare le misure necessarie per riprogrammare tali risorse assicurando gli obiettivi complessivi, senza tuttavia indicare con quali modalità e tempi**. Data l'importanza di queste opere per gli obiettivi di decarbonizzazione dei trasporti al 2030, si auspicano ulteriori impegni specifici da parte del Governo a riguardo.

In aggiunta, agli impatti attesi del potenziamento delle infrastrutture di mobilità sostenibile nazionale e locale associati a queste misure lo scenario ECCO-FF55 ha preso in considerazione la

¹³⁵ [Il Piano nazionale di Ripresa e Resilienza \(PNRR\) \(camera.it\)](#)

¹³⁶ [PNRR - LE PROPOSTE DEL GOVERNO PER LA REVISIONE DEL PNRR E IL CAPITOLO REPOWEREU \(camera.it\)](#)

¹³⁷ [Revisione-e-aggiornamento-del-PNRR-parlamento-27-luglio-2023-1.pdf \(osservatoriorecovery.it\)](#)

necessità di ulteriori interventi soprattutto nelle aree urbane. Tra questi **l'incremento del livello di servizio del trasporto pubblico locale**, con l'incremento dei posti-km e della frequenza delle corse, soprattutto negli orari di maggiori flussi di traffico, ad esempio in concomitanza delle fasce orarie associate agli spostamenti casa lavoro e casa scuola, che rappresentano oltre il 50% della domanda di mobilità quotidiana e hanno caratteristiche di elevata prevedibilità.

Ulteriori sviluppi considerati nello scenario riguardano le prospettive di sviluppo della **pianificazione dei trasporti nelle aree urbane e periurbane legati alla digitalizzazione**. Le tecnologie digitali consentono il monitoraggio dei flussi degli spostamenti degli utenti da e per i luoghi di interesse, e possono essere utilizzate dalle Amministrazioni pubbliche e dai gestori nell'organizzazione di un'offerta di servizio più efficiente e versatile. Inoltre, l'incrocio di queste informazioni con quelle provenienti dall'analisi di big data sui flussi origine-destinazione della mobilità privata, permette di identificare esigenze di spostamento non ancora intercettate, consentendo di pianificare ulteriori azioni di potenziamento dell'offerta di servizio.

L'aspetto della digitalizzazione delle informazioni e della loro fruibilità diventa ancor più rilevante nel quadro dello sviluppo atteso di soluzioni **Mobility as a service** (Maas)¹³⁸, dove il ventaglio di soluzioni di mobilità condivisa e collettiva – TPL, treno, carsharing, bikesharing, scooter-sharing, ride-splitting, ecc.¹³⁹ – dovrà far parte di un'offerta integrata di servizi accessibile agli utenti di mobilità per la pianificazione e programmazione dei loro spostamenti, senza la necessità di dover ricorrere, e dunque di possedere, un'auto privata.

Misure locali di regolamentazione del traffico auto

Riprendendo il PNIEC 2019, lo scenario ECCO-FF55 considera prioritarie anche **politiche di limitazione del traffico veicolare nei centri urbani**. Con l'incremento dell'offerta di servizi di mobilità alternativi all'auto, queste misure vanno infatti considerate come incentivo a un maggiore utilizzo di soluzioni modali alternative.

In questo senso, è necessario un coordinamento tra i ministeri competenti e i Comuni per favorire l'adozione di misure di contenimento del traffico nelle aree urbane, superando i ritardi regolatori associati agli emendamenti del Decreto Legge 78 del 2022 (art. 7.1)¹⁴⁰ che modifica l'art.7 comma 9 del Codice della Strada¹⁴¹ in materia di modalità di istituzione delle ZTL e delle ZEV. In particolare, è rilevante che i decreti ministeriali previsti dal suddetto emendamento vengano redatti valutando l'impatto delle tecnologie dei veicoli, l'estensione e la tariffazione delle zone di limitazione del traffico per un'effettiva riduzione della circolazione dei veicoli più inquinanti, ovvero meno efficienti sotto il profilo delle emissioni di gas serra.

¹³⁸ [The Ws of MaaS: Understanding mobility as a service from a literature review \(researchgate.net\)](#); [Mobility as a Service: A Critical Review of Definitions, Assessments of Schemes, and Key Challenges \(researchgate.net\)](#); [A topological approach to Mobility as a Service - ICoMaaS Proceedings.pdf \(lesscars.it\)](#)

¹³⁹ [Il ventaglio della mobilità – Lesscars.it](#)

¹⁴⁰ [DECRETO-LEGGE 16 giugno 2022, n. 68 - Normattiva](#)

¹⁴¹ [Servizi ACI - Art. 7. Regolamentazione della circolazione nei centri abitati.](#)

5.3.3 INDICATORI DI MONITORAGGIO

L'adozione di un sistema di monitoraggio dell'avanzamento e dell'efficacia degli interventi realizzati rispetto agli obiettivi consente di introdurre eventuali correttivi alle misure in vigore. Lo scenario ECCO individua una serie di indicatori, per la maggior parte riferibili a una base di dati già pubblica e disponibile con variabilità annuale.

Indicatori:

- Emissioni di gas a effetto serra per modalità di trasporto – Fonte: ISPRA
- Consumi di energia finale per modalità di trasporto e per tipologia di carburante - Fonte: MASE/Eurostat
- Consumi di biocarburanti nei trasporti – Fonte GSE
- Prezzi dei carburanti alla pompa – Fonte: Mimit
- Intensità emissiva del parco veicoli circolante per tipologia di veicoli - Fonte: ISPRA/Copert
- Andamento nuove immatricolazioni dei veicoli per fasce di emissione - Fonte Unrae
- Composizione del parco veicoli circolante e tasso di motorizzazione - Fonte: ACI/Eurostat
- Numero punti di ricarica per tipologia e distribuzione territoriale - Fonte: Motus-e
- Sostituzione flotta autobus urbani con bus elettrici – Fonte Asstra
- Utilizzo di mezzi pubblici e tasso di mobilità sostenibile – Fonte Isfort/varie
- Adozione di zone a traffico limitato nelle aree urbane – Fonte: Isfort/varie
- Andamento domanda mobilità condivisa – Fonte: Osservatorio sharing mobility
- Stato avanzamento progetti infrastrutturali per la mobilità sostenibile – Fonte: Opendata Italiadomani

5.3.4 STIMA DEL FABBISOGNO DI INVESTIMENTO

Gli investimenti in nuovi veicoli (autovetture, veicoli per il trasporto merci e autobus) stimati dallo scenario FF55 per il periodo 2023-2030 ammontano a un totale di 459 miliardi di euro, circa 65 miliardi in meno rispetto alle previsioni dello scenario PNIEC. La differenza è prevalentemente imputabile alle minori attese di crescita del mercato dei veicoli elettrici BEV e ibridi PHEV considerate nello scenario ECCO-FF55 (3 e 0,7 milioni di unità, rispettivamente) rispetto allo scenario PNIEC (4,3 e 1,7 milioni di unità, rispettivamente).

Nello scenario ECCO-FF55, le stime di investimenti per il rinnovo del parco auto circolante ammontano a circa 312 miliardi di euro, di cui circa 77 miliardi di euro (25%) associati alla crescita delle immatricolazioni di auto elettriche BEV.

VEICOLI / SCENARI	ECCO-FF55	PNIEC 2023
Auto elettriche (BEV)	92	
Auto ibride plug-in (PHEV)	22	
Auto a Combustione (ICE)	162	
Subtotale autovetture	275	
Altri veicoli	147	
TOTALE	422	525

Tabella 11 – Stima investimenti in nuovi veicoli

Ai sensi del Decreto Legge 1 marzo 2022, n. 17 (Art. 22), per la transizione del settore *automotive* sono allocate 8,7 miliardi di euro di risorse pubbliche con copertura sulla fiscalità generale, su previsioni di nuove entrate e sulla ripartizione di risorse da fondi di riserva, come previsto dall'Art. 42 dello stesso decreto. Nell'orizzonte temporale 2024, risultano allocate risorse del fondo per un totale di 2,7 miliardi di euro, di cui 1,95 miliardi per incentivi all'acquisto (DPCM 6 aprile 2022), che a oggi risultano non spesi per ca. 1,2 miliardi. Ulteriori 750 milioni sono allocati per la riqualificazione e riconversione della filiera *automotive*, come previsto dal DPCM 4 agosto 2022, a valere sulle agevolazioni previste dai Contratti di sviluppo e Accordi per l'innovazione¹⁴². Nell'orizzonte temporale al 2030 il residuo del fondo ammonta a un totale di 6,75 miliardi.

Nel quadro della proposta di riforma dello schema di incentivi vigente¹⁴³, le rimanenze del fondo *automotive*, potrebbero già sostenere gli investimenti privati per incrementare la dotazione di auto elettriche nel parco veicoli circolanti e gettare le basi per una politica industriale di transizione competitiva del settore *automotive* verso l'elettrico.

A completamento di questo progetto, occorre, però, individuare ulteriori risorse economiche da integrare con adeguati strumenti di garanzia agli investimenti finanziari¹⁴⁴ necessari alla transizione del sistema produttivo *automotive* nazionale. Queste risorse potrebbero derivare dal processo di revisione degli obiettivi del PNRR, ancora in corso, nonché da una revisione dei sussidi ambientalmente dannosi (SAD).

¹⁴² Contratti di sviluppo di cui all'art. 43 del decreto-legge 25 giugno 2008 n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133: Accordi per l'innovazione attivati nell'ambito del Fondo di cui all'art. 23, del decreto-legge n. 83 del 22 giugno 2012, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134.

¹⁴³ [Incentivi mobilità elettrica: quali? - ECCO \(eccoclimate.org\)](#)

¹⁴⁴ [Mappatura degli strumenti finanziari per la transizione green - ECCO \(eccoclimate.org\)](#)

5.4 SETTORE INDUSTRIA

Le caratteristiche principali del settore industriale

- Al netto delle emissioni delle industrie energetiche, il settore manifatturiero italiano contribuisce al 22% delle emissioni nazionali di gas serra¹⁴⁵ nel 2021.
- Nel periodo dal 1990 al 2021 le emissioni di gas serra dell'industria italiana sono diminuite del 35% sia a seguito dell'attuazione di politiche clima, come l'EU ETS, sia a causa della diminuzione della produzione e del numero di imprese attive, in particolare in seguito alla crisi economica degli anni 2008-2009.
- Le emissioni del settore manifatturiero ricadono per circa il 57% nei settori EU ETS e per la restante parte nei settori ESR per cui vige l'obiettivo di riduzione nazionale¹⁴⁶, ovvero circa 36 MtCO₂ ricadono nella competenza nazionale.

Lo scenario di riduzione delle emissioni di gas serra

- Lo scenario PNIEC prevede una riduzione del 24% al 2030 delle emissioni energetiche del settore industriale rispetto al 2021, mentre lo scenario ECCO-FF55 prevede una riduzione del 37%.
- Lo scenario PNIEC riporta un consumo finale di energia da parte dell'industria pari a 24.3 Mtep al 2030, mentre nello scenario ECCO-FF55 si raggiunge un consumo energetico finale di 22.2 Mtep.
- Per raggiungere tale risultato, nello scenario proposto si è ipotizzato un progressivo e costante miglioramento dell'efficienza energetica dei processi produttivi, la parziale elettrificazione del calore a bassa e media temperatura, l'impiego di idrogeno verde, la destinazione di una importante quota di biometano all'industria e la riconversione dello stabilimento ex Ilva di Taranto con tecnologia DRI (Direct Reduced Iron)¹⁴⁷. A differenza del PNIEC, al 2030, inoltre, si è ipotizzato di non fare ricorso al CCS.

Quali politiche per obiettivo

- Il PNIEC dovrebbe includere strategie per la riduzione delle emissioni del settore manifatturiero in un capitolo dedicato che affrontino in modo integrato le dimensioni della produzione e sostengano adeguatamente la domanda di prodotti 'verdi';
- Nello specifico degli obiettivi 2030, si ritiene necessario che il PNIEC comprenda:
 - Politiche di sostegno all'innovazione e tecnologie per la decarbonizzazione, anche nei settori *hard to abate*;
 - Politiche per la incentivazione selettiva della domanda di prodotti a basse emissioni di carbonio.

¹⁴⁵ Elaborazione ECCO a partire da dati ISPRA. Nel presente documento con il termine industria si fa riferimento ai settori manifatturiero e delle costruzioni.

¹⁴⁶ Elaborazioni ECCO a partire da dati "EU Emissions Trading System (ETS) data viewer", European Environment Agency, 27 luglio 2023 e "Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2021", ISPRA, 2023.

¹⁴⁷ Sulla base delle ipotesi aggiornate dello scenario già pubblicato nello studio [Taranto, la produzione di acciaio primario](#), 2021.

Politiche abilitanti prioritarie

- Nel caso dell'industria, analisi settoriali che siano in grado di cogliere le specificità delle singole filiere appaiono necessarie al fine di identificare un quadro di politiche coerenti e mirate alla decarbonizzazione, mantenendo la competitività delle imprese, con strumenti finanziari mirati e politiche sociali adeguate
- Misure specifiche dedicate alle PMI appaiono prioritarie, alla luce dell'ecosistema industriale nazionale
- Nel settore dell'industria, la componente temporale ha un ruolo particolarmente significativo, con politiche che devono mirare a sfruttare le opportunità di riduzione di breve periodo e impostare le nuove soluzioni di decarbonizzazione del futuro

Il settore industriale italiano contribuisce al 22% delle emissioni nazionali di gas serra¹⁴⁸. Nel periodo dal 1990 al 2021 le emissioni di gas serra dell'industria italiana sono diminuite del 35%¹⁴⁹; questa riduzione è attribuibile a molteplici fattori:

- l'adozione del sistema per lo scambio delle quote di emissione dell'Unione Europea (EU ETS¹⁵⁰) a partire dal 2005;
- l'adozione di misure di efficienza energetica a livello europeo e nazionale;
- il passaggio da combustibili fossili maggiormente emissivi (carbone e petrolio) al gas naturale e alle fonti rinnovabili,

La diminuzione della produzione e del numero di imprese attive, in particolare in seguito alla crisi economica degli anni 2008-2009.

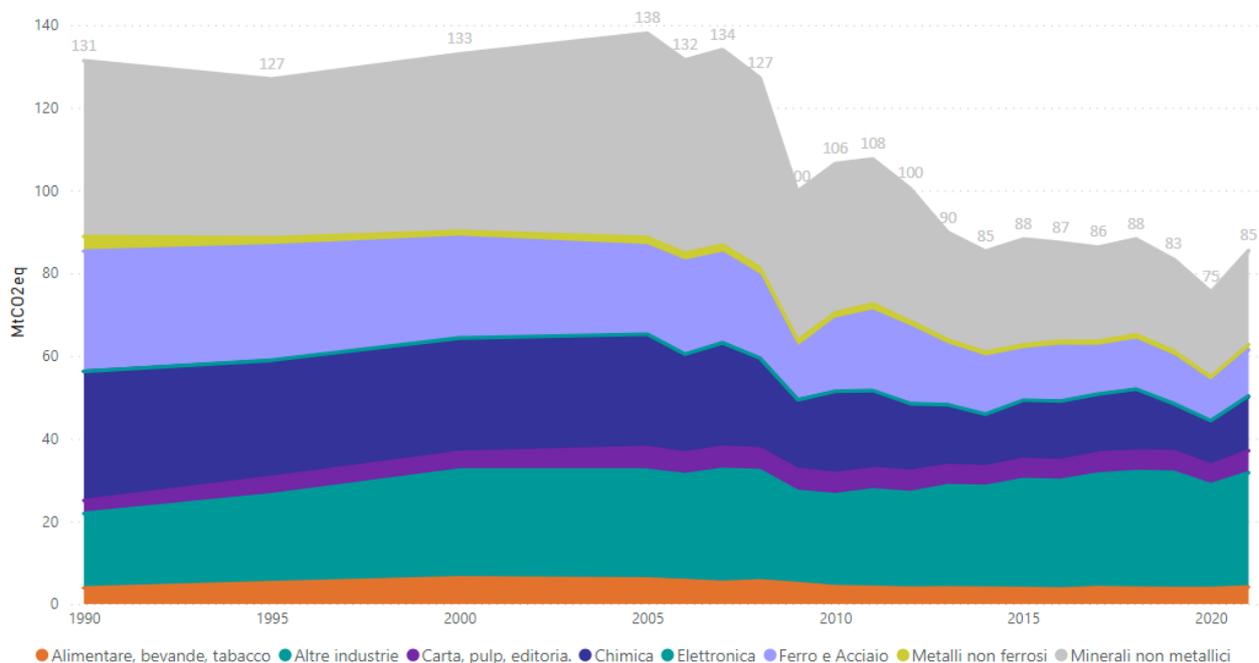


Figura 29 – Andamento delle emissioni del settore industriale (MtCO2eq)

¹⁴⁸ Elaborazione ECCO a partire da dati ISPRA.

¹⁴⁹ Elaborazione ECCO a partire da dati ISPRA.

¹⁵⁰ "Sistema per lo scambio delle quote di emissione dell'UE", Commissione Europea. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_it

Gli impianti produttivi nazionali possono distinguersi tra quelli soggetti alla Direttiva EU ETS, ovvero gli impianti di produzione elettrica e i settori *energy intensive* (acciaio, chimico, carta, vetro, laterizi, cemento, calce, ecc.) e impianti con potenze installate superiori ai 20MW, per i quali, quindi, la componente di produzione energetica è rilevante. Gli altri impianti ricadono nell'ambito del Regolamento *Effort Sharing*.

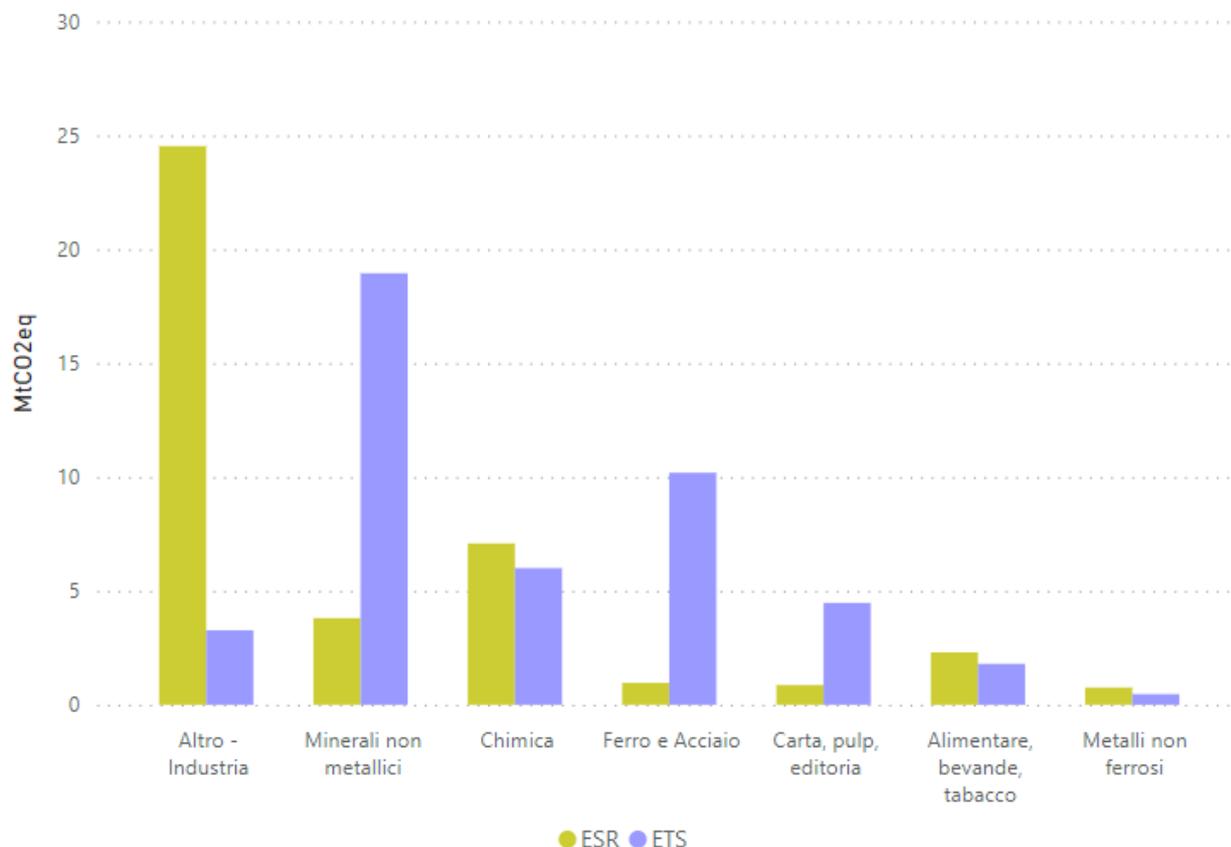


Figura 30 – Emissioni di gas serra dell'industria fra settori soggetti al regolamento ETS e a quello ESR. Le emissioni dei singoli sotto-settori sono riportate in valore assoluti in milioni di tonnellate di CO2eq e fanno riferimento all'anno 2021 – Fonte elaborazione ECCO su dati ISPRA.

L'economia nazionale, storicamente, si caratterizza per alti livelli di efficienza energetica¹⁵¹. L'industria, con l'introduzione dell'EU ETS nel 2005, ha iniziato a ridurre i consumi finali che hanno mostrato un andamento più marcato rispetto al valore aggiunto, portando ad una riduzione dell'intensità energetica con un tasso medio annuo dal 2005 al 2019 di -2,7%. Tale riduzione si è accompagnata anche ad una riduzione del valore aggiunto nel periodo 2007-2014 del 21% del +8,6% dal 2014 al 2019.

Guardando allo storico, inoltre, l'industria mostra un tasso di elettrificazione dei consumi finali in costante crescita dal 1990, con un'accelerazione dal 2005. In questo settore i consumi di energia elettrica nel 2019 sono il 41,8% dei consumi finali¹⁵².

¹⁵¹ L'International Energy Efficiency Scorecard assegna all'Italia ancora il 5° posto a livello mondiale per prestazioni di efficienza energetica del sistema economico

¹⁵² <https://www.isprambiente.gov.it/files2021/pubblicazioni/rapporti/r343-2021.pdf>

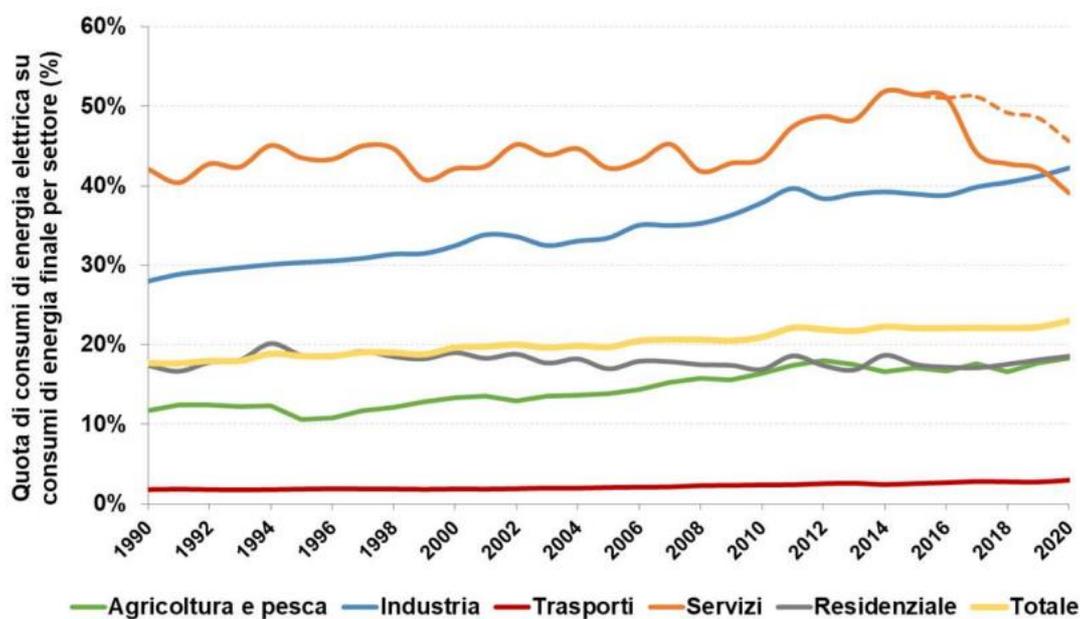


Figura 31 – Andamento della quota di consumi di energia elettrica su consumi di energia finale per settore. Per i servizi è riportata anche la quota al netto dei consumi finali per calore ambientale da pompe di calore (linea tratteggiata dal 2017). Fonte ISPRA, 2022.

La crisi energetica iniziata a fine 2021 ha avuto una ripercussione diretta sui consumi finali di energia che, nel settore industriale, hanno registrato un calo dell'8% nel 2022¹⁵³. Una parte significativa dei risparmi dell'industria è spiegabile con il cambiamento nel mix produttivo in risposta agli alti prezzi dell'energia. Nell'industria la quota di imprese con costi energetici superiori al 10% del fatturato è salita da poco più del 22% a quasi il 42%. Tuttavia, sulla base dei risultati di un'indagine di MBS Consulting Innovation Team ed ECCO emerge che alcuni dei numerosi interventi attuati in emergenza porteranno riduzioni dei consumi strutturali, soprattutto per le imprese di minori dimensioni. **Dall'indagine, inoltre, emerge che il 70% delle imprese vede ulteriori margini di riduzione e ben il 55% sarebbe pronta ad affrontare nuovi investimenti a tal fine.**

Per tale ragione, nello sviluppo dello scenario ECCO-FF55 si è inteso indagare specificatamente i potenziali di efficienza ed elettrificazione sfruttabili ai fini del raggiungimento degli obiettivi 2030 e quali politiche occorrerebbe utilizzare a tal fine.

5.4.1 DESCRIZIONE DELLO SCENARIO ECCO-FF55

Lo scenario ECCO-FF55, come quello PNIEC, è stato elaborato a partire dai dati del 2021, anno in cui il settore industriale ha emesso 85.4 MtCO_{2eq}, di cui:

- 53.9 MtCO_{2eq} sono emissioni "energy", risultanti dalla combustione di combustibili fossili;
- 31.8 MtCO_{2eq} sono emissioni "non energy", legate a reazioni chimiche in processi industriali.

¹⁵³ "Crisi energetica ed efficienza", Osservatorio Energia. https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2023/10/Crisi-energetica-ed-efficienza-alcune-evidenze_articolo-MBS-ECCO.pdf

Nel 2021 i consumi energetici finali del settore industriale italiano sono stati di 29.3 Mtep (

Figura 31

Figura 32), suddivisi in:

- 11.4 Mtep di gas naturale;
- 6.8 Mtep di altri combustibili (combustibili solidi, liquidi, energie rinnovabili, biocarburanti, rifiuti non rinnovabili);
- 10.3 Mtep di energia elettrica.

I consumi di gas naturale e altri combustibili sono stati calcolati dagli inventari UNFCCC, al netto della quota di combustibili utilizzata per produrre energia elettrica con impianti cogenerativi e delle relative perdite. I dati sui consumi di energia elettrica sono stati ottenuti dal Bilancio Energetico Nazionale¹⁵⁴.

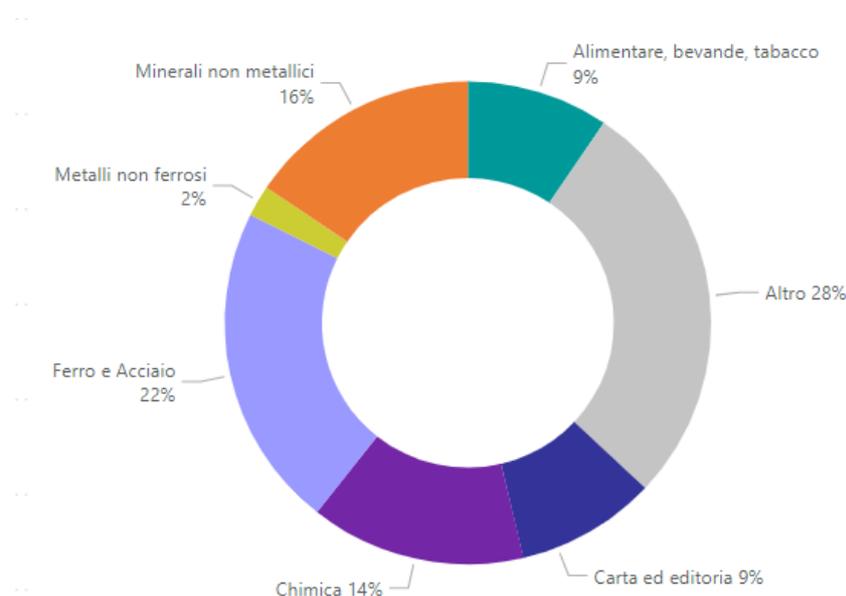


Figura 32 – Consumi energetici dell'industria italiana nel 2021 suddivisi per settore.

¹⁵⁴ "Simplified energy balances", EUROSTAT.

Settore	% PMI ¹⁵⁵	Consumo EE [Mtep]	Consumo ET per combustibili [Mtep]		Consumo ET per temperatura [Mtep]			
			Gas naturale	Altri combustibili ¹⁵⁶	T<100°C	100°C<T<150°C	150°C<T<500°C	T>500°C
Chimica	98.5%	1.2	1.7	1.3	0.5	0.2	0.9	1.4
Alimentare, bevande e tabacco	99.8%	1.3	0.8	0.7	0.8	0.5	0.1	0.06
Siderurgia	96%	1.6	2.0	2.8	0.5	0.2	0.2	3.8
Metalli non ferrosi	98.8%	0.2	0.4	0.02	0.03	0.01	0.02	0.3
Minerali non metallici	99.8%	0.8	2.4	1.3	0.3	0.5	0.2	2.8
Carta e stampa	99.8%	0.8	1.9	0.01	0.8	0.2	1.0	0.02
Altro	99.7%	5.0	2.4	0.7	2.3	0.4	0.2	0.2

Tabella 12 – Consumi di energia elettrica (EE) e termica (ET) dei settori dell'industria italiana nel 2021. I consumi di energia termica sono suddivisi in funzione della tipologia di combustibile utilizzato e del livello di temperatura alla quale è richiesto il calore. Elaborazione ECCO a partire da dati BEN e UNFCCC.

Come evidente dalla

Tabella 12, il potenziale appare concentrato nei settori alimentare, della carta e nella voce "altro", che racchiude svariati sotto-settori del settore industriale, molto rappresentati anche nella popolazione di impianti non-ETS (Figura 29). Alla luce di questo dato, quindi, politiche rivolte allo sfruttamento di questo potenziale potrebbero contribuire alla riduzione delle emissioni di competenza nazionale, contribuendo alla riduzione del *gap* individuato nella proposta di PNIEC.

Nello scenario proposto si è ipotizzato un progressivo e costante miglioramento dell'efficienza energetica dei processi produttivi, con un tasso di miglioramento medio delle prestazioni emissive del 2.5% annuo. Tale valore è stato stabilito a partire dal tasso di miglioramento dei valori dei *benchmark* settoriali, elaborato dalla Commissione a partire dai dati comunicati dalle imprese e sviluppato per tenere conto proprio del miglioramento tecnologico per la quarta fase dell'EU ETS¹⁵⁷.

In passato le industrie italiane si sono concentrate su misure di base che permettevano di ottenere risultati immediati in termini di riduzione dei costi energetici, ma ci sono opportunità di miglioramento attraverso soluzioni più avanzate con ritorni a lungo termine¹⁵⁸. Questi interventi riguardano soprattutto il recupero di energia e i sistemi ausiliari di applicazione industriale. L'efficienza energetica è anche favorita dall'adozione di sistemi di monitoraggio e automazione,

¹⁵⁵ "Unità locali e addetti: Classe di addetti, settori economici (Ateco 3 cifre)", ISTAT.

¹⁵⁶ I consumi di combustibili liquidi, solidi, biocombustibili e biomassa e rifiuti sono stati raggruppati alla voce "Altri combustibili".

¹⁵⁷ "Update of benchmark values for the years 2021-2025 of phase 4 of the EU ETS", European Commission, 12 ottobre 2021.

¹⁵⁸ Gianluigi Torchiani, "Italia già avanti nell'efficienza energetica nell'industria: ecco cosa si può ancora fare", Lumi, 28 gennaio 2020. <https://www.lumi4innovation.it/about-us/>

come le tecnologie dell'Internet of Things (IoT), parte integrante della trasformazione digitale dell'Industria 4.0.

Oltre alle misure di efficienza energetica integrate nello scenario di riferimento, nello scenario ECCO-FF55 sono previste ulteriori azioni, ovvero:

- L'elettificazione di parte del calore a medio-bassa temperatura. Nel 2021 l'industria ha consumato complessivamente 18,3 Mtep di calore, di cui si stima 7 Mtep a temperature inferiori a 150°C. Nello scenario proposto si prevede che il 50% del fabbisogno termico industriale a temperatura inferiore a 150°C, pari a **3,5 Mtep, possa essere elettrificato con adeguate politiche di indirizzo e sostegno.** Si ipotizza che venga elettrificato solamente il calore diretto, mentre non viene fatto alcun intervento sul calore da cogenerazione. I sistemi cogenerativi utilizzati nell'industria, sono, tipicamente, impianti altamente efficienti con elevati recuperi di calore per i quali è verosimile pensare che da qui al 2030 non vi saranno sostanziali interventi. Con questa misura è possibile abbattere 8.3 MtCO₂eq al 2030 in modo trasversale in tutti i settori industriali, considerando il fattore di emissione del gas naturale.

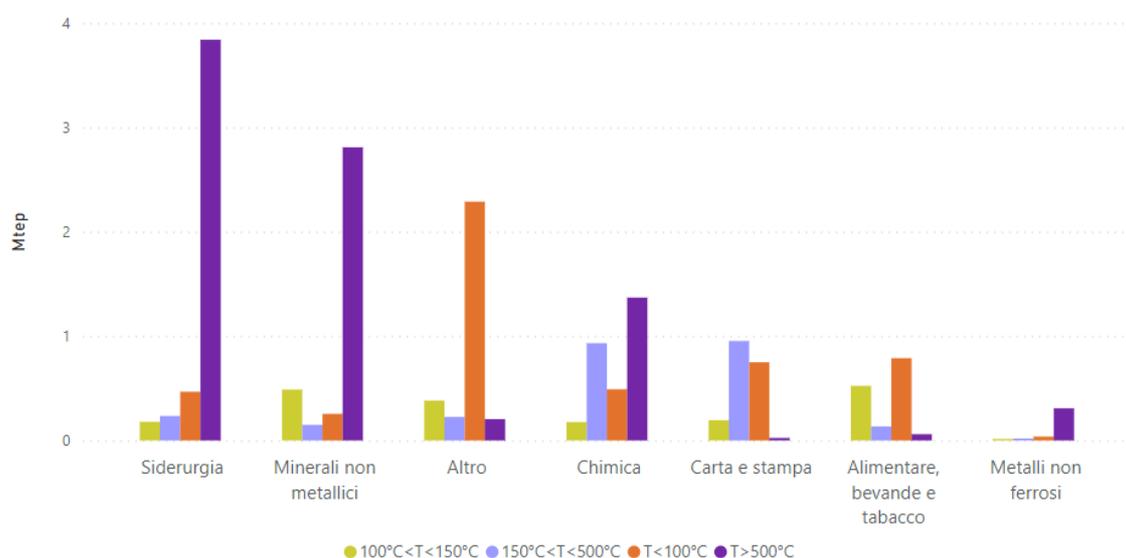


Figura 33 – Consumi di energia termica dei settori dell'industria italiana suddivisi per livelli di temperatura nel 2021¹⁵⁹.

- Utilizzo di biometano. In sostituzione del gas naturale si ipotizza un crescente consumo di biometano, pari a 1.5 miliardi di metri cubi al 2025 e a 3.3 miliardi di metri cubi al 2030. Il PNIEC valuta una disponibilità di biometano da biomassa rinnovabile pari a 5.7 miliardi di m³ al 2030; il 57% di questi sono stati allocati, per ipotesi, al settore industriale. Tale misura riduce le emissioni per 6.5 MtCO₂eq al 2030 in maniera trasversale in tutti i sotto-settori¹⁶⁰.
- Un crescente consumo di idrogeno verde. Si assume che l'idrogeno verde prodotto da generazione elettrica venga destinato all'industria siderurgica, chimica e petrolchimica e alla

¹⁵⁹ Elaborazione dati ECCO da UNFCCC, Bilancio Energetico Nazionale e Kosmadakis, Georg; "Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries", Applied Thermal Engineering, 20 aprile 2019.

¹⁶⁰ Tale dato deriva da due ipotesi fondamentali, ovvero l'assunzione del potenziale biometano pari a quello del PNIEC (per cui si rimanda alle considerazioni espresse nel box biocombustibili) e ad un'attribuzione dei quantitativi di biometano all'industria che, nel caso di immissione in rete del biometano, andrebbe verificata.

raffinazione, per un totale di 8 TWh al 2030¹⁶¹ e una riduzione delle emissioni di 1.6 MtCO₂eq, considerando il fattore di emissione del gas naturale.

- La riconversione dell'impianto ex ILVA di Taranto alla tecnologia DRI. In questo scenario si prevede la riconversione dello stabilimento ex Ilva di Taranto alla tecnologia DRI. Questa riconversione, sulla base degli scenari settoriali sviluppati da ECCO¹⁶², implica l'uso iniziale di gas naturale, possibilmente miscelato con idrogeno, per alimentare gli impianti DRI, con una graduale transizione all'uso esclusivo di idrogeno verde. Al 2030, si stima una produzione di 6 Mt di acciaio utilizzando la tecnologia DRI con una miscela di gas naturale e idrogeno verde al 90% - 10%. Al 2030, tale misura determina una riduzione di 2 MtCO₂eq complessive¹⁶³.

Con queste ipotesi, nello scenario ECCO-FF55 il consumo di gas naturale diminuisce da 11.5 Mtep nel 2021 a 7.6 Mtep nel 2030 (Figura 34). Le misure di efficienza energetica ed elettrificazione determinano la grande parte delle riduzioni di consumo gas ed emissioni, così come il consumo di biometano e idrogeno verde. La riconversione dell'acciaieria ex Ilva di Taranto alla tecnologia DRI in parte alimentata a gas, invece, comporta un aumento di consumi gas nel medio periodo. Nel lungo periodo (post-2030) si prevede che il gas naturale utilizzato per l'alimentazione degli impianti DRI sarà completamente sostituito dall'idrogeno verde, portando all'eliminazione sia del consumo di gas naturale che delle emissioni di gas serra.

Nello scenario proposto, il consumo di energia elettrica del settore industriale diminuisce da 11 Mtep nel 2021 a 9.1 Mtep nel 2030. Questa riduzione è il risultato della combinazione di interventi di efficienza energetica, che riducono il consumo di elettricità, e della maggiore elettrificazione dei processi produttivi.

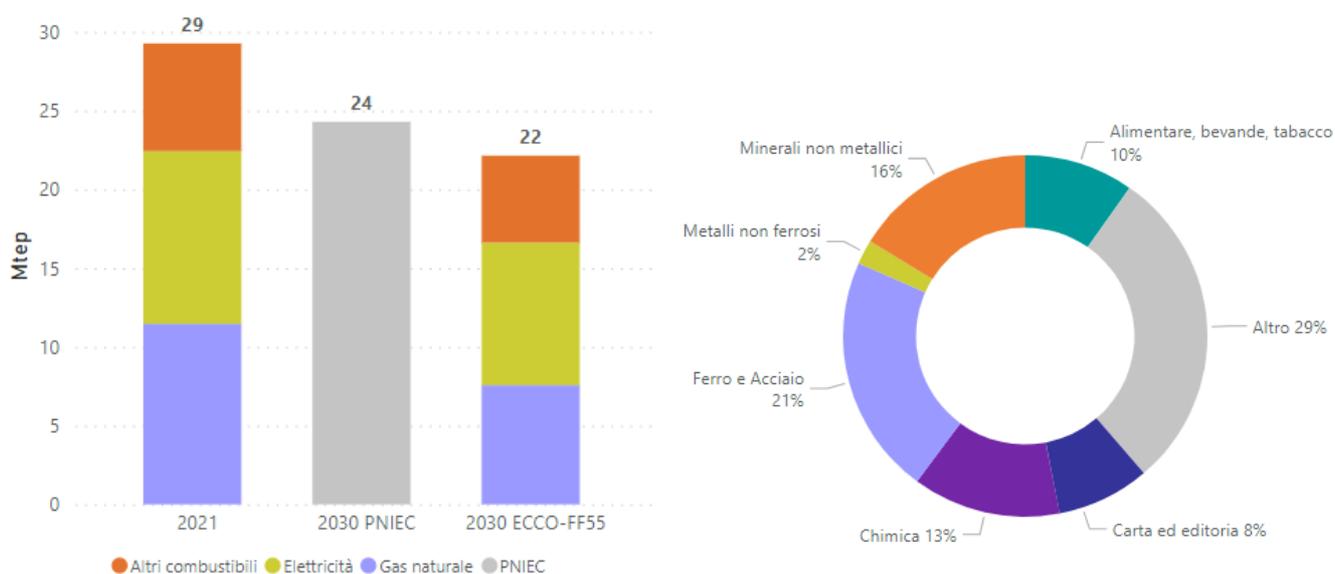


Figura 34 – Consumo finale di energia al 2030 e contributi dei diversi settori industriali al 2030 nello scenario ECCO-FF55.

¹⁶¹ Tale dato è uno dei risultati riportati nello studio “Development of a transition pathway towards a close to net-zero electricity sector in Italy by 2035”, Artelys in collaborazione con ECCO, Giugno 2023. https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2023/06/Development-of-a-transition-pathway-towards-a-close-to-net-zero-electricity-sector-in-Italy-by-2035_19giugno.pdf

¹⁶² “Una strategia per l'acciaio verde”, ECCO, agosto 2022.

¹⁶³ Si ricorda che parte delle emissioni relative al complesso industriale di ILVA e, nello specifico, quelle derivanti dalla produzione di coke, sono contabilizzate nel settore delle industrie energetiche.

Nello scenario ECCO-FF55 le emissioni di gas serra dell'industria italiana risultano pari a 82.6 MtCO_{2eq} nel 2025 e a 67.2 Mt nel 2030 (Figura 35). Quest'ultimo valore fa registrare un calo dell'37% rispetto al 2021 (-49% rispetto al 1990).

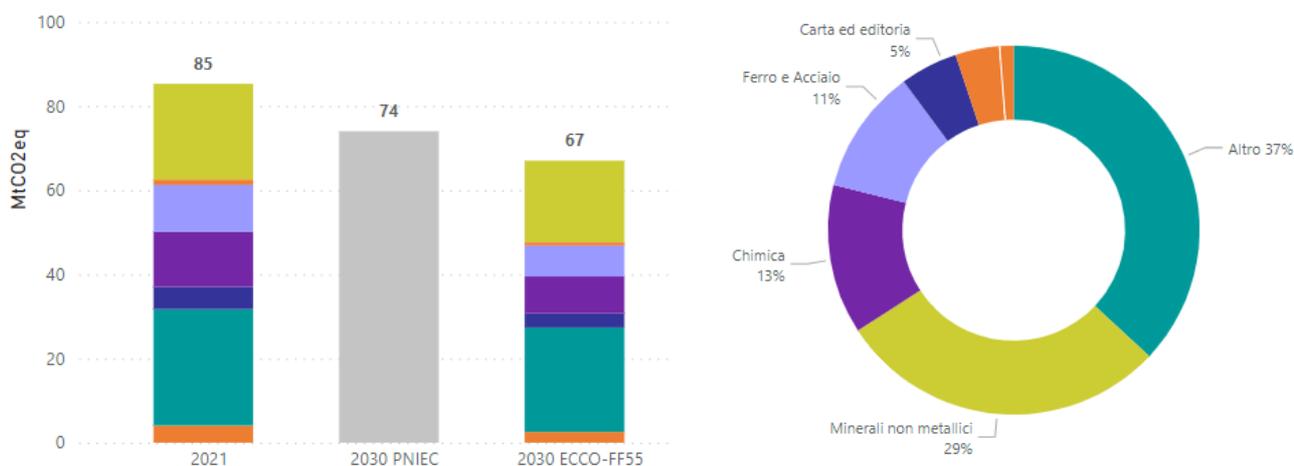


Figura 35 – Confronto fra le emissioni di CO_{2eq} dei settori dell'industria italiana e contributi % al 2030 nello scenario ECCO- FF55.

5.4.2 POLITICHE E MISURE ALLA BASE DELLO SCENARIO ECCO-FF55

Come anche sottolineato nel [Capitolo 4](#), per la rilevanza del settore industriale, le politiche per la sua decarbonizzazione dovrebbero essere più riconoscibili nel Piano e, almeno, raggruppate per macro-obiettivi.

Le politiche necessarie per la transizione dovrebbero tenere conto al massimo delle specificità settoriali e, allo stesso tempo, individuare misure trasversali che possano accelerare l'innovazione tecnologica e sostenere le imprese negli investimenti richiesti.

Un PNIEC per l'industria dovrebbe prevedere le misure per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, ma anche a preservare la competitività dell'industria e i posti di lavoro. Un capitolo dedicato alla decarbonizzazione dell'industria dovrebbe individuare gli strumenti di analisi e le politiche per la gestione della trasformazione industriale legata alla decarbonizzazione secondo due principali direttrici, ovvero:

- Politiche di **sostegno all'innovazione e alle tecnologie per la decarbonizzazione**, anche nei settori *hard to abate*;
- Politiche di **sostegno selettivo alla domanda di prodotti decarbonizzati** in sinergia con le politiche di promozione dell'economia circolare.

Il Piano dovrebbe anche individuare possibili strumenti per analizzare i **nessi tra le filiere di produzione** innovativi, mettendo in evidenza le opportunità e i rischi derivanti dall'accelerazione verso l'*uptake* delle tecnologie a zero-basse emissioni, per favorire l'adozione di **politiche per la gestione della trasformazione industriale**, anche in termini occupazionali.

Promozione dell'efficienza energetica e elettrificazione dei consumi

È necessario un chiaro indirizzo e sostegno alle imprese affinché investano in tecnologie innovative per la riduzione delle emissioni, spesso caratterizzate da rischi e costi d'investimento elevati. Allo stesso modo, interventi dedicati all'efficienza energetica e all'elettrificazione dei consumi termici, soprattutto alla luce delle prestazioni storicamente distintive dell'industria nazionale, è necessario un migliore indirizzamento delle politiche esistenti che, oltre alla componente 'efficienza energetica' possano valorizzare quella della riduzione delle emissioni, in particolar modo per accelerare la decarbonizzazione degli impianti industriali ricadenti in *Effort sharing*, ma non solo, contribuendo per scala e rapidità di investimento, in maniera sostanziale al raggiungimento degli obiettivi nazionali.

Gli strumenti elencati sotto e richiamati nel PNIEC hanno molteplici destinazioni o obiettivi e non sempre coniugano esplicitamente requisiti di efficienza energetica con requisiti di decarbonizzazione. Nel PNIEC, occorrerebbe una **sistematizzazione e prioritizzazione ed eventuale modifica di tali schemi in relazione all'efficacia dimostrata su interventi di efficientamento o elettrificazione dei consumi**. Le modalità di accesso ai finanziamenti dovrebbero essere semplificate e ricondotte il più possibile ad un solo strumento ed ente attuatore, anziché essere parcellizzate, riconoscendo, al limite le peculiarità delle PMI e accesso semplificato a queste ultime. Nella definizione delle politiche, inoltre, si dovrebbe tenere adeguatamente conto del segnale di prezzo dell'energia indotto dalla presenta o meno nello schema ETS.

1. Certificati Bianchi¹⁶⁴

Il meccanismo dei Certificati Bianchi promuove l'efficienza energetica in settori come l'industria, le infrastrutture, i servizi. Consiste nel rilascio di certificati, noti come TEE (Titoli di Efficienza Energetica), a fronte di implementazione di interventi di risparmio energetico significativi. Un TEE corrisponde al risparmio di una tonnellata equivalente di petrolio (tep). I distributori di elettricità e gas con oltre 50.000 clienti finali (soggetti obbligati) devono rispettare obblighi di risparmio di energia primaria e raggiungere target annuali. Ciò può avvenire mediante progetti di efficienza energetica o l'acquisto di TEE da terzi, in particolare dalle società di servizi energetici (ESCO).

A partire dalla sua introduzione, il meccanismo ha certificato risparmi energetici di 29.1 Mtep e rilasciato 57.7 milioni di TEE¹⁶⁵. Negli ultimi anni si è registrato un forte calo nei titoli riconosciuti e nei risparmi certificati¹⁶⁶. Il PNIEC del 2019 prevedeva *il proseguimento del processo di aggiornamento e potenziamento del meccanismo dei Certificati Bianchi nell'ottica della semplificazione e dell'ottimizzazione delle metodologie di quantificazione e riconoscimento del risparmio energetico, della riduzione dei tempi per l'approvazione, l'emissione e l'offerta dei titoli sul mercato*¹⁶⁷.

In linea con quel proposito, il PNIEC 2023 potrebbe includere un rilancio dello schema che preveda una premialità per quegli interventi che, oltre a incrementare l'efficienza energetica, consentono una riduzione delle emissioni dirette di gas serra. In questo modo il meccanismo dei Certificati Bianchi

¹⁶⁴ "Certificati Bianchi", GSE. <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/certificati-bianchi>

¹⁶⁵ "Rapporto annuale Certificati Bianchi 2022", GSE.

¹⁶⁶ "Rapporto annuale Certificati Bianchi 2022", GSE.

¹⁶⁷ "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima", Ministero dello Sviluppo Economico, dicembre 2019.

sarebbe funzionale non solo all'efficientamento, ma anche al raggiungimento degli obiettivi climatici, sia per le imprese ricadenti nel perimetro ETS che per quelle ESR.

2. Fondo Transizione Industriale¹⁶⁸

Tale fondo ha l'obiettivo di favorire l'adeguamento del sistema produttivo italiano alle politiche UE sulla lotta ai cambiamenti climatici. Il Fondo ha una dotazione di 300 milioni di euro, la metà dei quali è riservato alle imprese energivore. Le agevolazioni sono concesse nella forma di contributo a fondo perduto ad aziende che effettuano interventi per migliorare l'efficienza energetica nell'esecuzione della propria attività e/o l'efficienza nell'uso delle risorse, attraverso una riduzione dell'utilizzo delle stesse anche tramite riuso, riciclo e uso di materie prime riciclate. Il Fondo incentiva, inoltre, l'installazione di impianti di autoproduzione di energia da FER, idrogeno e impianti di cogenerazione ad altro rendimento. Non sono però ammessi interventi che determinano un aumento della capacità produttiva dell'impianto. Il Fondo ha un ampio spettro di azione e si focalizza, evidentemente, sul finanziamento dei CapEX di interventi a basso rischio. L'indirizzo del fondo in particolare verso l'elettrificazione e misure che determinino la riduzione delle emissioni dirette del settore, potrebbe creare un contesto favorevole alla decarbonizzazione dell'industria.

3. Transizione 5.0 green

Si tratta di un intervento da più di 4 miliardi di euro presentato nella revisione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza di luglio 2023. Transizione 5.0 è uno schema di supporto all'innovazione digitale a supporto della transizione verde nel sistema produttivo. Sarà implementato tramite un meccanismo di credito d'imposta e coprirà un'ampia gamma di settori economici, compreso il turismo. Gli obiettivi sono l'accelerazione della trasformazione degli asset strumentali e dei processi produttivi delle aziende e la promozione della creazione di nuovi impianti e l'espansione di quelli già in essere per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Vengono incentivati progetti che mirano a ridurre i consumi energetici nei processi produttivi, sostituire l'uso di combustibili fossili, ridurre le emissioni in atmosfera, promuovere il recupero di materie prime critiche e favorire la circolarità nei processi produttivi attraverso un uso più efficiente delle risorse. L'indirizzamento deciso di queste risorse verso interventi in linea con il dnsh con precise indicazioni delle riduzioni di emissioni indotte e dirette potrebbe avere impatti rilevanti, alla luce della propensione delle imprese verso tale tipologia di intervento¹⁶⁹.

4. Fondo Nazionale Efficienza Energetica¹⁷⁰

Dedicato a favorire gli interventi necessari per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica realizzati dalle imprese e dall'Amministrazione Pubblica. Il Fondo ha una dotazione di 310 milioni di euro e si articola in due sezioni: la concessione di garanzie su singole opere di finanziamento (30%) e l'erogazione di finanziamenti a tasso agevolato (70%). La gestione del Fondo è affidata a Invitalia. Tra gli interventi sostenuti vi sono la riduzione dei consumi di energia nei processi industriali. Per quello che riguarda le imprese, il Fondo appare complementare e parzialmente sovrapposto ad

¹⁶⁸ "Fondo transizione industriale", Invitalia. <https://www.invitalia.it/cosa-facciamo/sosteniamo-grandi-investimenti/fondo-transizione-industriale>

¹⁶⁹ Secondo i risultati del sondaggio di cui detto in premessa, per cui ben il 70% delle imprese vede margini per la riduzione della domanda gas e con politiche di incentivazione o meno, per il 55% è pronta ad investire in tal senso.

¹⁷⁰ "Fondo Nazionale Efficienza Energetica", Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. <https://www.mase.gov.it/energia/efficienza-energetica/fondo-nazionale-efficienza-energetica>

altre misure elencate per cui il suo contributo dovrebbe essere pesato rispetto ai risultati conseguiti e alla maggiore o minore efficienza rispetto agli altri strumenti qui presentati.

5. Conto termico

Il Conto termico 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 Pubbliche amministrazioni, ma anche imprese e privati, che potranno accedere a fondi per 900 milioni di euro annui. Nell'ottica dell'ottimizzazione degli strumenti dedicati all'efficienza nelle imprese, occorrerebbe una revisione dello strumento basato su indicatori di efficacia rispetto a tale fine.

6. Fondo per la crescita sostenibile

Il Fondo per la crescita sostenibile (FCS) è destinato al finanziamento di programmi e interventi con un impatto significativo in ambito nazionale sulla competitività dell'apparato produttivo con finalità molteplici:

- Promozione di progetti di ricerca, sviluppo e innovazione
- rafforzamento della struttura produttiva e il rilancio di aree che versano in situazioni di crisi complessa di rilevanza nazionale tramite la sottoscrizione di accordi di programma
- la promozione della presenza internazionale delle imprese e l'attrazione di investimenti dall'estero,

È evidente come un tale fondo, molto articolato, dovrebbe vedere stretta correlazione tra le misure e gli interventi promossi e le politiche previste nel PNIEC.

7. Sabatini green

La misura Sabatini *green* rappresenta un incentivo offerto dal Ministero delle Imprese e del Made in Italy finalizzato a semplificare l'ottenimento di finanziamenti da parte delle imprese, con l'obiettivo di potenziare la competitività del settore produttivo nazionale. Una quota dell'allocazione finanziaria di tale misura è destinata a investimenti a ridotto impatto ambientale per le micro, piccole e medie imprese. Questa disposizione riguarda "investimenti verdi" correlati all'acquisto di macchinari e impianti a "basso impatto ambientale" che permettono di migliorare l'ecosostenibilità dei prodotti e dei processi produttivi. Tali misure potrebbero essere ampliate e rese più mirate, favorendo progetti di efficientamento e elettrificazione.

8. Sostegno all'elettrificazione impianti soggetti ad EU ETS

L'ultima revisione della direttiva EU ETS prevede che gli Stati Membri (Art. comma 1), nel recepimento della direttiva, possano consentire agli impianti che scendano sotto le soglie di inclusione nel sistema di scambio delle quote di emissione in ragione di interventi di elettrificazione, di restare soggetti alla norma e, quindi, far sì che l'investimento si ripaghi mediante le assegnazioni gratuite delle quote di CO₂. Si auspica che nel recepimento della norma, il Governo stabilisca di consentire tale possibilità, favorendo le imprese che elettrificano il calore di processo e che riducono le proprie emissioni.

Sostegno all'innovazione nei settori Hard to Abate

1. Strumenti di finanziamento delle soluzioni tecnologiche innovative

Negli interventi che implicano l'adozione di soluzioni particolarmente innovative, è necessario che si stabilisca una forma di condivisione del rischio tra investitore privato e pubblico e che si sostengano, oltre ai CapEX, gli OpEX ¹⁷¹. Una tale forma di sostegno può essere rappresentata dai **Carbon Contracts for Difference (CCfD)**. I CCfD consentono di garantire investimenti nelle tecnologie di decarbonizzazione e il relativo ritorno economico, assorbendo il rischio di un eventuale fallimento. Un Carbon Contract implica un accordo tra il Governo o un'istituzione e un produttore privato per stabilire un prezzo del carbonio (*strike price*) per un periodo specifico. Se il prezzo di mercato è inferiore al prezzo concordato, il governo paga la differenza al produttore; se è superiore, il privato restituisce il surplus al governo. Questi contratti bilanciano la volatilità dei prezzi delle emissioni di CO₂ e riducono il rischio associato agli investimenti.

Tale forma di sostegno all'investimento è adatta a coprire sia i CapEX che gli OpEX e, per tale motivo, è anche stata ammessa quale metodologia per il finanziamento dei progetti finanziati con Innovation Fund dall'ultima revisione della direttiva EU ETS. Anche ampliando rispetto allo scopo di tale Fondo, questa metodologia potrebbe essere adottata per finanziare gli investimenti particolarmente rischiosi e sostenere l'investimento privato mediante garanzie pubbliche.

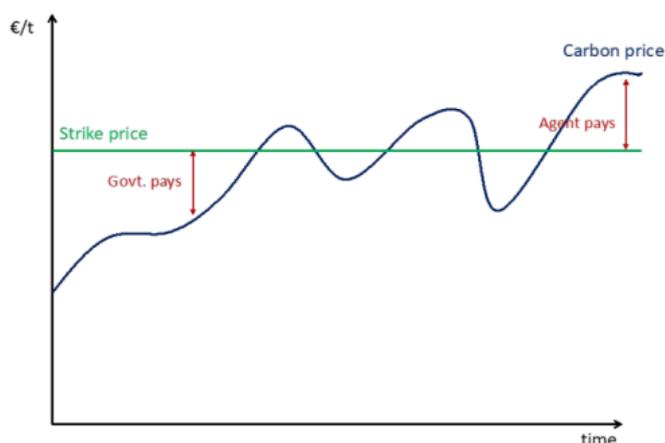


Figura 36 – Schematizzazione del principio di funzionamento dei Carbon Contracts for Differences¹⁷².

Riconversione dell'ex ILVA di Taranto

Dal momento che viene menzionata, il nuovo PNIEC dovrebbe meglio riflettere la strategia di riconversione del sito produttivo dell'ex ILVA di Taranto, con una valutazione dei finanziamenti necessari e degli impatti sociali connessi. Nel PNIEC si afferma di aver tenuto conto di tale riconversione, infatti, ma non sono esplicite le tappe e gli effetti attesi. Nel capitolo sugli investimenti non è esplicitato il fabbisogno finanziario connesso alla riconversione, così come non sono chiarite le sue tempistiche, le conseguenze sociali attese (da tenere in considerazione nella stima degli impatti socioeconomici del Piano) o le misure di giusta transizione da intraprendere, oltre alla menzione del

¹⁷¹ Si veda anche il paragrafo 3.2.

¹⁷² "Carbon Contracts for Differences: their role in European industrial decarbonization", Climate Friendly Materials Platform, settembre 2020.

Piano di Giusta transizione. In studi pregressi¹⁷³, ECCO ha analizzato la possibilità tecnologica, economica e sociale della riconversione, individuando la tecnologia DRI come possibile soluzione tecnologicamente matura per operare una completa riconversione del sito.

La costituzione della società DRI d'Italia sembrava andare nella direzione di attuare la riconversione del sito produttivo da altoforni a DRI sfruttando i finanziamenti del PNRR. Con la revisione di luglio 2023 il miliardo di € affidato a DRI d'Italia per l'avviamento del processo di riconversione è stato espunto dal Piano di Ripresa e Resilienza e, al momento, non si hanno certezze sul destino di tali risorse e su quali fondi alternativi verranno utilizzati. La revisione del PNIEC potrebbe rappresentare un'occasione per pianificare interventi di riconversione che possano coniugare la sostenibilità economica e sociale degli investimenti con la sostenibilità ambientale del progetto.

Ruolo dell'idrogeno nell'industria

Relativamente al ruolo dell'idrogeno, per l'elaborazione dello scenario ECCO-FF55 sono stati considerati in input i risultati di studio realizzato da ECCO in collaborazione con Artelys, dove vengono presentate le ipotesi e il risultato delle simulazioni di un sistema elettrico sostanzialmente decarbonizzato al 2035¹⁷⁴. Da tale report risulta una produzione di 8 TWh di idrogeno verde al 2030 dovuto a sovrapproduzione elettrica da rinnovabili. Nello scenario ECCO-FF55 si ipotizza che tutto questo idrogeno venga destinato ai settori siderurgico, della chimica, della petrolchimica e delle raffinerie. In questo senso, è evidente come la decarbonizzazione del settore elettrico abiliti quella degli altri settori e, nello specifico, dell'industria. Le politiche richiamate nel capitolo 6.1.2 relative alla produzione rinnovabili, sono anch'esse abilitanti la trasformazione dell'industria. Complementari a tali politiche, sono ovviamente anche quelle relative alla promozione dell'idrogeno verde da PNRR e REPowerEU.

BOX 5 – IL PNIEC E IL RUOLO DELLE TECNOLOGIE CCUS

La cattura della CO₂, il trasporto e lo stoccaggio (CCS – Carbon Capture and Storage) riguarda una serie di processi che prevedono la separazione della CO₂ dalle fonti energetiche o dai flussi di gas emessi e il suo trasporto in un luogo di stoccaggio, confinandola a lungo termine. Alternativamente la CO₂ potrebbe anche essere impiegata in processi industriali per la produzione di prodotti chimici, materiali da costruzione, combustibili: in questo caso si parla di CCU – Carbon Capture and Use.

A livello internazionale sono operative 40 strutture commerciali che applicano la CCUS a processi industriali, al trattamento dei combustibili e alla generazione di energia, con una capacità di cattura complessiva di 45MtCO₂ all'anno¹⁷⁵. Sono stati fatti annunci per oltre 50 nuovi impianti di cattura che dovrebbe essere attivi entro il 2030, catturando ulteriori 125MtCO₂ all'anno. Tuttavia, a giugno 2022 solo per 10 di questi progetti era stata presa la decisione finale di

¹⁷³ "Una strategia per l'acciaio verde", ECCO, agosto 2022. <https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2022/08/Una-strategia-per-l'acciaio-verde-2.pdf>

e "Taranto, la produzione di acciaio primario", ECCO, novembre 2021. <https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2021/11/Taranto-e-acciaio-primario-in-italia.pdf>

¹⁷⁴ "Development of a transition pathway towards a close to net-zero electricity sector Italy by 2035", ECCO e Artelys. <https://eccoclimate.org/it/programme/energy-it/>

¹⁷⁵ "Carbon Capture, Utilisation and Storage", IEA. <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage#tracking>

investimento. Inoltre, l'Agenzia Internazionale per l'Energia dichiara che, anche se venissero realizzati tutti i 50 nuovi impianti annunciati, l'impiego della CCUS rimarrebbe una tecnologia marginale per il raggiungimento delle emissioni di carbonio nette pari a zero entro il 2050.

Nella proposta di PNIEC queste tecnologie sono associate a utilizzi diversi, come la decarbonizzazione del sistema elettrico, la produzione di idrogeno e l'abbattimento delle emissioni nei settori industriali hard to abate, in particolare, cemento, chimica e acciaio. Il Piano indica che gli obiettivi per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ saranno stabiliti sulla base della capacità di stoccaggio disponibile, senza fornire una quantificazione delle emissioni catturate al 2030, le modalità di cattura previste e la relativa gestione della CO₂ (stoccaggio geologico o impiego in processi industriali).

Le tecnologie CCUS sono caratterizzate da costi d'investimento e operativi (in particolare quelli energetici) elevati che, al momento, ne stanno limitando l'adozione su vasta scala, come emerso anche da una serie di interviste con varie realtà industriali di grandi dimensioni effettuate da ECCO lo scorso anno. La CCS, inoltre, non contribuisce a obiettivi secondari di riduzione delle emissioni inquinanti, che caratterizzano, ad esempio, centrali termoelettriche e gli impianti a ciclo integrale per la produzione dell'acciaio. Il passaggio a fonti energetiche rinnovabili e a processi produttivi che non richiedono l'utilizzo del carbone permette di ottenere risultati in termini di riduzione delle emissioni di gas serra e inquinanti, con effetti positivi a livello locale.

Date le molteplici incertezze correlate a queste tecnologie, nello sviluppo dello scenario ECCO-FF55 si è stabilito di non considerarne l'applicazione al 2030.

Con un orizzonte più ampio, si ritiene che, alla luce di quanto sopra, dovrebbe essere individuato un gruppo prioritario di settori che hanno diritto a usufruire della capacità di stoccaggio disponibile – come, ad esempio, i comparti industriali del cemento e della calce – e utilizzare queste soluzioni lì dove non vi siano alternative disponibili. Per la decarbonizzazione del sistema elettrico e per la produzione di idrogeno sono disponibili tecnologie più convenienti, come messo in evidenza negli scenari precedentemente illustrati. In questi ambiti, focalizzare l'attenzione sulla cattura e stoccaggio della CO₂, anziché mirare alla drastica riduzione delle emissioni alla fonte, richiede l'implementazione di un sistema di gestione e controllo complesso sia dal punto di vista tecnologico sia di governance.

RIDUZIONE DELLA DOMANDA DI PRODOTTI E SUPPORTO SELETTIVO A PRODOTTI CON BASSA IMPRONTA CARBONICA

La decarbonizzazione dei materiali richiede la riduzione delle emissioni durante i processi produttivi e la creazione di un mercato per prodotti a basso impatto carbonico.

Per quello che riguarda la riduzione della domanda di prodotti da materia prima, il richiamo del PNIEC alla Strategia di Economia circolare rappresenta un buon punto di partenza. Si segnala, tuttavia, la mancanza di politiche specifiche maggiormente indirizzate alla riduzione e incentivazione selettiva della domanda.

Ad esempio, l'introduzione di un **sistema di deposito su cauzione** (DRS) migliorerebbe notevolmente il riciclo di plastica, vetro e metallo, rispettando gli obiettivi europei di economia circolare. Alcuni paesi che hanno già implementato il DRS hanno ottenuto risultati positivi; ad esempio, il tasso di raccolta del PET nei paesi con DRS è del 90%, mentre in Italia è del 46%¹⁷⁶. Il DRS

¹⁷⁶ ["PET collection rates across Europe"](#), Unesda.

non solo aumenta il tasso di raccolta, ma permette anche di separare in modo efficace i flussi di rifiuti e di promuovere un riciclo di alta qualità.

Per quanto riguarda il supporto selettivo ai prodotti 'low carbon', l'intervento del settore pubblico attraverso il *Green Public Procurement* è essenziale per stimolare la creazione di un mercato a basse emissioni e scalare l'accesso al mercato di tale tipologia di prodotti. Attualmente i **Criteri Ambientali Minimi** (CAM), tuttavia, non includono requisiti specifici per prodotti a bassa impronta carbonica. L'introduzione di vincoli nei CAM per l'uso di prodotti "low carbon" consente di stimolare la domanda e mantenere la competitività delle aziende. È anche necessario stabilire standard e certificazioni europee condivise per definire quando un prodotto può essere considerato "low carbon". Al momento, tali criteri non comprendono la variabile carbonio in maniera sistematica, per cui sarebbe necessaria una loro revisione in questo senso, a partire dai processi di revisione attualmente in corso presso il MASE.

5.4.3 STIMA DEL FABBISOGNO DI INVESTIMENTO

Con riferimento all'industria, stimare l'ammontare complessivo degli investimenti richiesti per la decarbonizzazione è un esercizio complesso, in primo luogo dal punto di vista concettuale. Ciò che comunemente chiamiamo "settore industriale" è, infatti, un insieme eterogeneo di comparti produttivi, ciascuno con processi e tecnologie molte diverse e connessi tramite articolate catene di fornitura.

La valutazione degli investimenti necessari per la decarbonizzazione dell'economia è soggetta a una considerevole variabilità anche in relazione alle metodologie utilizzate. Su queste ultime l'IPCC distingue tra una definizione di investimenti "ampia" (*broad*) e una "ristretta" (*narrow*). Nella definizione "ampia" si considerano gli investimenti relativi alle tecnologie che possono essere adottate e acquistate direttamente dagli utenti finali come, ad esempio, automobili o sistemi di riscaldamento e condizionamento. La definizione "ristretta" invece si concentra sulle componenti o sui sottosistemi specifici incorporati nelle più ampie applicazioni a disposizione degli utilizzatori finali, come compressori, motori per veicoli e generatori di calore. Queste due definizioni non si parlano direttamente e producono risultati generalmente non comparabili. L'ordine di grandezza degli investimenti secondo la definizione "ampia" è significativamente superiore (un multiplo di 6 – 10 volte) rispetto a quello derivante dalla definizione "ristretta". Non sorprende quindi che gli sforzi per calcolare gli investimenti utilizzando un approccio *bottom-up* (basato sulla raccolta e l'analisi di tecnologie specifiche) spesso non siano coerenti con le stime *top-down* ottenute da modelli integrati macroeconomici – climatici, che si riferiscono invece a categorie economiche e settoriali aggregate. Nel contesto industriale la sfida diventa ancora più complessa poiché la necessità di ridurre le emissioni di gas serra deve essere bilanciata con la necessità di preservare la produttività e la competitività delle aziende. Questi obiettivi sono fortemente influenzati da una serie di fattori, tra cui i vincoli ambientali, i costi e la volatilità dei prezzi dell'energia.

Nell'ambito della valutazione connessa con lo scenario ECCO-FF55 sono state considerate tre componenti per calcolare gli investimenti necessari per ridurre le emissioni di gas serra nell'industria al 2030:

1. Investimenti in efficienza energetica.
2. Elettrificazione dei consumi finali di energia.
3. Avvio della riconversione alla tecnologia DRI dello stabilimento ex-Ilva di Taranto.

INTERVENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA

Per stimare degli investimenti necessari in interventi di efficienza energetica si fa riferimento al "Energy Efficiency Report" del Politecnico di Milano¹⁷⁷, che prevede un investimento di 23.1 miliardi di euro fra il 2021 e il 2030 a fronte di una riduzione dei consumi finali di energia del settore industriale pari a 5.367 ktep, proprio grazie all'efficienza energetica. Si ottiene dunque un investimento specifico di 4.3 milioni di € per ogni ktep di consumo energetico ridotto mediante l'efficientamento energetico.

Nello scenario ECCO-FF55 si ottiene una riduzione dei consumi di energia di 4.830 ktep fra il 2023 e il 2030 grazie l'efficienza energetica, da cui risulta un investimento cumulato pari a 16.2 miliardi di euro.

ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI FINALI DI ENERGIA

Nello scenario ECCO-FF55 si prevede che tra il 2023 e il 2030 saranno elettrificati 3.5 Mtep di calore richiesto a una temperatura inferiore a 150°C. Considerando un costo di investimento delle tecnologie per l'elettrificazione compreso tra 0.1 e 0.3 milioni di € al MW termico¹⁷⁸ e un funzionamento di 6'000 ore all'anno, l'investimento necessario oscillerà tra 0.5 e 2.3 miliardi di €, a seconda della soluzione adottata (boiler elettrici, solare termico, pompe di calore industriali elettriche).

Già oggi il confronto emissivo tra, ad esempio, un boiler a gas e una pompa di calore di pari prestazioni è nettamente a favore di quest'ultima tecnologia. Con la sostituzione di un boiler a gas da 30MW che emette circa 40kCO₂/anno, una pompa di calore ne emette 15,6kCO₂/anno. È evidente che con il progredire delle fonti rinnovabili nel settore elettrico si ha una progressiva decarbonizzazione anche degli altri settori dell'economia, tra cui l'industria.

RICONVERSIONE DELLO STABILIMENTO EX-ILVA ALLA TECNOLOGIA DRI

Per stimare gli investimenti necessari per la riconversione dello stabilimento di Taranto dalla produzione di acciaio con altiforni a carbone alla tecnologia DRI, sono stati considerati i seguenti costi:

1. Impianto DRI: Si stima un investimento di 2,5 miliardi di euro per la costruzione dell'impianto DRI, che al 2050 produrrà 8 milioni di tonnellate di acciaio all'anno, comprendendo la costruzione delle unità di riduzione diretta, dei forni ad arco elettrico e dei pellettizzatori. Non sono inclusi i costi di dismissione degli altiforni esistenti e le modifiche al layout.
2. Sistemi di accumulo di idrogeno: Per garantire la sicurezza e la continuità di funzionamento, è necessario accumulare una quantità di idrogeno equivalente a cinque giornate di lavoro, ovvero 6.8kt di idrogeno. Si stima un investimento di 4.4 - 5.9 miliardi di euro per i sistemi di accumulo dell'idrogeno.

¹⁷⁷ "Energy efficiency report 2023", Politecnico di Milano.

¹⁷⁸ "Long term projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU", *European Commission*.

La somma di queste voci di costo porta a un investimento complessivo compreso tra 6.9 e 8.4 miliardi di euro per la riconversione completa dell'acciaieria ex-Ilva di Taranto alla tecnologia DRI alimentata da idrogeno verde. Il costo degli elettrolizzatori è stato allocato al settore elettrico in quanto si ipotizza che l'idrogeno necessario ad alimentare l'acciaieria provenga da sovragerazione rinnovabile

Al 2030, si stima una produzione di 6 Mt utilizzando la tecnologia DRI con una miscela di gas naturale e idrogeno verde al 90% - 10%.

Pertanto, per avviare la riconversione e produrre al 2030 6Mt di acciaio/anno utilizzando la tecnologia DRI con un blend gas naturale-idrogeno al 90%-10% rispettivamente si stima un investimento complessivo di 2.8 - 2.9 miliardi di €.

Va notato che inizialmente il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) prevedeva un investimento di 1 miliardo di euro per la realizzazione di progetti di produzione di ferro preridotto tramite processo DRI alimentato da idrogeno verde. Tuttavia, dopo una modifica nel luglio 2023, queste risorse sono state rimosse dal piano, e al momento non è chiaro se verranno mantenute e allocate in che modi e tempi.

In conclusione, considerando anche gli investimenti necessari per efficienza energetica e elettrificazione, gli investimenti totali stimati per raggiungere gli obiettivi dell'industria sono compresi tra 18.9 e 20.8 miliardi di euro, pari a una media di 2.7 – 3 miliardi di euro all'anno, semplificando al massimo le assunzioni di base. Va notato che la bozza di revisione del PNIEC riporta un investimento cumulato per l'industria di 12.6 miliardi di euro per il periodo 2023 – 2030, ovvero circa la metà dell'investimento stimato nello scenario ECCO-FF55. Non viene fornito alcun dettaglio circa la metodologia utilizzata per la stima e le voci di costo considerate. Non è chiaro, per esempio, come possa essere sufficiente un investimento così modesto pur facendo largo ricorso alle tecnologie CCUS, sistemi caratterizzati da costi d'investimento molto elevati.

BOX 6 – LA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI SOCIOECONOMICI DELLA TRANSIZIONE – L'IMPATTO OCCUPAZIONALE DELLA RICONVERSIONE DELL'EX ILVA DI TARANTO

Nell'ambito delle valutazioni di impatto socioeconomico del Piano, quelle relative alla trasformazione industriale dovrebbero avere uno spazio specifico e, nel Piano 2030, una maggiore considerazione degli impatti della riconversione del sito di Taranto, richiamata tra gli interventi considerati al 2030.

In precedenti studi¹⁷⁹, ECCO ha analizzato le ripercussioni occupazionali legate alla riconversione alla tecnologia DRI a idrogeno verde dell'acciaieria ex Ilva di Taranto, dove oggi si produce acciaio utilizzando il ciclo integrale a carbone.

Al momento nello stabilimento di Acciaierie d'Italia di Taranto lavorano 8.200 persone, di cui 5.000 nell'area a caldo¹⁸⁰. L'adozione della tecnologia DRI comporta una riduzione del livello occupazionale poiché richiede un numero minore di impianto per la produzione di acciaio e, di

¹⁷⁹ "Una strategia per l'acciaio verde", ECCO, agosto 2022. <https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2022/08/Una-strategia-per-l'acciaio-verde-2.pdf>; "Taranto, la produzione di acciaio primario", ECCO, novembre 2021. <https://eccoclimate.org/wp-content/uploads/2021/11/Taranto-e-acciaio-primario-in-italia.pdf>

¹⁸⁰ "Proposta di soluzione tecnica per il rilancio dello stabilimento di Taranto", Federmanager, maggio 2020.

conseguenza, sono necessari meno addetti per gestirli. La forza lavoro attuale supera le reali esigenze dello stabilimento, qualora fosse riconvertito a DRI e si raggiungesse un livello produttivo di 8 milioni di tonnellate di acciaio all'anno.

Dalla letteratura emerge che in un impianto DRI sono necessari da 227 a 400 addetti per produrre un milione di tonnellate di acciaio all'anno¹⁸¹, che si traduce in una forza lavoro complessiva compresa fra 1.816 e 3.200 persone, con un surplus di 1.800 – 3.184 addetti.

Producendo l'idrogeno necessario in loco, si apre la possibilità di sviluppare una filiera dell'idrogeno. Secondo le Linee Guida Preliminari della Strategia Nazionale Idrogeno, il governo italiano prevede l'installazione di circa 5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030, il doppio di quanto necessario per la riconversione dell'acciaieria di Taranto. Basandosi su tali Linee Guida, l'impatto sull'occupazione a Taranto, legato esclusivamente alla produzione di idrogeno, potrebbe comportare la creazione di circa 100 mila posti di lavoro temporanei durante la fase di costruzione e 50 mila posti fissi. L'investimento significativo richiesto alla tecnologia DRI a idrogeno è quindi giustificato da numerosi vantaggi, tra cui la riduzione delle emissioni di gas serra e d'inquinanti, nonché l'istituzione di una filiera locale dell'idrogeno con impatti positivi sull'occupazione.

L'analisi descritta mostra le implicazioni delle diverse scelte tecnologiche rispetto alla riconfigurazione produttiva e occupazionale del sito. Anche se il Piano, di per sé, non possa accogliere tale tipologia di analisi, dovrebbe almeno richiamare analisi affrontate, magari, in altri documenti di programmazione, come, ad esempio, fatto per quello che riguarda le misure relative al phase out del carbone, accennate nel Piano.

¹⁸¹ "Proposta di soluzione tecnica per il rilancio dello stabilimento di Taranto", Federmanager, maggio 2020.

6 CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima rappresenta uno strumento chiave per l'impostazione di una strategia nazionale per la decarbonizzazione dell'economia, ma anche per impostare un rilancio economico coerente con gli obiettivi clima nazionali e internazionali.

L'esigenza del presente studio nasce dalla necessità di ampliare l'orizzonte del Piano, aumentarne l'ambizione e offrire un disegno che lo renda attuativo, più concreto e integrato con gli strumenti di pianificazione strategica ed economica e finanziaria del Paese.

La proposta di PNIEC inviata a Bruxelles non centra gli obiettivi di riduzione delle emissioni ed efficienza energetica e dichiara di voler usare la proposta di Piano come base per ulteriori approfondimenti settoriali per innalzare il livello di ambizione fino all'invio della versione definitiva a giugno 2024.

Oltre al livello di ambizione, occorre prestare attenzione all'attuazione delle azioni per la riduzione delle emissioni e la realizzazione concreta delle ambizioni espresse. Ai fini della concreta realizzazione degli obiettivi clima ed energia, la mancata o inefficace attuazione delle politiche rispetto agli obiettivi è rilevante almeno quanto i livelli di ambizione dichiarati.

Infatti, il [report della Corte dei Conti europea](#) sugli obiettivi energia e clima dell'Unione rileva come delle 2.053 politiche e misure dichiarate dagli Stati Membri, solo 1.391 (68 %) sono state attuate e che gli effetti sulla riduzione delle emissioni sono espliciti solo per 474 politiche. Esiste un difetto di valutazione a livello UE e nazionale dei costi e dei benefici delle politiche e di quali politiche e perché siano state effettivamente attuate.

Oltre allo strumento di ambizione e attuazione per le politiche energia e clima, il PNIEC dovrebbe fornire le linee di indirizzo per una maggiore coerenza di azione dello Stato nell'elaborazione delle proprie politiche di sviluppo e strategia, nonché nella valutazione dell'efficacia della spesa pubblica, soprattutto per l'interesse pubblico ampio che rivestono le politiche e misure che contiene.

A tal fine si ritiene necessario che il PNIEC2024 risponda alle seguenti raccomandazioni:

1. **La governance del Piano è l'elemento essenziale per la sua attuazione.** Il PNIEC dovrebbe essere approvato mediante strumento normativo attuativo, ad es. una delibera del CIPESS. La struttura di coordinamento e attuazione del Piano dovrebbe essere collocata ai più alti livelli decisionali e stabilire uno stretto dialogo con i diversi livelli di governo, sia centrale che locale. Tale cabina di regia dovrebbe anche coordinarsi con i portatori di interesse a vario titolo coinvolti nell'attuazione del Piano e valutare e adattare le politiche e misure rispetto agli obiettivi nel tempo;
2. **Le misure del PNIEC dovrebbero essere accompagnate dalle strategie per la loro attuazione.** Il PNIEC dovrebbe chiaramente identificare le politiche settoriali prioritarie, sulla base di una valutazione esplicita degli effetti finora raggiunti e degli obiettivi strategici che si intendono perseguire. Per ciascuna misura, accanto all'efficacia nella riduzione delle emissioni o nella diffusione delle rinnovabili, il Piano dovrebbe riportare il fabbisogno finanziario necessario e come questo viene soddisfatto, nonché gli impatti socioeconomici attesi, almeno in termini di costi e benefici e identificare chiaramente i portatori di interesse e le sedi deputate all'attuazione delle misure e come queste sono incluse nel processo decisionale.

3. **Il PNIEC dovrebbe comprendere un capitolo settoriale dedicato all'industria manifatturiera.** Per la rilevanza strategica del settore manifatturiero nell'economia del Paese e per la sfida tecnologica, economica e sociale che implica la sua trasformazione, si ritiene fondamentale che il PNIEC espliciti in un capitolo dedicato la strategia di decarbonizzazione per l'industria manifatturiera che, il più possibile, approfondisca analisi settoriali specifiche, che mettano in evidenza i rischi e le opportunità offerte dall'accelerazione verso l'innovazione delle filiere imposta dalla decarbonizzazione dell'economia.

7 ALLEGATO I – ESEMPIO TABELLA MISURE ‘FARO’ PER IL PNIEC

#	Obiettivo della misura o politica	Stima del fabbisogno finanziario al 2030	Fonte di finanziamento	% Copertura pubblica	Strumento di finanziamento	Effetto leva (% inv privato)	Impatto socioeconomico	Indicatori di monitoraggio	Governance della misura
	<i>Descrizione sintetica dell'obiettivo della misura</i>	<i>Stima del fabbisogno finanziario complessivo della misura</i>			<i>Fiscalità, incentivo, prestito agevolato ecc.</i>		<i>Ambito e presupposto entro cui si definisce la misura</i>		<i>Enti - stakeholders di riferimento da coinvolgere nella stesura dei provvedimenti</i>
1	Promozione efficienza energetica negli edifici	228 miliardi							
1.1	Efficientamento edilizia residenziale privata	193 miliardi (~ 27 miliardi/anno)	Da bilancio dello Stato	~ 53%	Incentivo - (eco)bonus	~ 47%	Obiettivo - Classe medio alta Impatti diretti da considerare - numero lavoratori, filiere interessate	Tasso di riqualificazione/consumo primario medio kWh/mq/quota consumi coperta da rinnovabili/n. di pompe di calore elettriche installate/	Es. MASE, ENEA, Amministratori di condominio, AssoESCO, ANCE/Federcostruzioni
1.2	Efficientamento edifici pubblici (es. scuole, ERP)	20 miliardi (~ 2,8 miliardi/anno) per le scuole	Da bilancio dello Stato o da proventi Aste ETS (una tantum per avviare il fondo)	100%	Finanziamento agevolato - Fondo rotativo		Obiettivo - tutti i cittadini. Impatti diretti da considerare - lavoratori e filiere interessate	n. di scuole riqualificate con indice di prestazione energetica/Tasso di riqualificazione/quota rinnovabile sui consumi	Es. Fondo gestito da GSE-MASE, Amministrazioni Locali (ANCI), AssoESCO, ecc.

#	Obiettivo della misura o politica	Stima del fabbisogno finanziario al 2030	Fonte di finanziamento	% Copertura pubblica	Strumento di finanziamento	Effetto leva (% inv privato)	Impatto socio-economico	Indicatori di monitoraggio	Governance della misura
	<i>Descrizione sintetica dell'obiettivo della misura</i>	<i>Stima del fabbisogno finanziario complessivo della misura</i>			<i>Fiscalità, incentivo, prestito agevolato ecc.</i>		<i>Ambito e presupposto entro cui si definisce la misura</i>		<i>Enti - stakeholders di riferimento da coinvolgere nella stesura dei provvedimenti</i>
1.3	Edilizia residenziale pubblica	15 miliardi per l'edilizia residenziale pubblica	Fondo sociale clima (max 7 miliardi) ETS 2 (Max 15 miliardi)	100%	Contributo a fondo perduto		Obiettivo - classi sociali disagiate - riduzione povertà energetica. Impatti diretti da considerare - lavoratori e filiere interessate	Indicatori di povertà energetica/Tasso di riqualificazione/n. di nuovi alloggi messi a disposizione con la classificazione energetica/costo energetico medio	Es. Fondo gestito da GSE-MASE. Da coinvolgere: ANCI; ANCE, AssoESCO, ecc.
1.R	Misura abilitante: Correzione squilibrio tariffazione gas-elettrico. Il gettito stimato è tra i 5,8 e i 6 miliardi/anno e può essere realizzato mediante riforma della parafiscalità delle bollette energetiche. Tale gettito che può essere reinvestito per finanziare la transizione del settore civile e dei trasporti								
2	Decarbonizzazione produzione acciaio da minerale (ILVA)	2,8-2,9 miliardi € (la cifra comprende la realizzazione del DRI e impianti correlati. Non comprende l'attenuazione degli impatti socio-economici implicati dal piano odi riconversione, né quelli di modifica layout e bonifica del sito)							
2.1	Sostegno alla realizzazione di capacità produttiva DRI	2,8-2,9 miliardi €	[PNRR]	36% (da attuale assetto societario)	Contributo a fondo perduto + CCfD	64% (da attuale assetto societario)	Impatti diretti - nuovi posti di lavoro	Emissioni CO2/Emissioni altri inquinanti/Livello produttivo con tecnologia DRI/numero addetti	MASE, MIMIT, sindacati, EELL, impresa

#	Obiettivo della misura o politica	Stima del fabbisogno finanziario al 2030	Fonte di finanziamento	% Copertura pubblica	Strumento di finanziamento	Effetto leva (% inv privato)	Impatto socioeconomico	Indicatori di monitoraggio	Governance della misura
	<i>Descrizione sintetica dell'obiettivo della misura</i>	<i>Stima del fabbisogno finanziario complessivo della misura</i>			<i>Fiscalità, incentivo, prestito agevolato ecc.</i>		<i>Ambito e presupposto entro cui si definisce la misura</i>		<i>Enti - stakeholders di riferimento da coinvolgere nella stesura dei provvedimenti</i>
2.R	Attenuazione dell'impatto socioeconomico della transizione a DRI	0,8 miliardi €	Fondo di giusta transizione	100%	Contributo a fondo perduto		Impatti diretti - Occupazione di 2-3 mila persone con completa riconversione dell'impianto	Numero di addetti/ Numero di addetti in cassa integrazione	MASE, Agenzia per la coesione territoriale, sindacati, EELL
3	Mobilità elettrica								
3.1	Infrastrutture di ricarica elettrica pubbliche	>1,7 miliardi	PNRR	non superiore al 40%	Contributo a fondo perduto	non inferiore al 60%	Impatti diretti - Incremento occupazionale	Nr. infrastrutture di ricarica pubbliche installate	MIT, MASE, fornitori, ecc.

#	Obiettivo della misura o politica	Stima del fabbisogno finanziario al 2030	Fonte di finanziamento	% Copertura pubblica	Strumento di finanziamento	Effetto leva (% inv privato)	Impatto socio-economico	Indicatori di monitoraggio	Governance della misura
	<i>Descrizione sintetica dell'obiettivo della misura</i>	<i>Stima del fabbisogno finanziario complessivo della misura</i>			<i>Fiscalità, incentivo, prestito agevolato ecc.</i>		<i>Ambito e presupposto entro cui si definisce la misura</i>		<i>Enti - stakeholders di riferimento da coinvolgere nella stesura dei provvedimenti</i>
3.2	Sostituzione parco circolante a favore BEV - Mobilità privata	91,6 miliardi	Fondo automotive	2% - 5%	Contributo a fondo perduto all'acquisto	95% - 98%	Obiettivo - Classe medio alta Impatti diretti da considerare - numero lavoratori, filiere interessate	Emissioni di CO2 da trasporti - Andamento mercato auto elettrica	MIMIT - MASE - Associazioni produttori - Ass.ni consumatori, ecc.
3.3	Installazione wallbox	3,5 miliardi	Fondo automotive	2%-5%	Contributo a fondo perduto all'acquisto	95% - 98%	Obiettivo - Classe medio alta Impatti diretti da considerare - numero lavoratori, filiere interessate	Emissioni di CO2 da trasporti - Andamento mercato auto elettrica/Nr. installazioni	MIMIT - MASE - Associazioni Produttori - ass.ni consumatori, ecc.

#	Obiettivo della misura o politica	Stima del fabbisogno finanziario al 2030	Fonte di finanziamento	% Copertura pubblica	Strumento di finanziamento	Effetto leva (% inv privato)	Impatto socioeconomico	Indicatori di monitoraggio	Governance della misura
	<i>Descrizione sintetica dell'obiettivo della misura</i>	<i>Stima del fabbisogno finanziario complessivo della misura</i>			<i>Fiscalità, incentivo, prestito agevolato ecc.</i>		<i>Ambito e presupposto entro cui si definisce la misura</i>		<i>Enti - stakeholders di riferimento da coinvolgere nella stesura dei provvedimenti</i>
3.4	Sostituzione parco circolante a favore BEV - Elettrificazione delle flotte aziendali	tbd in relazione alla misura specifica e al periodo di attuazione	Riforma dei sussidi ambientalmente dannosi	tbd	Sgravi fiscali	tbd	Obiettivo - Imprese e partite IVA Impatti diretti da considerare - numero lavoratori, filiere interessate	Emissioni di CO2 da trasporti - Andamento mercato auto elettrica	MEF, MASE, associazioni di categoria (es. ANIASA)
3.R	<p>Riforma fiscalità auto: una riforma della fiscalità dell'auto adottando misure finalizzate a incoraggiare la scelta di auto a emissioni zero, penalizzando contemporaneamente scelte di auto inquinanti, ovvero una riforma che preveda la modulazione delle imposte gravanti sull'acquisto (immatricolazione) e il possesso (bollo) rispetto alle emissioni di CO2/km. Trattandosi di imposte riscosse a livello regionale e dalle Province Autonome in base normative locali si ritiene che il PNIEC dovrebbe prevedere la predisposizione di un documento di indirizzo generale orientato alla revisione della fiscalità di concerto con i governi locali</p>								

GLOSSARIO

BAT – *Best Available Techniques*.

Capacity market – o Mercato delle capacità. È il meccanismo con cui, attraverso aste svolte da Terna, viene approvvigionata capacità elettrica in immissione sulla rete che viene remunerata in quanto tale sulla base di procedure competitive. I fornitori del servizio sono tenuti sia ad avere disponibilità fisica della capacità contrattualizzata sia a cedere al sistema la differenza, se positiva, tra i ricavi unitari sui mercati spot dell'energia e un benchmark basato sui costi variabili di una centrale a gas nozionale.

CCfD – *Carbon contract for difference*. Tipologia di contratto per differenza, ovvero un accordo tra un acquirente e un venditore finalizzato a scambiare la differenza tra il valore attuale di un determinato bene, in questo caso la tonnellata di anidride carbonica.

CIPESS – Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica e lo Sviluppo Sostenibile

CITE – Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica

CSCA – Consiglio Scientifico per Clima e Ambiente

CSDDD – *Corporate Sustainability Due Diligence Directive*. Proposta di Direttiva non ancora entrata in vigore che richiede alle aziende europee di adottare procedure di due diligence volte alla promozione di condotte aziendali sostenibili ed attente alla tutela dell'ambiente e dei diritti umani.

CSRD – *Corporate Sustainability Reporting Directive*. Direttiva (EU) 2022/2464 per quanto riguarda la rendicontazione societaria di sostenibilità europea che obbliga le imprese europee a compilare rapporti di raccolta dati ESG.

Demand Response: È la capacità dei soggetti consumatori di elettricità di modificare nel breve termine i propri carichi di consumo in risposta a prezzi dinamici o a ordini, generalmente automatici, da parte di un aggregatore di tale servizio

Direttiva CCS: Direttiva 2009/31/EC europea che fornisce un quadro giuridico per lo stoccaggio geologico del biossido di carbonio (*Carbon Capture and Storage*)

Direttiva Efficienza energetica: Direttiva (UE) 2012/27 UE stabilisce un obiettivo di riduzione del consumo di energia sia primaria che finale del 32,5% entro il 2030 a livello dell'UE rispetto alle previsioni di consumo energetico per il 2030 formulate nel 2007.

Direttiva Emissions Trading: Direttiva 2003/87/CE di Consiglio e Parlamento che istituisce un sistema di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra all'interno dell'UE.

Direttiva Rinnovabili o RED: Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili RED 1 (Direttiva 28/2009/CE), è uno dei sei strumenti legislativi del pacchetto UE Clima-Energia, che traduce in pratica gli obiettivi dell'UE sulle energie rinnovabili, da raggiungere entro il 2020. La Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili RED 2 (Direttiva (UE) 2018/2001) attua i nuovi obiettivi clima-energia al 2030 adottati dal Consiglio Europeo del 23-24 ottobre 2014.

DNSH – *Do No Significant Harm*. Principio vincolante per accedere ai finanziamenti RRF che prevede che gli interventi previsti dai PNRR nazionali non arrechino nessun danno significativo all'ambiente.

ENEA: Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile.

EPBD: Direttiva 2010/18/31844/EUUE sulla prestazione energetica nell'edilizia rendimento energetico dell'edilizia (*Energy Performance of Building Directive recast*).

ESG – *Environmental, Social and Governance*. Insieme di criteri per la sostenibilità ambientale, sociale e di governance di un'impresa.

EU Green Deal: Quadro strategico di riferimento UE, promulgato nel dicembre 2019 per garantire il raggiungimento della neutralità climatica nell'Unione Europea nel 2050.

FER – Fonti di Energie Rinnovabili.

FIT FOR 55: Pacchetto legislativo europeo di nuove proposte e di revisioni legislative UE esistenti per conseguire l'obiettivo al 2030 di ridurre le emissioni UE del 55% rispetto ai livelli del 1990.

FSC: Fondo Sociale per il Clima istituito mediante il Regolamento 2023/955 o Social Climate Fund (SCF)

GSE – Gestore dei Servizi Energetici.

IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change*.

ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.

JTF – *Just Transition Fund* o Fondo di Giusta Transizione.

JTM – Just Transition Mechanism.

Legge Clima UE: Regolamento 2021/1119 o Legge Europea sul Clima.

Linee guida NECP: Guida per il Paesi membri in vista della revisione PNEC 2021-2030 (C/2022/9264 final) – Dicembre 2022.

LTS – *Long Term Strategy* o Strategia di Lungo Termine.

LULUCF – Land Use, Land-Use Change and Forestry.

Maas – *Mobility as a service*. Concetto di mobilità che permette agli utenti di pianificare, prenotare e pagare diversi servizi di mobilità sia pubblica che privata, ad esempio il *car sharing* e i mezzi pubblici.

MASE – Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.

MEF – Ministero dell'Economia e delle Finanze.

NDC – *Nationally Determined Contribution*.

NextGenEU: Next Generation EU o ngeu, è uno strumento europeo volto ad aiutare con investimenti i Paesi membri, a seguito delle perdite dovute alla crisi sanitaria del 2020. I fondi stanziati attraverso questo strumento convergono, a livello nazionale, nei Piani di Ripresa e Resilienza.

NFRD – *Non-Financial Reporting Directive*. Direttiva 2014/95/UE per quanto riguarda la comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità da parte di talune imprese e di taluni gruppi di grandi dimensioni che obbliga imprese europee di

grandi dimensioni a pubblicare, all'interno della propria relazione sulla gestione, una dichiarazione di carattere non finanziario su tematiche ESG.

NPBs – *National Promotional Banks* o Banche nazionali di promozione, ovvero entità egali che svolgono attività finanziarie, promozionali e di sviluppo con mandato conferito da uno Stato membro a livello centrale, regionale o locale. – E legali che svolgono attività finanziaria su base professionale su mandato di uno Stato membro o di un'entità di uno Stato membro a livello centrale, regionale o locale, per svolgere attività di supporto e di promozione allo sviluppo.

OIPE – Osservatorio Italiano sulla Povertà Energetica.

PNACC – Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici.

PNIEC – Piano Nazionale Integrato Energia e Clima o *National Energy and Climate Plan* (NECP).

PNRR – Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

Regolamento CO2 auto: Emendamento ZEV – *Zero Emission Vehicle*. Modifica del Regolamento (UE) 2019/1242 che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO2 dei veicoli pesanti nuovi e modifica i regolamenti (CE) n. 595/2009 e (UE) 2018/956 del Parlamento europeo e del Consiglio e la direttiva 96/53/CE del Consiglio.

Regolamento Effort Sharing: il Regolamento UE 2018/842 sulla condivisione degli sforzi stabilisce un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra a livello UE del 40%, rispetto ai livelli del 2005, nei settori interessati.

Regolamento Governance: il Regolamento UE 2018/1999 sulla Governance dell'unione per l'energia e dell'azione per il clima.

Regolamento LULUCF: Regolamento UE 2018/841 relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e per l'energia.

RePowerEU: Comunicazione UE COM(2022)230 pubblicata il 18 maggio 2022, per garantire l'indipendenza dell'Unione dalle forniture di gas russo.

RRF – *Recovery and Resilience Facility*. Fondo che offre un sostegno finanziario su larga scala per riforme e investimenti intrapresi dagli Stati membri, allo scopo di attenuare l'impatto a livello sociale ed economico della pandemia da coronavirus Definito ai sensi del Regolamento (EU) 2021/241

Settori AFOLU: I settori dell'agricoltura, silvicoltura e della gestione delle terre a diverso uso del suolo (*Agriculture, Forestry and Other Land Use*).

SFDR – *Sustainability Finance Disclosure Regulation*. Regolamento (EU) 2019/2088 relativo all'informativa sulla sostenibilità nel settore dei servizi finanziari europeo che richiede la rendicontazione dei rischi e degli impatti ESG a livello di soggetto e di prodotto finanziario da parte degli operatori di mercato finanziario, come le società di gestione del risparmio e le compagnie di assicurazione.

TIDE – Testo integrato del dispacciamento elettrico.

TJTP – *Territorial Just Transition Plan* o Piani Territoriali di Giusta Transizione.

TPL – Trasporto Pubblico Locale.

UNFCCC – *United Nations Framework Convention on Climate Change*.

Valutazione Ambientale Strategica (VAS): La valutazione ambientale di piani e programmi che possono avere un impatto significativo sull'ambiente, secondo quanto stabilito nell'art. 4 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i., "ha la finalità di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione, dell'adozione e approvazione di detti piani e programmi assicurando che siano coerenti e contribuiscano alle condizioni per uno sviluppo sostenibile".

Veicoli elettrici BEV – *Battery Electric Vehicle*. Veicolo alimentato da un motore elettrico a batteria

Veicoli ibridi PHEV – *Plug in Hybrid Electric Vehicle*. Veicolo elettrico alimentato sia da un motore endotermico che da uno elettrico. Quest'ultimo è in grado di funzionare senza il supporto del motore endotermico, come invece accade nei veicoli Mild Hybrid (MHEV).

ZTL – Zona a Traffico Limitato. Area urbana il cui accesso è consentito solo ad un numero limitato di veicoli.



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

Questo documento è stato curato da:

Chiara Di Mambro, Responsabile Politiche Decarbonizzazione, ECCO

davide.panzeri@eccoclimate.org

Francesca Andreolli (Capitoli 5, 5.1 e 5.2), Ricercatrice Senior Energia ed Efficienza, ECCO

francesca.andreolli@eccoclimate.org

Massimiliano Bienati (Capitolo 5.3), Responsabile Trasporti, ECCO

massimiliano.bienati@eccoclimate.org

Lorenzo Carrozza (Revisione capitolo 3.1), Analista Senior Affari Parlamentari, ECCO

lorenzo.carrozza@eccoclimate.org

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

gabriele.cassetti@eccoclimate.org

Giulia Colafrancesco (Capitolo 3.3), Analista Senior Governance e Giusta Transizione, ECCO

giulia.colafrancesco@eccoclimate.org

Simone Gasperin (Capitolo 4 e revisione capitolo 3.3), Senior Associate Industria, ECCO

simone.gasperin@eccoclimate.org

Michele Governatori (Capitolo 5.1), Responsabile Elettricità e Gas, ECCO

michele.governatori@eccoclimate.org

Beatrice Moro (Capitolo 3.2), Analista Senior Finanza Sostenibile, ECCO

beatrice.moro@eccoclimate.org

Mario Noera (Capitolo 3.2 e revisione capitolo 3.3), Esperto Senior Finanza, ECCO

mario.noera@eccoclimate.org

Giulia Novati (Contributo scientifico capitolo 4 e capitolo 5.4), Ricercatrice Associata Industria, ECCO

giulia.novati@eccoclimate.org

Giulia Signorelli (Capitolo 5.1), Ricercatrice Decarbonizzazione, ECCO

giulia.signorelli@eccoclimate.org

Matteo Leonardi (Supervisione), Direttore Cofondatore, ECCO

matteo.leonardi@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 briefing, si prega di contattare:

Andrea Ghianda, Responsabile Comunicazione, ECCO

andrea.ghianda@eccoclimate.org

+39 3396466985

www.eccoclimate.org

Data di pubblicazione:

05 dicembre 2023