SCENARI E VALUTAZIONI DI IMPATTO ECONOMICO DEGLI OBIETTIVI "FIT FOR 55" PER L'ITALIA

CONFINDUSTRIA

Coordinatori di progetto:
Massimo Beccarello - CONFINDUSTRIA
Maurizio Delfanti - RSE

Team di progetto:
Andrea Andreuzzi - CONFINDUSTRIA
Barbara Marchetti - CONFINDUSTRIA
Elena Bruni - CONFINDUSTRIA
Stefano Di Colli - CONFINDUSTRIA
Sofia Felici - CONFINDUSTRIA
Maria Gaeta - RSE
Alberto Gelmini - RSE
Federica Odifreddi - RSE
Fabio Lanati - RSE

Con il supporto scientifico dell'istituto di RSE - Ricerca sul Sistema Energetico[1].

[1] Il coinvolgimento di RSE in questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico in ottemperanza al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 16 aprile 2018.

Si ringraziano le Associazioni del sistema Confindustria che, con il loro contributo, hanno reso possibile la redazione del documento.

INDICE

Premessa 6

1. I nuovi scenari delle politiche di decarbonizzazione europea: effetti per l'Italia 9

1.1 Nuovi obiettivi per la decarbonizzazione europea: dal Green New Deal al Fit for 55 11

1.2 Gli scenari dell'impact assessment del *FF55* package e i principali obiettivi 11

1.3 La Direttiva Efficienza Energetica 12

1.4 La Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili 14

1.4.1 Target rinnovabili settoriali 16

1.5 Effort Sharing Regulation 17

1.6 Emission Trading Scheme 20

1.7 Clean transport 21

1.7.1 Standard emissivi per nuove auto e veicoli commerciali leggeri 21

1.7.2 Infrastrutture di ricarica e rifornimento 21

1.7.3 Trasporto aereo e marittimo sostenibili 23

2. La trasposizione dei nuovi obiettivi sul territorio italiano: proposte e aggiornamento degli scenari al 2030 25

2.1 Gli scenari: BASE, *FF55* e Confindustria 27

2.2 Aggiornamento driver macroeconomici 28

2.3 Input tecnici e di policy dalle associazioni di categoria di Confindustria 31

3. Principali leve per la decarbonizzazione: confronto dei risultati degli scenari 32

3.1 Efficienza 33

3.2 Elettrificazione usi finali 36

3.3 Green Fuel 37

3.4 Le Fonti Rinnovabili nel sistema elettrico 40

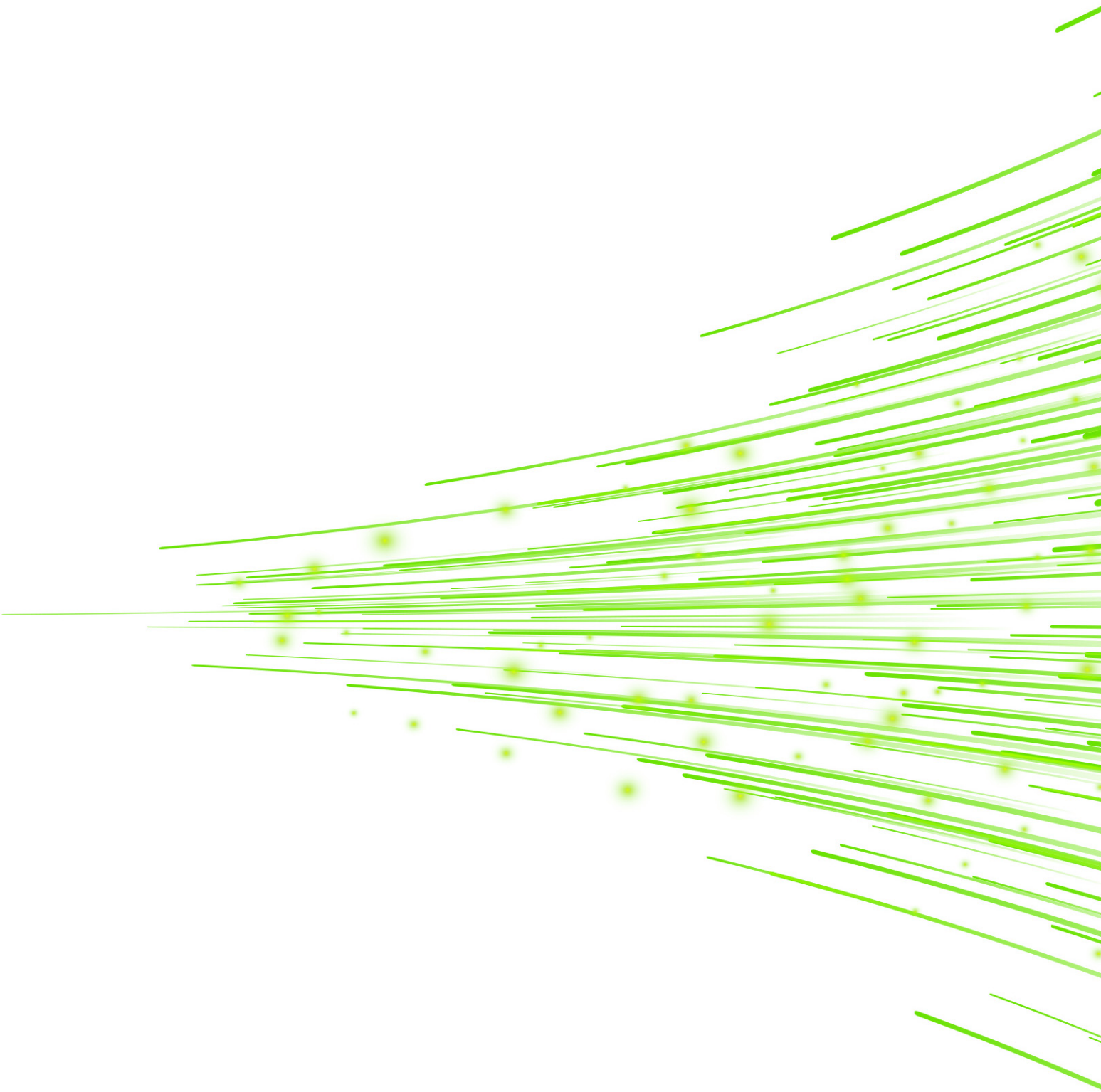
3.4.1 Richiesta di energia elettrica sulla rete 40

3.4.2 Offerta di energia elettrica 41

3.4.3 Cattura e Stoccaggio della CO_2 (CCS) 43

4. Approfondimento sulla mobilità su gomma 44
5. Impatti sul sistema elettrico 48
5.1 Struttura e collegamenti modelli di valutazione 49
5.2 Le simulazioni con il modello di mercato e sistema elettrico 50
5.3 Risultati 51
6. Obiettivi di decarbonizzazione e stima fabbisogno investimenti per raggiungere gli obiettivi al 2030 54
6.1 Obiettivi FER 55
6.2 Obiettivi emissivi 56
6.3 Stima fabbisogno investimenti diretti per la transizione energetica italiana al 2030 su base macro-settoriale 57
7. Prime valutazioni di impatto macroeconomico del pacchetto FIT-55 sull'economia italiana al 2030 59
7.1 Prime evidenze di analisi d'impatto macroeconomico: effetti sull'economia nazionale 62
7.2 Prime evidenze di analisi d'impatto macroeconomico: effetti sul bilancio pubblico e impatto complessivo 63
7.3 Stima dei costi evitati di energia ed emissioni di CO_2 64
7.4 Sintesi generale benefici e costi evitati degli investimenti diretti 2020-2030 67
8. Considerazioni conclusive 68
9. Bibliografia 71

PREMESSA



Questo lavoro che Confindustria, con il contributo di numerose Associazioni, ha potuto realizzare grazie al supporto di RSE - Ente di ricerca pubblico e giacimento di eccellenza nel campo energetico italiano – è la sintesi non conclusiva di un percorso iniziato alla fine del 2020 e proseguito per buon parte del 2022. Nei prossimi mesi il Parlamento ed il Consiglio Europeo saranno chiamati a finalizzare la proposta legislativa della Commissione nota come *pacchetto Fit for 55*. Gli indirizzi delle politiche per la transizione energetica contenuti nel pacchetto costituiscono l'architrave di un percorso che porterà il nostro continente a raggiungere l'obiettivo di neutralità climatica nel 2050. Questi obiettivi sono destinati a produrre un profondo impatto strutturale sul sistema economico-produttivo europeo ed italiano e a cambiare in modo radicale le modalità con le quali oggi produciamo e consumiamo energia. La posta in gioco - la sostenibilità per il pianeta e le generazioni future - è un obiettivo non negoziabile che richiede però una visione strategica di "Sistema Paese" che sia inclusiva, fondata su un insieme di competenze specialistiche multidisciplinari, in grado di comprendere, condividere ed interagire, con le istanze delle diverse componenti sociali destinatarie e protagoniste di questa trasformazione. Siamo consapevoli che questa analisi giunge in una fase particolarmente negativa della congiuntura economica in cui, dal 2020 ad oggi, si sono susseguite prima una crisi pandemica e poi una crisi energetica (acuitasi con il conflitto russo-ucraino) senza precedenti. Tutte le scelte complesse adottate in momenti difficili, richiedono di non cedere al "generale indebolimento del raziocinio" né tantomeno a fenomeni ideologici per cui "i freni critici vengono meno"[2] generando reazioni sociali respingenti in opposta direzione. Nella storia le crisi spesso accelerano e aiutano i percorsi di cambiamento. L'importanza degli obiettivi ambientali ci obbligano a non retrocedere, ma ad affrontare con maggiore responsabilità e consapevolezza gli obiettivi attraverso un impego efficiente delle risorse economiche.

Il Rapporto intende quindi offrire un primo contributo in termini di analisi energetica e di impatto economico per disporre di una analisi di impatto delle decisioni che i nostri rappresentanti e le Istituzioni assumeranno al Parlamento e Consiglio Europeo con riferimento al *pacchetto Fit for 55*. Sul piano metodologico, gli scenari contenuti nel rapporto sono le risultanze di un processo di ottimizzazione in termini di costi-benefici delle diverse opzioni tecnologiche e *commodity* energetiche che possono essere adottate per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 dell'intero sistema energetico e produttivo nazionale. Lo scenario Confindustria è costruito sulla base delle informazioni esistenti in termini di tecnologie, vincoli tecnici ai processi industriali e relativi programmi di sviluppo, lungi dal porre alcun limite agli ulteriori sviluppi che le diverse tecnologie potrebbero avere in relazione ai miglioramenti tecnologici e/o la maggiore efficienza in termini di costo o nuovi indirizzi in termini di obiettivi di *policy* quali ad esempio le recenti proposte della Commissione contenute nel *pacchetto REPowerEU*. Per questa ragione, il Rapporto non rappresenta un punto di arrivo ma vuole essere l'avvio di un percorso di confronto e valutazione per promuovere, in modo non ideologico, un continuo perfezionamento del processo di transizione della nostra economia verso gli obiettivi di completa decarbonizzazione. É una sfida senza precedenti in termini di impatto economico e in termini di trasformazione sociale che richiede una capacità di visione di lungo termine, indirizzi di politica energetica strutturalmente stabili ed in grado di adattarsi al processo di innovazione tecnologica ottimizzando l'impiego delle risorse pubbliche e le politiche di incentivo.

[2] J. Huizinga

La dimensione degli investimenti in gioco è sicuramente un fattore di preoccupazione ma rappresenta anche un volano di opportunità di crescita industriale per un paese manifatturiero come l'Italia che vanta molte aree di *leadership* tecnologica nei settori della *Green Economy*. Per questa ragione a breve sarà completata la seconda parte di questo Rapporto, con la quale presenteremo una mappatura delle filiere tecnologiche italiane più direttamente coinvolte con l'obiettivo di integrare le politiche per la transizione energetica con una valutazione dei possibili impatti in termini di politica industriale.
È opportuno infine premettere che il presente studio è stato sviluppato a partire dal 2021, elaborando scenari che vanno oltre il PNIEC, in linea con l'obiettivo generale del *Green Deal* (riduzione del 55% delle emissioni rispetto al 1990, come declinata per l'Italia). Le analisi di questo studio risultano parallele rispetto ad altre elaborazioni scenaristiche, come quelle contenute nel Piano di Transizione Ecologica (PTE) definito dal Comitato interministeriale per la transizione ecologica (CITE) del Governo italiano, e non tengono conto della proposta *REPowerEU* della Commissione europea presentata il 18 maggio 2022.

1. I NUOVI SCENARI DELLE POLITICHE DI DECARBONIZZAZIONE EUROPEA: EFFETTI PER L'ITALIA

Nel luglio 2021 la Commissione europea ha presentato il nuovo pacchetto di misure chiamato "Fit for 55" [1] con il quale l'UE intende raggiungere la neutralità climatica nel 2050 definendo nuovi obiettivi più ambiziosi per il 2030. Nel 2021 RSE ha elaborato, nel contesto delle attività di "Ricerca di Sistema" (RdS) a supporto della governance del sistema energetico nazionale, un nuovo scenario energetico denominato "*FF55*" [2], analizzando l'impatto delle nuove misure e obiettivi al 2030 secondo la politica clima-energia europea che mira al raggiungimento della neutralità climatica.

Il Fit for 55 delinea un percorso di decarbonizzazione preciso, con una forte promozione dell'efficienza energetica e specifici *target* per una maggiore penetrazione di fonti rinnovabili e combustibili alternativi in determinati settori.

L'obiettivo dello studio (definito da qui in avanti: Studio Confindustria) descritto in questo rapporto è di valutare un percorso di decarbonizzazione alternativo al *FF55* che, pur raggiungendo la stessa riduzione di emissioni di gas serra prevista dal *pacchetto Fit for 55*, possa meglio favorire lo sviluppo del tessuto industriale, tutelare la competitività internazionale delle imprese italiane, nonché contenere ulteriormente il costo sociale della transizione. Lo studio si è avvalso del contributo e delle indicazioni strategiche delle principali Federazioni di categoria. Lo scenario Confindustria considera altresì una diversa evoluzione economica del *FF55* includendo gli impatti del PNRR e di una azione di decarbonizzazione frammentata a livello globale (par 2.2).

Tale studio si inserisce all'interno di un progetto più ampio di collaborazione di RSE con Confindustria e il suo Centro Studi, così articolato:

1. Sviluppo e analisi di scenari di decarbonizzazione alternativi allo scenario *FF55* di RSE. Lo scenario *FF55*[3] **[2]** rappresenta il primo scenario rispondente ai *target* e sotto target proposti dal Fit for 55, sviluppato da RSE nel 2021, nel contesto di supporto alla *governance* del sistema energetico nazionale,
2. Mappatura delle filiere maggiormente interessate dalle politiche di decarbonizzazione, con particolare attenzione alla produzione di *equipment* per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili (a cura di RSE e Confindustria - descritto nel rapporto "*Transizione energetica nel sistema produttivo italiano: impatto e governance*" [3]),
3. Analisi dell'impatto macroeconomico delle politiche di decarbonizzazione ed effetti sull'economia nazionale italiana.

La descrizione dettagliata della metodologia utilizzata e gli input per lo scenario alternativo chiamato *"Confindustria"* sono illustrati nel capitolo 2.
I principali risultati del sistema energetico sono descritti nel capitolo 3 e confrontati con quelli dello scenario *FF55*.

Il capitolo 4 mostra un approfondimento del settore trasporti, in particolare, sulla mobilità su gomma. Il capitolo 5 analizza l'impatto sul sistema elettrico nazionale, al 2030, del nuovo scenario energetico. L'approfondimento sul sistema elettrico è stato sviluppato attraverso simulazioni del sistema elettrico valutando le criticità nell'esercizio in sicurezza del sistema stesso.

Nel capitolo 6 si riporta una sintesi di altri risultati di rilievo dello scenario quali il ruolo delle fonti energetiche rinnovabili, l'andamento atteso delle emissioni e una stima degli investimenti necessari. Una prima stima dell'impatto macroeconomico è, infine riportata al Capitolo 7.

[3] Si tratta del primo scenario sviluppato da RSE nel 2021 (nel contesto di supporto alla governance del sistema energetico) rispondente ai target e sottotarget proposti dal pacchetto FF55.

1.1 Nuovi obiettivi per la decarbonizzazione europea: dal Green New Deal al Fit for 55

Nell'ambito del *Green Deal* [4], la Commissione europea ha reso più ambiziosi gli obiettivi climatici dell'UE per il 2030, portando il *target* di riduzione netta delle emissioni di gas serra al 2030 a -55% rispetto i livelli del 1990, un'accelerazione rispetto al precedente obiettivo del -40% e ha reso legalmente vincolante l'obiettivo della neutralità climatica al 2050. Per raggiungere questo traguardo più sfidante di decarbonizzazione accelerata, il 14 luglio 2021 la Commissione ha presentato un pacchetto di proposte, il cosiddetto *pacchetto Fit-for-55* [5], una serie di azioni legislative che mira ad assicurare il raggiungimento di tale obiettivo e favorire una transizione adeguata verso la decarbonizzazione totale al 2050.

Il pacchetto contiene proposte di modifica per otto atti legislativi esistenti sui temi energia e clima e presenta cinque nuove iniziative che combinano:

- il rafforzamento del sistema ETS (*Emissions Trading System*) esistente e la sua applicazione a nuovi settori,
- un incremento dei *target* sull'efficienza energetica e l'uso di energie rinnovabili,
- una maggiore penetrazione di mezzi di trasporto a basse emissioni accompagnata da uno sviluppo accelerato di infrastrutture di ricarica e rifornimento e carburanti alternativi,
- misure per prevenire la delocalizzazione delle emissioni (il cosiddetto *carbon leakage*),
- modifiche delle politiche fiscali per allinearle maggiormente agli obiettivi del *Green Deal*,
- e infine azioni per preservare e incrementare i *carbon sink* naturali come le foreste ed altri ecosistemi.

1.2 Gli scenari dell'impact assessment del *FF55* package e i principali obiettivi

Il pacchetto è accompagnato da una valutazione di impatto (*impact assessment*) [6] basata sull'analisi di tre scenari che raggruppano in modo coerente diverse opzioni di *policy*, riuscendo in tal modo a tenere conto dell'interconnessione delle varie proposte del pacchetto:

- Scenario **REG**: basato su un forte rafforzamento delle politiche energetiche e sul settore trasporti, senza l'introduzione di un *carbon price* nei segmenti di trasporto stradale e climatizzazione edifici,
- Scenario **MIX**: basato sul rafforzamento delle politiche energetiche e sul settore trasporti con l'introduzione congiuntamente all'introduzione di un *carbon price* nei segmenti del trasporto stradale e della climatizzazione edifici (ETS),
- Scenario **MIX-CP**: basato principalmente sul rafforzamento del sistema ETS ed estensione del *carbon price* a trasporto stradale e climatizzazione edifici, accompagnato da un rafforzamento minore delle politiche in termini di efficienze energetica e rinnovabili.

La Tabella 1.1 mostra le diverse opzioni considerate negli scenari. I risultati della valutazione d'impatto condotta dalla Commissione Europea indicano che una spinta eccessiva verso politiche di regolamentazione più stringenti com-

porterebbe dei costi economici inutilmente elevati, mentre il *carbon pricing* da solo non sarebbe sufficiente. Pertanto, il mix di politiche proposto nel pacchetto è un insieme bilanciato di *carbon pricing* e politiche fiscali, target, standard e misure di sostegno. La Tabella 1.2 mostra gli atti legislativi inclusi nel pacchetto.

Tabella 1.1
Opzioni di *policy* negli scenari dell'impact assesment europeo

OPZIONI DI POLICY	REG	MIX	MIX-CP
ETS	ETS esteso a navigazione marittima intra-UE		
	Nessuna ulteriore estensione	ETS esteso a trasporto su strada ed edifici	
		Stesso prezzo ETS	Prezzo ETS differenziato
Efficienza energetica	Aumento molto forte degli obiettivi (incluso più che raddoppio del *renovation rate* negli edifici)	Aumento moderato degli obiettivi (incluso il raddoppio del *renovation rate* negli edifici)	Aumento minimo degli obiettivi
Rinnovabili	Aumento molto forte degli obiettivi (inclusi incentivi per FER e H&C)	Aumento medio degli obiettivi (inclusi incentivi per FER e H&C)	Nessun aumento degli obiettivi
Trasporti	Infrastrutture di ricarica e rifornimento per combustibili alternativi Obiettivi su carburanti alternativi nel trasporto aereo e navale		
	CO_2 standard ambiziosi: -60% auto e -50% furgoni	CO_2 standard medi: -50% auto e -40% furgoni	CO_2 standard più bassi: -40% auto e -35% furgoni

Tabella 1.2
Il pacchetto *Fit for 55*, atti legislativi per categoria

PRICING	TARGET	REGOLAMENTI
• Rafforzamento **ETS** • Introduzione sistema **ETS** per trasporto marittimo, stradale ed edifici • Aggiornamento *Energy Taxation Directive* (**ETD**) • Nuovo *Carbon Border Adjustment Mechanism* (**CBAM**)	• Aggiornamento *Effort Sharing Regulation* (**ESR**) • Aggiornamento *Land Use Land Use Change and Forestry Regulation* (**LULUCF**) • Aggiornamento *Renewable Energy Directive* (**RED III**) • Aggiornamento *Energy Efficiency Directive* (**EED**)	• Nuovi target emissivi di CO_2 per auto e furgoni • Nuovo regolamento sulle infrastrutture per combustibili alternativi • **ReFuelEU**: combustibili sostenibili per l'aviazione • **FuelEU**: combustibili low carbon per il trasporto marittimo
MISURE DI SUPPORTO		
Introduzione di nuovi fondi per mitigare l'impatto sui soggetti più vulnerabili: • nuovo *Social Climate Fund* • Rafforzamento dei *Modernisation and Innovation Funds*		

1.3 La Direttiva Efficienza Energetica

La proposta legislativa della Commissione modifica molte disposizioni presenti nell'esistente Direttiva per l'efficienza energetica (approvata nel 2012 [7] per poi essere modificata nel 2018 [8]). La nuova proposta [9] contribuirebbe ad accelerare il ritmo di riduzione dei consumi e fissare obiettivi di efficienza energetica più ambiziosi, al fine di ottenere maggiori riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030. Più nel dettaglio, la proposta di Direttiva:

- introduce una definizione giuridica e operativa del principio *energy efficiency first*, prevedendo l'obbligo giuridico di prioritizzare misure di efficienza energetica nelle decisioni relative alla progettazione e agli investimenti sia nei sistemi energetici, sia nei settori non-*energy* che hanno un impatto sui consumi energetici e sull'efficienza energetica,

- fissa nuovi obiettivi di efficienza energetica per l'UE, che deve garantire collettivamente un'ulteriore riduzione del consumo energetico di almeno il 9% entro il 2030, rispetto alle proiezioni effettuate nell'ambito dello scenario di riferimento dell'UE per il 2020. Tale obiettivo corrisponde a un risparmio del 36% sul consumo finale di energia e del 39% sul consumo di energia primaria entro il 2030 se calcolati rispetto alla baseline usata in precedenza (*Primes Reference Scenario 2007)* [10]. Si tratta di un sensibile rialzo rispetto all'attuale Direttiva [8], che prevede un obiettivo primario di efficienza energetica per il 2030 di almeno il 32,5%,
- rafforza le disposizioni sul ruolo esemplare del settore pubblico nel guidare il percorso verso una maggiore efficienza energetica. Gli Stati membri devono garantire che il consumo finale di energia di tutti gli enti pubblici sia ridotto di almeno l'1,7% annuo e che almeno il 3% della superficie calpestabile degli edifici di proprietà di enti pubblici (oltre 250 m^2 di estensione) venga rinnovato ogni anno. La Direttiva precisa che si deve trattare di interventi di *deep renovation*, in grado cioè di portare la prestazione degli edifici ristrutturati ad almeno i livelli degli NZEB[4]. La Direttiva vigente non prevede riduzioni vincolanti del consumo energetico per il settore pubblico e applica il requisito di ristrutturazione del 3% solo agli edifici del governo centrale. La proposta di nuova Direttiva, invece, vorrebbe estendere questo requisito a tutti gli enti pubblici, compresi gli edifici del governo locale e regionale,
- modifica le disposizioni sull'obbligo di risparmio energetico, attualmente fissato allo 0,8% annuo nel periodo 2021-2030. Secondo la nuova proposta di Direttiva, tale tasso rimane valido fino al 2024, mentre risulta quasi raddoppiato a 1,5% nel periodo 2024-2030. Tali risparmi sarebbero calcolati rispetto ad un periodo di riferimento medio sul triennio 2017-2019,
- introduce nuove disposizioni sui sistemi di gestione dell'energia e sugli audit energetici e prevede l'obbligo per gli Stati membri di dichiarare i consumi energetici dei propri data center,
- pone maggiore attenzione alla eradicazione della povertà energetica, attraverso misure per responsabilizzare e proteggere gli utenti vulnerabili e le persone che vivono in alloggi sociali. La proposta di Direttiva prevede inoltre misure per la protezione dei consumatori e dei loro diritti contrattuali per quanto riguarda il riscaldamento, il raffreddamento e la fornitura di acqua calda sanitaria; è inoltre prevista la creazione di sportelli unici per la fornitura di consulenza e assistenza tecnica, amministrativa e finanziaria in materia di efficienza energetica e ristrutturazione degli edifici, in modo che sia efficiente dal punto di vista energetico e incoraggi l'adozione di energie rinnovabili,
- definisce i requisiti di un sistema di riscaldamento e raffrescamento efficiente, in base all'impiego di determinate quote minime (in termini percentuali) di energia rinnovabile, rifiuti e calore cogenerato. Le quote minime richieste per un sistema efficiente aumenterebbero a intervalli regolari (dal 2022 fino al 2050) nel percorso verso la neutralità climatica.

Alla luce di questi obiettivi per l'Unione Europea, il contributo di efficienza energetica per i singoli Stati membri è calcolato secondo la formula riportata nell'Allegato I [11] della proposta di Direttiva. L'applicazione della formula al contesto italiano porta a definire un target nazionale sui consumi finali di energia di circa 94 Mtep al 2030, contro gli attuali 115,4 Mtep (2019) e i 103,8 Mtep previsti al 2030 dal PNIEC [12]. Lo scenario *FF55* (descritto nel capitolo 22 in confronto con lo scenario Confindustria) è stato perciò costruito considerando un livello massimo dei consumi energetici pari proprio a 94 Mtep.

[4] Nearly Zero Energy Building.

1.4 La Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili

Per contribuire al raggiungimento del nuovo obiettivo UE di riduzione del 55% dei gas ad effetto serra uno dei pilastri del *pacchetto Fit for 55* è la revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili (RED II) [13]. Ai sensi della RED II [14], recepita nella legislazione italiana con il Decreto legislativo n. 199 del novembre 2021 [15], l'UE si è attualmente impegnata a garantire che entro il 2030 almeno il 32% del proprio consumo di energia provenga da fonti di energia rinnovabili (FER). La RED II rivista (o RED III) rafforza queste disposizioni e fissa un nuovo obiettivo vincolante pari a una quota minima del 40% di FER nei consumi finali di energia entro il 2030, insieme a nuovi target settoriali. Questo obiettivo richiede di raddoppiare la penetrazione delle FER nel mix energetico europeo in poco meno di un decennio (2022-2030).

I contributi previsti che gli Stati membri potrebbero apportare per raggiungere l'obiettivo del 2030 sono diversi e sono basati su una formula *benchmark* (secondo la REDII) che evidenzia caratteristiche importanti e parametri caratterizzanti i singoli Paesi. La Tabella 1.3 illustra le quote complessive di energia rinnovabile in tutti gli Stati membri per una serie di diversi scenari insieme a quelli derivanti dai parametri della formula aggiornati specificatamente per l'obiettivo di quota FER dell'UE del 40%. All'Italia viene assegnato il *target* del 36% di *share* delle fonti rinnovabili sui consumi finali lordi al 2030.

Tabella 1.3
Quota di fonti energetiche rinnovabili su totale dei consumi finali lordi per ciascuno Stato membro
(Fonte Eurostat, PRIMES, EC calculations)

2020 framework			2030 framework			
MS	2019	2020 target	MS	Final NECP contribution	Current RES formula benchmarks (based on REDII)	Updated RES formula benchmarks to reach 40% RES Shares (indicative figures)
AT	33.6%	34%	**AT**	46%-50%	46%	**54%**
BE	9.9%	13%	**BE**	17.5%	25%	**32%**
BG	21.6%	16%	**BG**	27%	17%	**31%**
CY	13.8%	13%	**CY**	23%	23%	**31%**
CZ	16.2%	13%	**CZ**	22%	23%	**31%**
DE	17.4%	18%	**DE**	30%	30%	**38%**
DK	37.2%	30%	**DK**	54%-55%	46%	**55%**
EE	31.9%	25%	**EE**	42%	37%	**46%**
EL	19.7%	18%	**EL**	35%	31%	**36%**
ES	18.4%	20%	**ES**	42%	32%	**41%**
FI	43.1%	38%	**FI**	51%	51%	**57%**
FR	17.2%	23%	**FR**	33%	33%	**41%**
HR	28.5%	20%	**HR**	36.4%	32%	**40%**
HU	12.6%	13%	**HU**	21%	23%	**31%**
IE	12.0%	16%	**IE**	34.1%	31%	**40%**
IT	18.2%	17%	**IT**	30%	29%	**36%**
LT	25.5%	23%	**LT**	45%	34%	**45%**
LU	7.0%	11%	**LU**	25%	22%	**34%**
LV	41.0%	40%	**LV**	50%	50%	**57%**
MT	8.5%	10%	**MT**	11.5%	21%	**27%**
NL	8.8%	14%	**NL**	27%-32%	26%	**36%**
PL	12.2%	15%	**PL**	21%-23%	25%	**31%**
PT	30.6%	31%	**PT**	47%	42%	**48%**
RO	24.3%	24%	**RO**	30.75%	34%	**38%**
SE	56.4%	49%	**SE**	65%-67%	64%	**71%**
SI	22.0%	25%	**SI**	27%	37%	**43%**
SK	16.9%	14%	**SK**	19.2%	24%	**42%**
EU27	19.7%	20%	**EU27**	33.1%-33.7%	**32%**	**40%**

La proposta di revisione della REDII non si limita a proporre un obiettivo generale della quota di fonti rinnovabili, ma include una serie di sotto-obiettivi settoriali.
Nel luglio 2021, infatti, la Commissione ha pubblicato la relazione sulla valutazione d'impatto per accompagnare la sua proposta legislativa di revisione di RED II, nella quale sono state valutate otto principali opzioni politiche per allineare la RED II del 2018 al nuovo obiettivo climatico dell'UE.

La valutazione d'impatto della Commissione ha portato a evidenziare un pacchetto di misure, tra cui:

- obiettivo FER del 40% sui consumi finali lordi entro il 2030 (vincolante a livello dell'UE con contributi nazionali indicativi),
- maggiore ambizione in termini di FER nei settori del riscaldamento, del raffreddamento e dei trasporti attraverso obiettivi secondari più elevati,
- nuove misure per migliorare l'integrazione del sistema energetico (*sectoral coupling*),
- certificazione dei combustibili rinnovabili, rintracciabili attraverso un'unica banca dati dell'Unione,
- una maggiore promozione dei combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO), in particolare dell'idrogeno, da conseguire tra l'altro attraverso nuovi obiettivi,
- estensione delle aree interdette per la biomassa agricola a copertura della biomassa forestale,
- estensione dei criteri di sostenibilità per i biocarburanti già presenti in RED II a tutti gli impianti FER esistenti (attualmente i nuovi criteri in RED II si applicano solo ai nuovi impianti),
- una maggiore cooperazione transfrontaliera, inizialmente attraverso progetti pilota, con particolare attenzione allo sviluppo congiunto dell'energia offshore,
- varie misure per promuovere l'adozione delle FER nell'industria,
- obbligo di eliminare gradualmente il sostegno alla produzione di elettricità da biomassa a partire dal 2026.

Il pacchetto di cui sopra è stato rispecchiato nel testo della proposta legislativa della Commissione.

1.4.1 Target rinnovabili settoriali

La proposta legislativa della Commissione rivede molte disposizioni RED II, introducendo diversi obiettivi e target anche settoriali vincolanti o raccomandati. Nella realizzazione del nostro studio abbiamo incluso nello scenario *FF55* gli obiettivi riportati in Tabella 1.4.

Tabella 1.4
Principali modifiche apportate dalla proposta della Commissione alla RED II

ARTICOLO	TARGET/MODIFICA
Art. 3 *Obiettivo generale vincolante dell'Unione per il 2030*	• Nuovo obiettivo dell'UE di una quota minima del 40% di energia da FER nel consumo finale. • introdotto l'obbligo di eliminare gradualmente il sostegno alla produzione di elettricità da biomassa a partire dal 2026.
Art. 7 *Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili*	• i combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO), principalmente idrogeno, sono contabilizzati nel settore in cui vengono consumati (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti). • l'elettricità rinnovabile utilizzata per produrre RFNBO non è inclusa nel calcolo della quota di FER in quel particolare settore.
Art. 15 bis *Integrazione dell'energia rinnovabile negli edifici*	• Obiettivo indicativo dell'UE di una quota del 49% di FER nel riscaldamento e raffrescamento degli edifici entro il 2030.
Art. 22 bis *Integrazione dell'energia rinnovabile nell'industria*	• Obiettivo indicativo di aumentare l'uso delle FER nell'industria di +1,1% annuo, • Obiettivo vincolante del 50% per gli RFNBO utilizzati come materia prima o come vettore energetico nel settore industriale.
Art. 23 *Integrazione delle energie rinnovabili nel riscaldamento e nel raffreddamento*	• l'obiettivo indicativo esistente (+1,1% di aumento annuo) diventa un obiettivo di riferimento vincolante.
Art. 24 *Teleriscaldamento e teleraffrescamento*	• aumentato l'obiettivo indicativo di FER dal calore e dal freddo di scarto nei sistemi di teleriscaldamento e raffreddamento (DHC) da +1% a 2,1% annuo.
Art. 25 *Integrazione delle energie rinnovabili nel settore dei trasporti*	• nuovo obiettivo di riduzione dell'intensità dei gas a effetto serra del 13%. • aumentato il sotto-obiettivo per i biocarburanti avanzati (dallo 0,2% nel 2022 allo 0,5% nel 2025 e al 2,2% nel 2030). • introdotto un nuovo obiettivo secondario del 2,6% per le RFNBO.
Art. 29 *Criteri di sostenibilità e riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa*	• Estesi i criteri esistenti per i terreni per la biomassa agricola alla biomassa forestale (comprese foreste primarie altamente diversificate e torbiere) con l'obiettivo di vietare l'approvvigionamento di biomasse per la produzione di energia da foreste primarie. • Nessuna biomassa forestale per installazioni di sola elettricità ammissibile al sostegno delle FER dal 2026, con il divieto di incentivi finanziari nazionali per l'utilizzo di tronchi, ceppi e radici di segatura o impiallacciatura per la produzione di energia. • Applicazione dei criteri di sostenibilità a piccoli impianti di produzione di elettricità e calore >=5MW
Art. 29 bis *Criteri di risparmio delle emissioni di gas serra per combustibili rinnovabili di origine non biologica e combustibili a base di carbonio riciclato*	• Contabilizzazione degli RNFBO ai fini dei vari obiettivi stabiliti nella RED II solo se i loro risparmi di emissioni di GHG sono almeno 70%. (Ciò incoraggerà lo sviluppo di "idrogeno verde" ottenuto dalle FER piuttosto che dai combustibili fossili).

La proposta della Commissione fissa il 31 dicembre 2024 come data prevista entro la quale gli Stati membri devono recepire la RED II rivista /RED III) nelle rispettive legislazioni nazionali.

1.5 Effort Sharing Regulation

Il regolamento sull'"*Effort Sharing Regulation*" (di seguito ESR), adottato nel 2018, fissa obiettivi nazionali per la riduzione delle emissioni derivanti dal trasporto su strada, dal riscaldamento degli edifici, dall'agricoltura, dai piccoli impianti industriali e dalla gestione dei rifiuti. Questi settori, fino ad oggi esclusi dal sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (EU ETS), generano attualmente circa il 60% delle emissioni di gas a effetto serra dell'Unione.

L'ESR, attualmente, copre tutte le emissioni climalteranti incluse negli obiettivi EU che non sono coperte né dal *EU Emissions Trading System* (ETS) né dal *Regulation on Land-Use, Land-Use Change and Forestry* (LULUCF). In particolare, attualmente l'ESR copre le emissioni dirette dei transporti (ad eccezione dell'aviazione e della navigazione internazionale), del settore civile, dell'agricoltura, le emissioni industriali non già incluse nell'EU ETS, quelle dei rifiuti e quelle non da combustione relative agli usi finali ed energetici.

Per raggiungere il nuovo obiettivo del 55% di riduzione della CO_2 al 2030 la Commissione propone di aumentare l'obiettivo di riduzione del settore ESR di 10 punti percentuali, passando cioè dal 30% al 40% a livello EU rispetto al 2005. La proposta [16], quindi, aggiorna i target nazionali ESR in linea con l'obiettivo del 40% e indica che gli stati membri costruiscono all'obiettivo globale con target di riduzione assegnato a ciascuno che varia tra il 10% e il 50%.

Il criterio di riferimento per determinare l'aumento del target è il prodotto interno lordo (*Gross Domestic Product* GDP – criterio di "equità") pro-capite. Rispetto a questo si introduce la limitazione al valore di 50% di riduzione per i Paesi che con il solo criterio del GDP dovrebbero raggiungere obiettivi di riduzione troppo alti, questo per evitare di richiedere di attivare azioni di riduzione delle emissioni eccessivamente onerose (criterio di "costo-efficienza"). La limitazione del 50% risulta applicata a Lussemburgo, Svezia, Germania, Finlandia e Danimarca. Il limite minimo del range, cioè il 10%, ha effetto invece sul target della Bulgaria alzandolo dall'8% (calcolato solo con GDP) al 10%.

Sempre con l'obiettivo di mantenere un livello accettabile di "costo-efficienza" delle misure di riduzione delle emissioni che dovranno mettere in atto i singoli Paesi, si propone che, per ciascun Paese, il nuovo obiettivo di riduzione possa crescere al più di 12 punti percentuali (*12 pp*) rispetto al precedente. Questa limitazione allevierebbe il nuovo target di Francia, Paesi Bassi, Belgio, Austria e Irlanda.

Gli alleggerimenti sui paesi che superano il 12% di riduzione per effetto del nuovo obiettivo e su quelli che superano il 50%, sono quindi allocati sugli altri (escludendo quelli con target già a ridosso di tali limiti) con un aggravio di 0,7% su 9 paesi tra cui l'Italia (Grecia, Spagna, Croazia, Italia, Ungheria, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia).

In Tabella 1.5 è riportata la ripartizione dei target basata su GDP, indicando le correzioni per i vincoli tra 10% - 50% e le correzioni successive con ulteriori osservazioni di Costo – efficienza (cioè max incremento tra target attuale e nuovo target limitato a 12 pp). La situazione indicata corrisponde al caso in cui il perimetro dei settori ESR resti invariato ("Opzione 1 - ESR sectoral scope unchanged").

Tabella 1.5
Target ESR 2030 proposti per Paese e correzioni secondo i criteri aggiuntivi
(Fonte [16])

Overview of potential target corrections Member States under option 1.1 EU-27/ Member State	Target based on GDP/capita formula update, bound to a benchmarks [unbound target]	Cost Efficiency correction based on gap assessment [applied on unbound target]	Correction for 12 pp cap [applied after cost efficiency correction and after bounded target]	Target after corrections
EU-27	**-40%**			**-40%**
Belgium	-49%		2 pp	-47%
Bulgaria	-10% [-8%]			-10%
Czechia	-28%		2 pp	-26%
Denmark	-50% [-55%]	3 pp		-50%
Germany	-50%			-50%
Estonia	-27%	3 pp		-24%
Ireland	-50% [-62%]	9 pp (GNI based)	4 pp	-42%
Greece	-22%		-0.7 pp	-22.7%
Spain	-37%		-0.7 pp	-37.7%
France	-47%	-0.5 pp		-47.5%
Croatia	-16%		-0.7 pp	-16.7%
Italy	-43%		-0.7 pp	-43.7%
Cyprus	-35%	3 pp		-32%
Latvia	-18%	1 pp		-17%
Lithuania	-22%	1 pp		-21%
Luxembourg	-50% [-77%]	-0.5 pp		-50%
Hungary	-18%		-0.7 pp	-18.7%
Malta	-38%	19 pp		-19%
Netherlands	-50% [-52%]		2 pp	-48%
Austria	-50% [-51%]	3 pp		-48%
Poland	-17%		-0.7 pp	-17.7%
Portugal	-28%		-0.7 pp	-28.7%
Romania	-12%		-0.7 pp	-12.7%
Slovenia	-28%		1 pp	-27%
Slovakia	-22%		-0.7 pp	-22.7%
Finland	-50%			-50%
Sweden	-50% [-53%]	-0.5 pp		-50%

Nella Tabella 1.6 sono invece mostrati i nuovi vincoli di riduzione delle emissioni ESR proposti per il 2030 per ciascun Paese rispetto al vincolo ESD precedente. L'Italia vede, così, passare il suo target ESR da una richiesta di riduzione del 33% al 43,7% al 2030 rispetto ai valori 2005.

Tabella 1.6
Target 2030 proposti di riduzione delle emissioni ESR e *target* attuali per Paese
(Fonte [16])

	Member State greenhouse gas emission reductions in 2030 in ralation to their 2005 levels determined in accordance with Article 4(3)	
	Column 1	Column 2
Belgium	-35%	-47%
Bulgaria	-0%	-10%
Czechia	-14%	-26%
Denmark	-39%	-50%
Germany	-38%	-50%
Estonia	-13%	-24%
Ireland	-30%	-42%
Greece	-16%	-22.7%
Spain	-26%	-37.7%
France	-37%	-47.5%
Croatia	-7%	-16.7%
Italy	-33%	-43.7%
Cyprus	-24%	-32%
Latvia	-6%	-17%
Lithuania	-9%	-21%
Luxembourg	-40%	-50%
Hungary	-7%	-18.7%
Malta	-19%	-19%
Netherlands	-36%	-48%
Austria	-36%	-48%
Poland	-7%	-17.7%
Portugal	-17%	-28.7%
Romania	-2%	-12.7%
Slovenia	-15%	-27%
Slovakia	-12%	-22.7%
Finland	-39%	-50%
Sweden	-40%	-50%

La proposta della Commissione EU valuta anche la possibilità di trasferire dei settori o sottosettori (quali i trasporti su strada e i consumi degli edifici) all'ETS ed eventualmente sottrarli dal perimetro ESR (scelta indicata come Opzione 2 – "*ESR reduced scope*"). In particolare, indica che la sottrazione dai target ESR dei suddetti consumi potrebbe ora essere prematura, in tal senso propone di inserirli nel meccanismo ETS mantenendoli temporaneamente anche nell'ESR in attesa di una revisione a seguito dell'analisi degli effetti.

La proposta, inoltre, intende rivedere la flessibilità legata all'uso del suolo (LU-LUCF) definita nell'art. 7 dell'ESR, e creare una riserva volontaria "*additional reserve*" per aiutare gli stati membri a raggiungere i propri target, contabilizzando eventualmente fino a 225 $MtCO_2$ equivalenti complessive nel periodo 2026-2030, nella condizione che il 55% di riduzione complessiva delle emissioni a livello dell'Unione sia garantita. Questa flessibilità aggiuntiva può essere utilizzata esclusivamente dai Paesi che, negli ultimi anni del periodo oggetto della nuova regolamentazione ESR (cioè gli ultimi anni del periodo 2023-2030), vengano a trovarsi in difficoltà nel raggiungimento dei propri target. Non può quindi essere utilizzata già nella pianificazione per il raggiungimento dei target specifici.

1.6 Emission Trading Scheme

Nel *pacchetto Fit for 55* pubblicato a luglio 2021, come detto precedentemente, la Commissione Europea propone di rivedere diversi atti legislativi dell'UE in materia di clima ed energia, tra cui anche l'EU-ETS [17]. La legislazione attualmente in vigore è stata rivista nel 2018 e ha stabilito l'obiettivo di ridurre del 43% le emissioni EU-ETS entro il 2030 rispetto al 2005. Tale obiettivo è in linea con il precedente obiettivo di ridurre del 40% le emissioni di gas serra a livello dell'Unione rispetto al 1990. Affinché il sistema EU-ETS dia un sufficiente contributo all'innalzamento dell'obiettivo complessivo di mitigazione dal -40% al -55%, la CE ha proposto di introdurre le seguenti modifiche (Figura 1.1):

- Estensione dell'UE-ETS ai trasporti marittimi (per navi superiori a 5.000 tonnellate lorde) a partire dal 2023 e arrivando a pieno regime nel 2026; l'estensione riguarda le emissioni dei viaggi nazionali e intraEU, oltre al 50% delle emissioni dei viaggi fra Stati membri e Paesi extraEU e le emissioni che si verificano durante l'ormeggio delle navi nei porti europei,
- Riduzione lineare del *cap* complessivo (cioè della quantità massima di emissioni annue consentite nell'UE-ETS) dal -2,2% all'anno al -4,2% all'anno nel periodo 2021-2030 (il *cap* iniziale deve essere aumentato di un importo di quote corrispondenti alle emissioni del trasporto marittimo da includere in ETS); ciò determinerà una riduzione complessiva delle emissioni dei settori EU-ETS del 61% entro il 2030 rispetto al 2005,
- Definizione di *benchmark* più stringenti per ottenere l'allocazione di quote gratuite nei settori industriali soggetti a *carbon leakage*; inoltre, per incentivare l'adozione di tecnologie a basse emissioni, l'allocazione gratuita sarà subordinata alla realizzazione di investimenti in decarbonizzazione (es. implementazione delle raccomandazioni emerse a valle degli audit energetici obbligatori),
- Progressiva riduzione e azzeramento (entro il 2026) delle assegnazioni gratuite nel settore del trasporto aereo (si considerano in EU-ETS solo i voli intraEU) e nei settori industriali interessati dall'introduzione del nuovo *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM), cioè alluminio, ferro e acciaio, cemento, fertilizzanti e import di elettricità da Paesi extraEU [18],
- Introduzione di un sistema ETS separato, a partire dal 2025, che includa le emissioni di edifici e trasporti su strada, con l'obiettivo di ridurre tali emissioni del 43% entro il 2030 rispetto al 2005 (la responsabilità della gestione delle quote verrebbe assegnata non agli emettitori, bensì ai soggetti a monte che distribuiscono i combustibili),
- Potenziamento dell'*Innovation Fund* per sostenere progetti di innovazione nei settori ETS, inclusi i trasporti,
- Revisione e allargamento della *Market Stability Reserve* per gestire i rischi di sbilanciamento fra domanda e offerta di quote di CO_2,
- Possibilità di contabilizzare come nulle le emissioni catturate e stoccate permanentemente in prodotti durevoli.

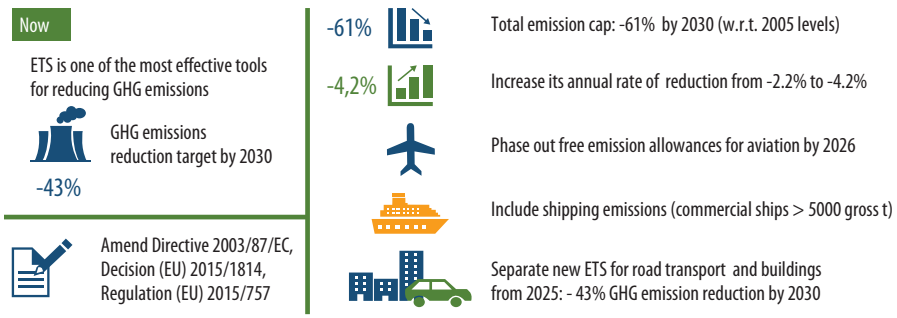


Figura 1.1
L'EU-ETS nel *pacchetto Fit for 55*

1.7 Clean transport

Il *pacchetto Fit for 55* prevede anche una serie di interventi mirati per il settore trasporti. In aggiunta al target FER trasporti contenuto nella RED III e l'inclusione del trasporto su strada nel sistema ETS già descritti, la Commissione Europea propone l'aggiornamento di alcuni regolamenti esistenti riguardanti gli standard emissivi per auto e furgoni e le infrastrutture di ricarica e rifornimento, al fine di accelerare la transizione verso il vettore elettrico e combustibili alternativi, in particolare nel trasporto su gomma. La CE propone inoltre l'introduzione di due regolamenti specifici per il trasporto aereo e marittimo, segmenti considerati più difficili da decarbonizzare.

1.7.1 Standard emissivi per nuove auto e veicoli commerciali leggeri

La Commissione propone di rendere più stringenti i limiti emissivi per le nuove autovetture e i veicoli commerciali leggeri immatricolati in UE [19] aggiornando il Regolamento (EU) 2019/631 [20].

Il regolamento stabilisce dei limiti sulle emissioni specifiche di CO_2 allo scarico da applicare all'intero parco di nuovi veicoli di ogni produttore registrati in un anno in Europa. La nuova proposta prevede di:

- mantenere i *target* esistenti per il 2025 per auto e furgoni, pari a una riduzione del 15% delle emissioni specifiche di CO_2 rispetto al 2021,
- incrementare la riduzione richiesta a partire dal 2030, portandola a -55% per le auto (prima era -37,5%) e a -50% per dei furgoni (prima era -31%),
- introdurre un nuovo vincolo del -100% per entrambe le categorie a partire dal 2035,
- rimuovere a partire dal 2030 la deroga per piccoli produttori, lasciandola solo per coloro che registrano meno di 1.000 nuovi veicoli all'anno, che rimangono esenti,
- togliere dal 2030 lo schema di incentivi per i veicoli a zero e basse emissioni (ZLEV)[5].

In pratica i vincoli imposti implicano che la media delle emissioni delle nuove flotte di veicoli leggeri venduti dal 2035 sia pari a zero e quindi raggiungibile solamente con elettrici (BEV), a idrogeno o, in caso di motore a combustione (ibridi PHEV) con utilizzo di carburanti rinnovabili "carbon neutral".

1.7.2 Infrastrutture di ricarica e rifornimento

Il pacchetto *FF55* include una proposta [21] per rivedere la Direttiva del 2014 sulle infrastrutture per i combustibili alternativi (Direttiva DAFI [22]) e trasformarla in un Regolamento. Nella bozza di Regolamento la Commissione propone obiettivi vincolanti per i punti di ricarica dei veicoli elettrici e di rifornimento di idrogeno, la ricarica elettrica per gli aeromobili fermi negli aeroporti e l'alimentazione a terra per le navi nei porti. Contiene inoltre disposizioni per gli Stati membri dell'UE per garantire la copertura dei punti di rifornimento di gas naturale liquefatto (GNL) dedicati ai veicoli pesanti e dei punti di rifornimento di GNL nei porti marittimi.

Le reti transeuropee nei settori delle infrastrutture dei trasporti, dell'energia e delle telecomunicazioni (TENs), come previsto dal Trattato sul funzionamento dell'Unione europea (articolo 170), mirano a favorire l'interconnessione delle reti infrastrutturali nazionali e la loro interoperabilità, tenendo conto in particolare della necessità di collegare alle regioni centrali dell'Unione le regioni insulari, prive di sbocchi al mare e periferiche.

[5] Zero-and low-emission vehicles.

I nuovi orientamenti dell'Unione per lo sviluppo della rete transeuropea dei trasporti prospettano la creazione di una rete TEN-T articolata in due livelli:

- una rete globale (da realizzarsi entro il 2050) che mira a garantire la piena copertura del territorio dell'UE e l'accessibilità a tutte le regioni,
- una rete centrale a livello UE (da realizzarsi entro il 2030) basata su un "approccio per corridoi". I corridoi della rete centrale dovranno includere almeno tre modalità differenti di trasporto; attraversare almeno tre Stati membri e prevedere l'accesso ai porti marittimi.

Per l'infrastruttura di ricarica elettrica dedicata ai veicoli stradali leggeri (automobili e furgoni), il regolamento stabilisce obiettivi obbligatori in funzione del numero di veicoli. Per ogni veicolo leggero elettrico dovrebbe essere fornita una potenza di almeno 1 kW attraverso colonnine di ricarica pubbliche. Per ogni veicolo leggero ibrido plug-in, dovrebbe essere fornita invece una potenza di almeno 0,66 kW. Una infrastruttura di ricarica ("colonnina") è definita come un'unica installazione fisica in un luogo specifico, costituita da uno o più punti di ricarica.

La proposta fissa, inoltre, obiettivi basati sulla distanza massima tra le infrastrutture di ricarica, entro la fine del 2025 per la rete centrale TEN-T (con obiettivi più elevati in termini di potenza per il 2030) e per la rete TEN-T rete globale entro la fine del 2030 (con fabbisogno di potenza in aumento per il 2035).

Le stazioni di ricarica accessibili al pubblico (costituite da una o più infrastrutture di ricarica) dedicate ai veicoli privati e commerciali leggeri dovrebbero essere installate in ciascuna direzione di marcia con una distanza massima di 60 km tra di esse, sia sulla rete centrale che su quella globale.

Le infrastrutture di ricarica per i veicoli pesanti (con potenza maggiore rispetto a quelle per i veicoli leggeri) dovrebbero essere installate in ciascuna direzione di marcia con una distanza massima di 60 km tra di loro sulla rete centrale TEN-T e con una distanza massima di 100 km sulla rete globale TEN-T. Il progetto di regolamento richiede inoltre agli Stati membri dell'UE di garantire la presenza di una serie di stazioni di ricarica per veicoli pesanti nei nodi urbani della rete TEN-T.

Per l'idrogeno sono fornite indicazioni sulle distanze massime tra le stazioni di rifornimento accessibili al pubblico: 150 km lungo la rete centrale TEN-T e la rete globale TEN-T, e almeno una stazione disponibile in ogni nodo urbano della rete TEN-T.

La proposta di regolamento fissa obiettivi anche per la fornitura di energia elettrica alle navi e agli aerei fermi nei porti/aeroporti. Si prevede che entro l'inizio del 2030 almeno il 90% della domanda di energia elettrica delle navi ferme nei porti sia soddisfatto via terra evitando l'accensione dei motori ausiliari. Entro l'inizio del 2025 la fornitura di energia elettrica per gli aeromobili fermi negli aeroporti della rete centrale e globale della TEN-T dovrebbe essere garantita in tutti i *gate* utilizzati per le operazioni di trasporto aereo commerciale.

Gli Stati membri dell'UE dovranno infine prevedere una copertura minima di punti di rifornimento del GNL per veicoli pesanti almeno sulla rete centrale TEN-T e garantire un numero adeguato di punti di rifornimento GNL nei porti della rete TEN-T.

1.7.3 Trasporto aereo e marittimo sostenibili

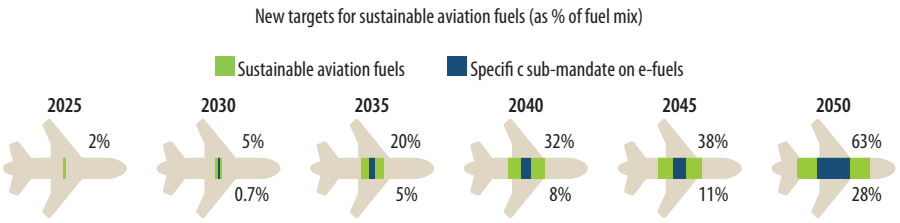
I settori aereo e marittimo risultano difficili da decarbonizzare anche a causa di alternative tecnologiche al momento più limitate rispetto ad altre modalità di trasporto. La Commissione propone pertanto diverse misure per favorire l'utilizzo di combustibili sostenibili compatibili con i motori di navi e aerei esistenti.

La proposta di Regolamento *ReFuelEU* [23] mira a creare regole comuni sull'utilizzo di combustibili sostenibili per l'aviazione (*Sustainable Aviation Fuels* o *SAF*) nell'intero territorio dell'UE, imponendo obblighi ai fornitori di carburanti, alle compagnie aeree e agli aeroporti. Tali obblighi si applicano solo ai voli civili per trasporto passeggeri o merci, ma non ai velivoli militari, sanitari, di soccorso, di polizia e altri mezzi speciali. Sono altresì esenti piccoli aeroporti e compagnie aeree con un traffico minimo in UE, pur garantendo una copertura di almeno il 95% del traffico in partenza da aeroporti nell'Unione.

In particolare, la proposta prevede:

1. Obbligo per i fornitori di carburanti di miscelare una percentuale minima di SAF nei carburanti forniti per l'aviazione, partendo da un 2% in volume dal 2025 e crescendo fino al 63% al 2050, con un sotto-vincolo specifico sugli e-fuel (e-kerosene) a partire dal 2030 (Figura 1.2). I SAF ammessi sono solo i biocarburanti avanzati e gli e-fuel, ma non quelli derivanti da coltivazioni alimentari, applicando i criteri di sostenibilità stabiliti nella RED II,

Figura 1.2
Vincoli di miscelazione di carburanti sostenibili ed e-fuels nell'aviazione
(Fonte: Commissione Europea)



2. Obbligo per le compagnie aeree con voli in partenza dall'UE di rifornirsi negli aeroporti europei per almeno il 90% del carburante necessario annualmente per tali tratte, al fine di evitare rifornimenti maggiori in altre località al fine di eludere i requisiti del regolamento che, verosimilmente, faranno aumentare il costo del carburante,
3. Obbligo per gli aeroporti europei di fornire le infrastrutture necessarie per la consegna, stoccaggio e rifornimento dei SAF.

La proposta di Regolamento *FuelEU* [24] prevede invece l'introduzione di vincoli per limitare l'intensità carbonica dell'energia utilizzata nelle navi che fanno scalo nei porti europei, indipendentemente dalla nazionalità, promuovendo in questo modo carburanti sostenibili e tecnologie a zero emissioni.

Nello specifico vengono introdotti i seguenti vincoli per tutte le navi, esclusi i pescherecci, con tonnellaggio > 5.000 tonnellate:

1. Obbligo di collegarsi a una fornitura elettrica a terra quando ormeggiate o utilizzare tecnologie a zero emissioni,
2. Obbligo per le compagnie navali di ridurre l'intensità carbonica dell'energia usata a bordo rispetto alla media del 2020, partendo da -2% nel 2025, -6% dal 2030, con target di riduzione crescenti ogni cinque anni, fino ad arrivare a -75% nel 2050 (Figura 1.3).

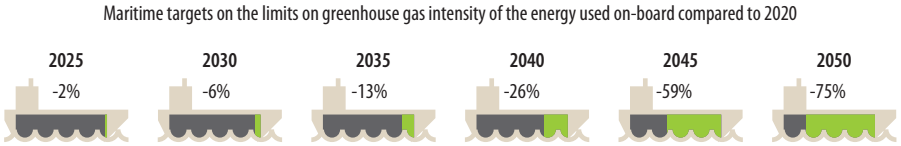


Figura 1.3
***Target* di riduzione dell'intensità carbonica per le navi**
(Fonte: Commissione Europea)

L'intensità carbonica viene calcolata su tutte le emissioni GHG misurate sull'intero ciclo di vita del carburante utilizzato (approccio *Well-to-Wake*, "dal pozzo alla scia"). Tale vincolo si applica a tutta l'energia utilizzata in porto, al 100% dell'energia utilizzata per la navigazione intra-europea e al 50% di quella utilizzata da navi che arrivano o partono da un porto europeo verso una destinazione extraUE.
Nello scenario *FF55* sono stati inclusi i *target* sulle percentuali di SAF in miscelazione per il settore aereo e i target di riduzione dell'intensità carbonica nel settore navale.

2. LA TRASPOSIZIONE DEI NUOVI OBIETTIVI SUL TERRITORIO ITALIANO: PROPOSTE E AGGIORNAMENTO DEGLI SCENARI AL 2030

Il processo di decarbonizzazione è caratterizzato da molteplici fattori e incertezze che rendono difficile individuare un'evoluzione univoca del sistema stesso, soprattutto con orizzonti temporali di medio-lungo termine. Tuttavia, l'analisi di scenario permette di esplorare diversi percorsi possibili per raggiungere un obiettivo di "decarbonizzazione" analizzando diverse traiettorie fondate su ipotesi alternative. Questo approccio permette di identificare le principali azioni, obiettivi e settori con maggiori potenzialità per interventi di decarbonizzazione e fornire indicazioni sui bisogni infrastrutturali e tecnologici. L'analisi di scenario consente ai decisori di orientarsi attraverso questa estrema complessità e incertezza grazie a una valutazione quantitativa degli impatti di obiettivi e politiche energetico-ambientali e, grazie all'evidenza di eventuali sovrapposizioni, individuando i settori di intervento più promettenti, i bisogni infrastrutturali e tecnologici.

Gli scenari non sono previsioni ma rappresentazioni alternative del percorso di decarbonizzazione considerando congiuntamente le possibili alternative. Essi possono essere vincolati da obiettivi specifici da raggiungere e si basano su insiemi coerenti e consistenti di ipotesi sui driver chiave e sulle variabili guida (ad esempio, prezzi del carburante, evoluzione tecnologica).

Gli scenari energetici sono realizzati da RSE con il ricorso al modello tecnico economico TIMES-RSE [25], che consente di descrivere l'intero sistema energetico nazionale dalle fasi di approvvigionamento delle fonti primarie, alla trasformazione e generazione elettrica, fino ai dispositivi di uso finale dei diversi settori di impiego. Il TIMES è un modello tecnologico bottom-up di ottimizzazione intertemporale che riduce al minimo il costo totale per l'intero sistema energetico nell'intero orizzonte temporale in cui deve soddisfare la domanda assegnata dei servizi energetici. L'ottimizzazione è soggetta a vincoli ambientali e tecnologici e/o di indicazione di policy. La soluzione di equilibrio si trova usando tecniche di programmazione lineare. La funzione obiettivo, infatti, si traduce nel minimizzare il costo globale necessario per fornire una determinata quantità di servizi energetici. Oltre ai 5 settori di utilizzo finale (agricoltura, industria, residenziale, commerciale e trasporti), il TIMES_RSE considera esplicitamente anche due settori intermedi (raffineria e settore energetico). L'orizzonte temporale coperto va fino al 2060 e gli scenari presentati in questo studio sono elaborati con obiettivo di neutralità climatica al 2050.

Utilizzando il modello TIMES_RSE, si è quindi identificato il mix di fonti energetiche e tecnologie che consenta di soddisfare la domanda di servizi energetici prevista sull'intero orizzonte temporale e di raggiungere l'obiettivo decarbonizzazione al 2030 al minimo costo di sistema. Contestualmente, con riferimento allo scenario *FF55*, in grado di soddisfare tutti i target contenute nelle Direttive e Regolamenti del pacchetto proposto dalla Commissione e, nel caso dello scenario Confindustria, i target principali e vincoli e/o indicazioni delle Sistema confederale.

Si tratta quindi di una metodologia basata su un modello di ottimizzazione al "minimo costo" dati un insieme di vincoli generali, e non di scenari che massimizzano, in una logica "*stand alone*", il potenziale di sviluppo di singole tecnologie.

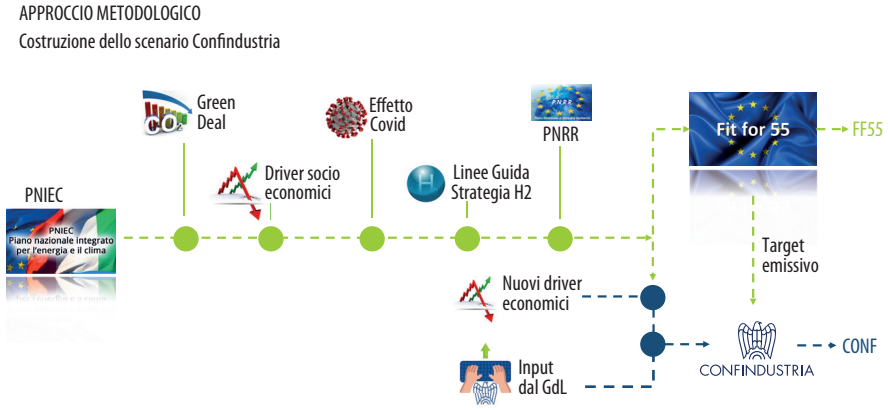
Lo scenario Confindustria è costruito sulla base delle informazioni esistenti in termini di tecnologie, vincoli tecnici ai processi industriali e relativi programmi di sviluppo. Come tutte le ipotesi di scenario non intende porre alcun limite, sul piano metodologico, al potenziale di ulteriore sviluppo che potrebbe verificarsi in relazione ai miglioramenti tecnologici e/o la maggiore efficienza in termini di costo nonché in relazione a nuovi indirizzi di policy quali ad esempio le recenti proposte della Commissione contenute nel pacchetto *REPowerEU*.

2.1 Gli scenari: BASE, *FF55* e Confindustria

L'analisi dello scenario "Confindustria" è basata sul confronto con uno scenario di riferimento (BASE) e uno scenario di Policy (*FF55*). I tre scenari sono così definiti:

1. Lo scenario "**BASE**" è costruito su ipotesi omogenee con quelle dello scenario di riferimento della CE (EUref2020 [26])e rappresenta l'aggiornamento dello scenario BASE del PNIEC in funzione degli ultimi dati statistici disponibili e degli ultimi avvenimenti che hanno influenzato il sistema energetico. Si considerano implementate tutte le politiche energetiche già concordate a livello dell'UE e degli Stati Membri entro il dicembre 2020,
2. Lo scenario energetico "***FF55***" [2] è uno scenario di ottimizzazione che individua un percorso a minimo costo per l'intero sistema dati target e vincoli predefiniti. É stato costruito, infatti, con l'obiettivo di raggiungere contemporaneamente i nuovi target vincolanti per l'Italia, secondo quando proposto dal *pacchetto Fit For 55* (presentati al Capitolo 1). Il punto di partenza è stato lo scenario costruito a supporto del PNIEC, che è stato aggiornato in base alle nuove proiezioni dei principali driver macro-economici forniti dalla Commissione europea, tenendo conto anche degli effetti della pandemia Covid19 sui consumi energetici. Nel definire il nuovo scenario si è tenuto poi conto delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) pubblicato a maggio 2021,
3. Lo scenario "**Confindustria**" è uno scenario dell'intero sistema energetico italiano ed è stato costruito con un percorso metodologico simile allo scenario *FF55*, come illustrato nella Figura 2.1. I due scenari condividono alcuni input di base: l'aggiornamento dei driver socio-economici rispetto al PNIEC, l'introduzione dell'effetto COVID sui consumi energetici del settore residenziale e sulla domanda di spostamento, i consumi minimi di idrogeno previsti nelle Linee Guida Preliminari [27] e le misure energetiche del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) pubblicato a maggio 2021 [28]. Rispetto allo scenario *FF55*, il tavolo tecnico Confindustria ha proposto di aggiornare alcuni driver economici (proiezioni di PIL e VA settoriali, ma anche prezzo del gas e dei permessi di emissione di CO_2 per il settore ETS) (paragrafo 2.2) e inserire vincoli da input tecnici, di *policy*, piani e strategie industriali derivanti dalle discussioni del Tavolo di lavoro a cui hanno partecipato le principali Associazioni di Confindustria (paragrafo 2.3). Questi ultimi indirizzi sono stati, ove necessario, considerati prioritari rispetto ad alcuni sottotarget del *pacchetto FF55*.

Figura 2.1
Metodologia per la costruzione degli scenari "*FF55*" e "Confindustria"



I due scenari si differenziano sostanzialmente per i vincoli e gli obiettivi che devono traguardare al 2030, e per una diversa crescita economica settoriale.

Nello scenario *FF55* sono stati inseriti tutti i vincoli e *target* previsti nel *pacchetto Fit for 55* (descritti nel Capitolo 1) mentre lo scenario Confindustria è stato costruito mantenendo solo un *target* di riduzione generale delle emissioni, senza vincoli settoriali, pari al valore ottenuto dalla combinazione delle proposte di Direttive dello scenario *FF55* (Tabella 2.1). Lo scenario Confindustria considera altresì indicazioni delle associazioni di Confindustria e una diversa evoluzione di crescita economica rispetto al *FF55* includendo gli impatti sull'economia del PNRR e di una azione di decarbonizzazione frammentata a livello globale sulle crescite dei valori aggiunti settoriali. Nel testo verranno mostrati i risultati degli scenari con focus 2030, ma tutti gli scenari sono stati realizzati con l'obiettivo di neutralità climatica al 2050.

Tabella 2.1
Vincoli e obiettivi modellati al 2030: differenze tra lo scenario Confindustria e lo scenario *FF55*

FF55	**CONFINDUSTRIA**

• Target **ETS**: -61% (obiettivo valido solo a livello EU)
• Target **ESR**: -43,7%
• **Carbon price** nei segmenti di trasporto stradale e climatizzazione edifici: -43%
• Target **FER**
  • FER_TOT: 36.5%
  • FER_trasporti: emissions savings >= 13%
  • FER_buildings: 49% consumi finali totali
• Target **efficienza energetica**
  • Obiettivo Formula: FEC (2030) = 94 Mtep
  • Risparmi secondo misure attive (art 8 EED)
  • Settore pubblico: 1.7% annuo consumi totali
• Target **idrogeno verde** ed **e-fuel:** 2.6% consumi trasporti, 50% consumi idrogeno nell'industria
	• Target **GHG lordo minimo**: -50% (equivalente a riduzione totale scenario *FF55*).
	• **Sottovincoli settoriali**: mantenuti solo i principali vincoli PNIEC (no pacchetto *FF55*).
	• Aggiornamento proiezioni **PIL** e **VA settoriali**: maggiore crescita nel 2020-2030 per effetto del PNRR, in parte mitigata da effetto politiche *Green Deal* (IA CE).
	• Aggiornamento **prezzi** gas e CO_2 (sistema ETS)
	• Introduzione di nuovi processi per la produzione di **biofuel** (bioGPL e di-metil-etere rinnovabile rDME).
	• Introduzione di **input tecnici e di policy** delle associazioni di Confindustria (vincoli tecnici ai processi industriali e relativi programmi di sviluppo, elettrificazione, CCS…)

2.2 Aggiornamento driver macroeconomici

L'andamento del PIL e dei valori aggiunti settoriali sono fondamentali nella definizione di uno scenario, in quanto influenzano l'evoluzione del sistema produttivo e la domanda energetica di tutti i settori finali.

Lo scenario *FF55* [2] già prevede un aggiornamento delle proiezioni delle variabili macroeconomiche rispetto a quelle utilizzate nello scenario PNIEC [29]. Esso si basa sui driver dello *scenario EUref2020* della Commissione Europea [26], aggiornati a metà 2020 per tenere conto dell'effetto nel breve, medio e lungo periodo della pandemia COVID-19, seppur ancora in corso. Questo ha portato, tra le altre cose, a una revisione fortemente al ribasso dei driver socioeconomici, con un crollo per il 2020-2021; nonostante il rimbalzo degli anni successivi, anche il trend di lungo periodo rimane sensibilmente più basso di quello previsto nel PNIEC con proiezioni pre-covid.

Per lo scenario Confindustria sono state ulteriormente aggiornate le proiezioni di PIL e VA settoriali rispetto al *FF55*. Questo aggiornamento, attuato ad inizio 2022, mira a considerare dati più recenti sull'effetto della pandemia nel breve termine e include una stima più accurata dell'impatto del PNRR italiano. Il Centro Studi Confindustria (CSC) ha quindi fornito delle nuove stime di crescita del PIL che tenessero maggiormente conto del forte rimbalzo di crescita economica fino al 2025, dovuto alla ripresa delle attività produttive e ai fondi stanziati con il PNRR, e proiettato una crescita comunque più sostenuta fino al 2030, grazie alle riforme strutturali previste e l'effetto espansivo degli investimenti del Piano. In mancanza di dati più accurati, questa crescita è stata suddivisa tra i vari settori economici mantenendo i relativi pesi settoriali dei driver precedenti. Inoltre, i tassi di crescita del periodo 2030-2050 non sono stati rivisti, ma portano comunque a livelli di PIL e VA più alti.

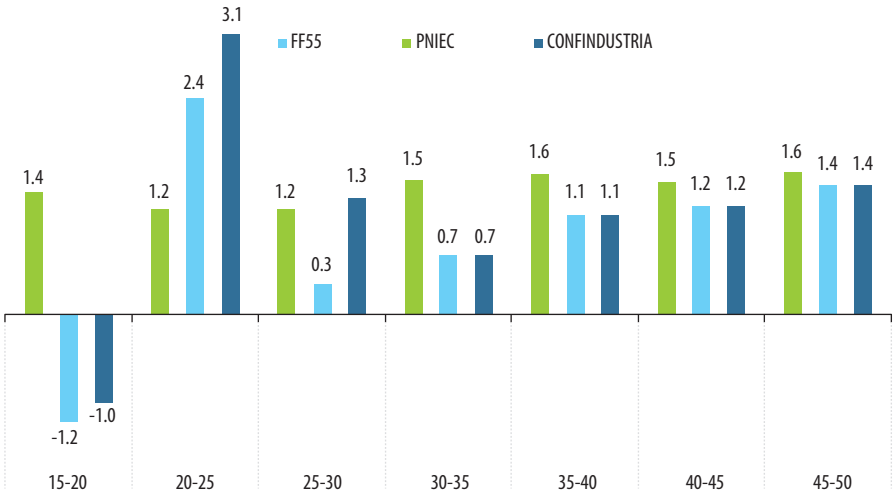
Tabella 2.2
Possibile impatto del Green - Deal al 2030 sui valori aggiunti (VA) settoriali per l'UE27 rispetto alla *baseline* %
(Fonte [30])

SETTORE	FRAGMENTED ACTION	GLOBAL ACTION
Coal	-41.4 | -40.6	-39.5 | -38.6
Crude Oil	-6.5 | -4.3	-7.9 | -6.1
Oil	-5.7 | -4.0	-8.5 | -6.4
Gas	-15.3 | -12	-10.5 | -8.4
Electricity supply	-1.9 | -1.6	1.1 | 1.8
Ferrous metals	-4.0 | -0.6	2.2 | 6.3
Non-ferrous metals	-2.7 | -0.8	3.0 | 5.4
Chemical products	-0.9 | -0.3	0.4 | 1.0
Paper products	-0.6 | -0.4	-0.1 | 0.1
Non-metallic minerals	-2.1 | -0.1	0.4 | 2.7
Electric goods	-0.1 | 0.7	2.6 | 3.6
Transport (air)	-4.8 | -0.4	-5.5 | 0.1
Transport (land)	-1.5 | -1.2	-1.7 | -1.2
Transport (water)	-0.6 | -0.3	-3.9 | -3.4
Construction	0.4 | 0.4	0.1 | 0.2
Market services	-0.3 | -0.1	-1.3 | -0.9

Occorre però precisare che, tali stime di crescita, pur essendo più ottimiste, non permettono di arrivare ai livelli economici previsti dalle proiezioni utilizzate per il PNIEC. Inoltre, queste stime sono state prodotte prima della crisi dei prezzi energetici, poi ulteriormente accentuata dall'invasione russa in Ucraina, fattore che sta limitando la crescita economica anche in Italia e portando diversi enti a ritoccare al ribasso le stime di crescita dei prossimi anni.

Un ulteriore passaggio per l'aggiornamento delle proiezioni macroeconomiche è stato quello di includere gli effetti delle politiche energetico-ambientali promosse dall'UE nell'ambito del *Green Deal*.

Figura 2.2
Tassi di crescita medi annui del PIL (%) negli scenari "PNIEC", "*FF55*" e "Confindustria"



La Commissione Europea ha pubblicato una valutazione di impatto del *Green Deal* a livello europeo [30], nella quale gli effetti sono espressi in forma di range sulla crescita economica dei settori maggiormente colpiti per raggiungere una riduzione di emissioni GHG del 55%, considerando due scenari globali: uno in cui l'UE rimane isolata nell'accelerazione delle politiche climatiche (*fragmented*

action) e un altro in cui le azioni di decarbonizzazione sono più consistenti a livello mondiale (*global action*). Come mostra la Tabella 2.2, l'impatto economico tende a essere maggiormente negativo per molti dei settori analizzati in caso di un'azione più isolata.

Questi impatti sono poi stati trasposti per l'Italia, ipotizzando un effetto amplificato in quei settori in cui l'Italia perde di competitività rispetto alla media Europea nel decennio 2020-2030 anche in uno scenario baseline. Una volta distribuiti questi impatti nei quinquenni 2020-2025 e 2025-2030 e applicati quelli del caso *fragmented action* ai tassi di crescita settoriali derivanti dalle proiezioni sul PIL del CSC, si ottengono i tassi di crescita per PIL e VA settoriali utilizzati nell'analisi. La Figura 2.2 mostra il tasso di crescita medio annuo per ogni quinquennio negli scenari *FF55* e Confindustria, da cui si evince che, nonostante questo correttivo per l'impatto delle politiche europee, le proiezioni di crescita economica rimangono più sostenute nello scenario Confindustria.

La Tabella 2.3 mostra la trasposizione delle proiezioni dei VA settoriali in produzioni fisiche attese per i settori più energivori e considerati esplicitamente nella modellizzazione dello scenario.

Tabella 2.3
Produzioni industriali settoriali in milioni di tonnellate
(2019 dato storico per FF55 e Confindustria, 2025 - 2030 proiezioni da elaborazioni RSE)

SETTORE	SCENARIO	2019	2025	2030
Acciaio	PNIEC	24,3	24,4	24,5
	FF55	23,2	23,5	23,5
	Confindustria	23,2	23,7	23,4
Alluminio	PNIEC	1,1	1,1	1,1
	FF55	0,7	0,7	0,7
	Confindustria	0,7	0,7	0,7
Carta	PNIEC	9,2	10,0	10,5
	FF55	8,9	8,9	8,9
	Confindustria	8,9	9,0	9,1
Cemento	PNIEC	20,7	22,9	24,4
	FF55	19,2	20,9	21,1
	Confindustria	19,2	21,2	22,2
Vetro	PNIEC	5,4	5,5	5,7
	FF55	5,5	5,7	5,8
	Confindustria	5,5	5,7	5,8
Ceramica e Laterizi	PNIEC	13,2	14,9	16,0
	FF55	10,5	11,2	11,3
	Confindustria	10,5	11,4	11,8
Calce e Gesso	PNIEC	2,6	2,8	3,0
	FF55	2,2	2,1	2,1
	Confindustria	2,2	2,1	2,1

2.3 Input tecnici e di policy dalle associazioni di categoria di Confindustria

Lo scenario energetico è stato costruito tenendo conto di input e vincoli specifici definiti dalle associazioni di categoria di Confindustria. La Tabella 2.4 mostra le assunzioni sui principali parametri per lo scenario mentre la Tabella 2.5 mostra assunzioni di dettaglio relative ai *green fuel*.

Tabella 2.4
Input tecnici e assunzioni principali definiti per lo scenario Confindustria

PARAMETRI	ASSUNZIONI
Obiettivo emissivo	-50% GHG (come risultato scenario *FF55*). No vincoli settoriali
Driver macroeconomici	maggiore crescita PIL e VA settoriali per 2020-2030 per effetto PNRR, solo in parte mitigata da effetto politiche *Green Deal* (IA CE)
Prezzi CO_2	25€/t 2020 ⇨ 60€/t 2022 ⇨ 100€/t 2030
Prezzi gas naturale	Aggiornati con proiezioni WEO 2021: 6,60 €/GJ al 2030
CCS	Possibilità di installare CCS in industria, termoelettrico e H_2 blu
Ristrutturazione edifici	Tasso ristrutturazione incrementato rispetto allo scenario *FF55* di 0,15% annuo
Veicoli elettrici	Nessun limite alla diffusione in alcun segmento[6]
Fotovoltaico	Aggiornamento dei costi investimento e della distribuzione tetto/terra
Biomasse	Limitato utilizzo di nuove biomasse legnose nel riscaldamento residenziale

Tabella 2.5
Input tecnici e assunzioni per i *green fuel* definiti per lo scenario Confindustria

PARAMETRI	ASSUNZIONI
Idrogeno	Utilizzo di H_2 blu nella bioraffineria di Venezia. H_2 verde con produzione da impianti FER dedicati nel transitorio (2026) e successivamente (2030) anche da overgeneration elettrica prelevata da rete
Biometano	Ricorso a Biometano nel settore civile, trasporti, industria e per la generazione elettrica
BioGPL e rDME	Modellata produzione nazionale di bioGPL e rDME da miscelare al GPL in proporzioni volumetriche 20/20/60. Capacità massima installabile al 2030 pari a 700kt (0,77Mtep) di bioGPL e 750kt (0,5 Mtep) di rDME.
Bioraffinerie	Modellate bioraffinerie da upgrade raffinerie esistenti con una capacità massima di lavorazione al 2030 di 2 mln t di carica per produzione di olio vegetale idrotrattato (HVO), bioNafta e bioGPL (1,8 Mtep output totale).
Recycled carbon fuels e efuels	Ricorso a carburanti da rifiuti fossili non reciclabili e avvio produzione carburanti sintetici derivanti da CO_2 e idrogeno rinnovabile

[6] Nello scenario *FF55* la diffusione dei veicoli elettrici è legata ai trend di realizzazione di infrastrutture di ricarica, mentre nello scenario Confindustria si assume che saranno realizzate senza vincoli tutte le infrastrutture necessarie.

3. PRINCIPALI LEVE PER LA DECARBONIZZAZIONE: CONFRONTO DEI RISULTATI DEGLI SCENARI

Nel capitolo sono riportati i principali risultati dello scenario energetico "Confindustria" confrontati con quelli dello scenario *FF55* del quale rappresenta una variante. Si confermano le leve per la decarbonizzazione dello scenario *FF55*, ma con contributi differenti rispetto ad esso. La prima leva per la decarbonizzazione è quella dell'efficienza energetica: nel paragrafo 3.1 si riportano i consumi di energia primari e finali e il contributo dei diversi settori al conseguimento degli obiettivi di risparmio di energia. Nel paragrafo 3.2 si passa ad analizzare il livello di elettrificazione degli usi finali di energia che, grazie all'incremento della generazione da fonti rinnovabili, aiuta a decarbonizzare i settori di uso finale. Nel paragrafo 3.3 si mostra il ruolo dei *green fuel* che diventano particolarmente significativi nello scenario Confindustria, e si effettua un focus specifico per i trasporti. Altra leva molto importante della decarbonizzazione, in entrambi gli scenari, è la penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico (paragrafo 3.4). Infine, nel paragrafo 3.4.3 si mostra il ruolo delle tecnologie CCS per la decarbonizzazione.

3.1 Efficienza

L'efficienza energetica è uno dei pilastri (*pillar*) fondamentali della pianificazione energetica e del recente *pacchetto Fit for 55*, perché contribuisce trasversalmente a raggiungere sia gli obiettivi di riduzione delle emissioni per i settori ETS e ESD, sia gli obiettivi sulle fonti rinnovabili agendo sul denominatore del *target*; al tempo stesso concorre a garantire maggiore sicurezza di approvvigionamento attraverso la riduzione del fabbisogno energetico. Per questi motivi l'efficienza energetica costituisce uno dei pilastri principali della politica energetica italiana al 2030.

Negli scenari analizzati, l'efficienza energetica costituisce una leva piuttosto importante per promuovere la transizione verso un sistema energetico ambientalmente sostenibile, anche se presenta un peso diverso per via delle ipotesi di costruzione dei due scenari. Nello scenario *FF55* è infatti imposto il *target* della proposta di revisione della Direttiva efficienza energetica [31], con un obbligo di risparmio energetico ottenibile con misure attive di 14,9 Mtep al 2030, rispetto ad una evoluzione tendenziale, BASE (scenario introdotto al paragrafo 2.1). L'obbligo porta a definire un *target* nazionale sui consumi finali di energia di circa 94 Mtep al 2030, contro gli attuali 115,4 Mtep (2019).

Lo scenario Confindustria non è vincolato in tal senso, ma solo al livello emissivo totale raggiunto dallo scenario *FF55*, per cui può ricorrere o meno all'efficienza a seconda delle opzioni di decarbonizzazione che ha a disposizione. La promozione dei *green fuel* negli usi finali e la presenza di CCS consentono in questo scenario di mitigare il forte ricorso alla leva dell'efficienza energetica presente nello scenario *FF55* a parità di decarbonizzazione. Al 2030 si risparmiano circa 3 Mtep in meno rispetto allo scenario *FF55*, raggiungendo comunque quasi i 12 Mtep di consumi finali in meno della evoluzione tendenziale, o BASE (Figura 3.1).

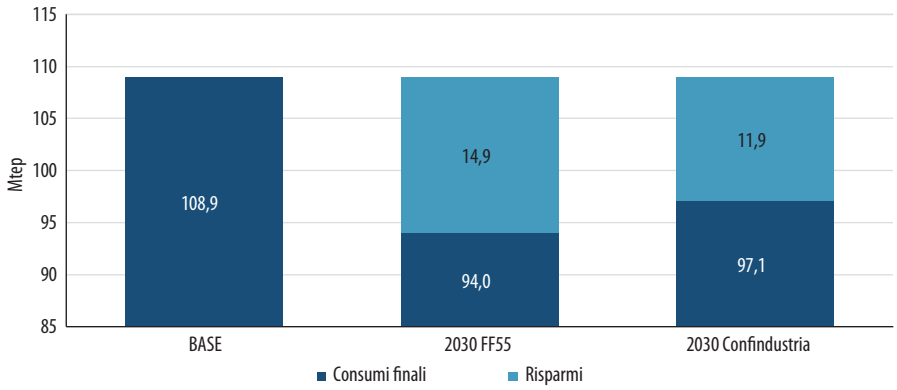
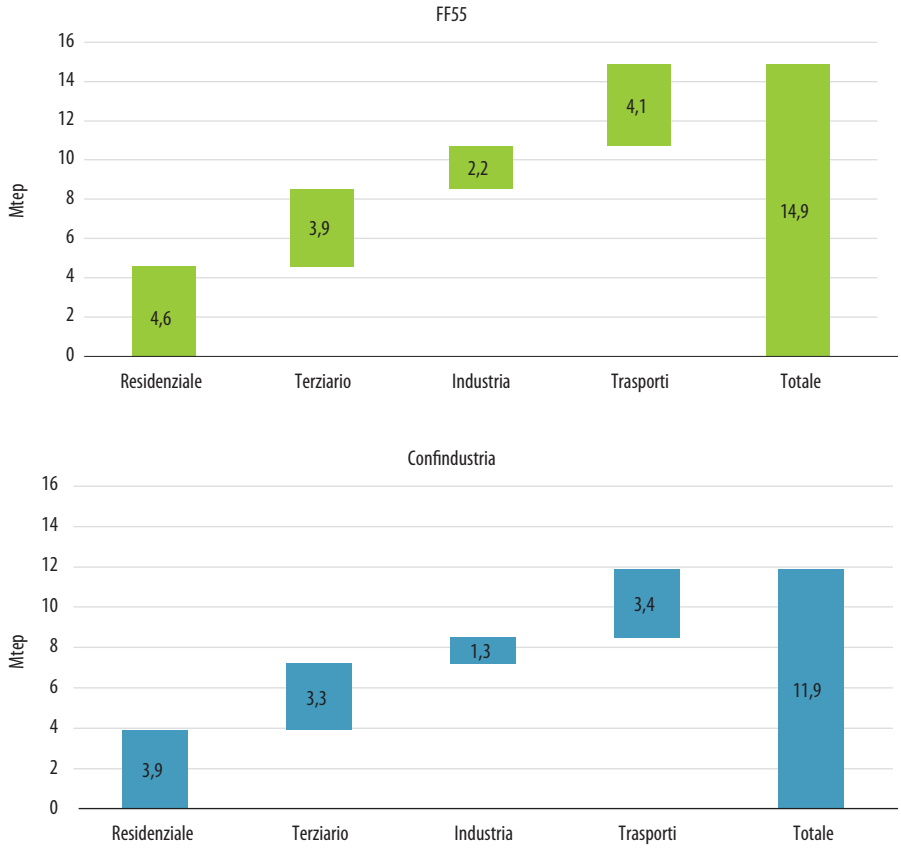


Figura 3.1
Consumi finali di energia e risparmi al 2030, confronto tra scenari Confindustria, *FF55* e BASE

La ripartizione dei contributi settoriali è la risultante dell'approccio modellistico utilizzato: in un'ottica di minimizzazione dei costi di sistema sono individuati i settori con maggiore potenziale di efficientamento e gli interventi con un opportuno rapporto costo/efficacia, tali da garantire il soddisfacimento dell'obiettivo della Direttiva efficienza e, allo stesso tempo, promuovere l'ulteriore contrazione emissiva promossa dai programmi europei di decarbonizzazione. La Figura 3.2 mostra il dettaglio settoriale dei risparmi conseguiti al 2030 nei due scenari rispetto allo scenario BASE.

Figura 3.2
Risparmi sui consumi finali di energia al 2030, confronto tra scenario Confindustria e *FF55*



Il Civile si presenta come il principale settore per gli interventi di efficientamento anche nello scenario Confindustria, con una riduzione dei consumi di energia di 7,2 Mtep rispetto allo scenario BASE al 2030, a conferma che il civile è un settore con un potenziale di efficienza molto elevato e ancora da sfruttare.

Il settore Industriale consegue una riduzione dei consumi di circa 1,3 Mtep, mentre nell'*FF55* si raggiungeva una riduzione di 2,2 Mtep. Il settore industriale va però analizzato in maniera differente rispetto agli altri: è infatti un settore che, oltre alle leve tradizionali di decarbonizzazione (efficienza, elettrificazione e rinnovabili), nello scenario Confindustria presenta 2,1 Mton CO_2 catturate da tecnologie di Carbon Capture and Storage (CCS) (paragrafo 3.4.3)a complemento delle altre soluzioni, in particolare nei settori *Hard to Abate*.Un altro apporto rilevante all'efficientamento nello scenario Confindustria proviene dal settore Trasporti che riesce a contribuire al gap al 2030 per 3,4 Mtep, contro i 4,1 Mtep del *FF55*, grazie all'utilizzo dei *green fuel* di origine biologica che fanno parte dello scenario Confindustria (paragrafo 3.3).

Negli scenari, per perseguire l'obiettivo di decarbonizzazione, si evolve anche il mix di fonti che soddisfano i consumi finali: questi ultimi si contraggono di circa il 19% rispetto alla situazione del 2019 nel caso dello scenario *FF55* e del 16% nel caso dello scenario Confindustria, Lo scenario Confindustria presenta

maggiori consumi dell'*FF55* (Figura 3.3) legati principalmente alle fonti rinnovabili (+2,4 Mtep) e in secondo luogo ai prodotti petroliferi (+0,5 Mtep). Anche il consumo di energia elettrica cresce anche se limitatamente (+0,1 Mtep). Per le fonti rinnovabili l'incremento principale dei consumi si ha nel settore trasporti con +1,1 Mtep, dovuto alla costruzione dello scenario Confindustria che promuove biocarburanti tradizionali e avanzati, bioGPL e rDME. Per i prodotti petroliferi la crescita principale riguarda il settore dell'agricoltura con un incremento di 0,3 Mtep seguito da civile e industria (+0,1 Mtep in entrambi i settori).

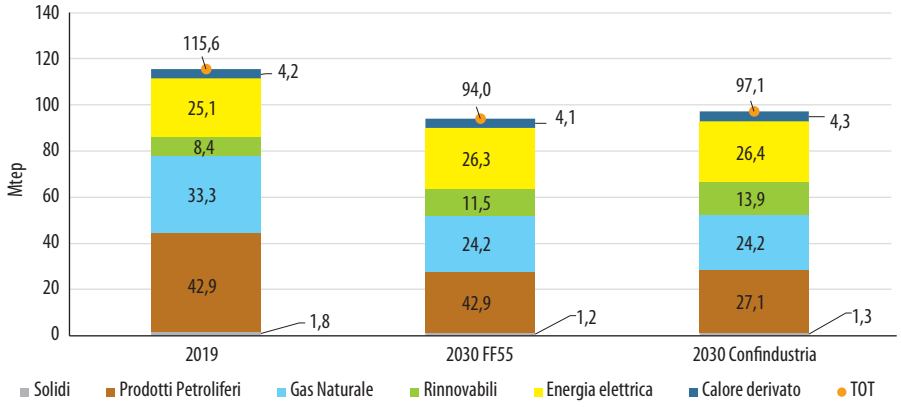


Figura 3.3
Consumi finali di energia per fonte, confronto tra scenario Confindustria, *FF55* e dato storico 2019

Osservando i consumi complessivi settoriali (Figura 3.4) i maggiori consumi si riflettono in tutti i settori: industria (+0,9 Mtep), trasporti (+0,8 Mtep), residenziale (+0,6 Mtep), agricoltura (+0,3 Mtep) e terziario (+0,3 Mtep).

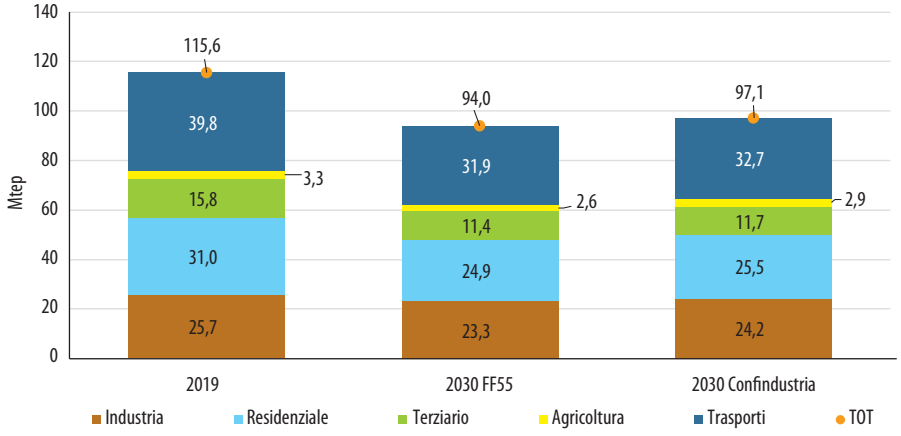


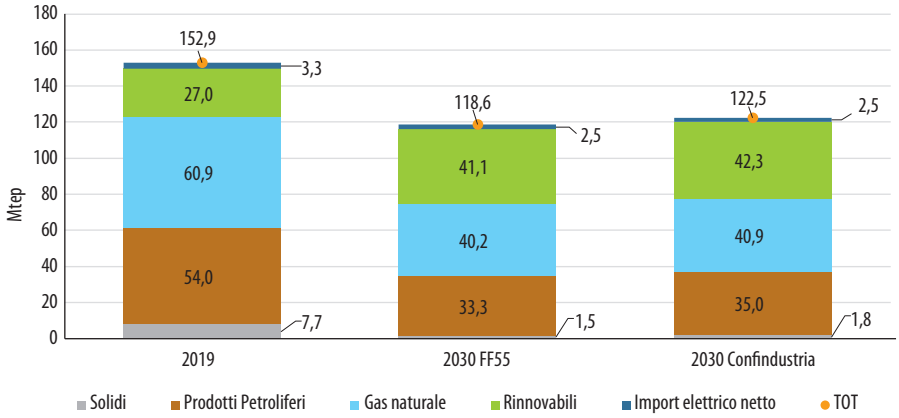
Figura 3.4
Consumi finali di energia per settore, confronto tra scenario Confindustria, *FF55* e dato storico 2019

Quando si parla di efficienza energetica, non basta guardare ai consumi finali ma occorre dare uno sguardo anche a cosa succedere in termini di energia primaria. Grazie al ruolo determinante dell'efficienza energetica e dei nuovi *target* emissivi al 2030, l'evoluzione del fabbisogno nello scenario Confindustria, così come nel *FF55*, non prevede inversioni di marcia, anzi tende ad amplificare il ricorso a tecnologie e strumenti di efficienza energetica ed a ridurre il fabbisogno di energia primaria nazionale. Rispetto al 2019 lo scenario *FF55* presenta, infatti, circa 34 Mtep in meno di richiesta primaria, mentre lo scenario Confindustria raggiunge 30 Mtep in meno, evidenziando in entrambi i casi un disaccoppiamento sempre più marcato tra il consumo interno lordo di energia primaria[7] (CIL) e la crescita del PIL.

[7] Consumo interno lordo di energia primaria (CIL): Somma di produzione primaria fonti, recupero prodotti, importazioni nette e variazione degli stoccaggi ai quali si sottraggono i *bunkeraggi*.

La Figura 3.5 mostra la variazione dei consumi primari nello scenario Confindustria rispetto allo scenario *FF55*. Nello scenario è richiesta una minor riduzione dei consumi primari di circa 4 Mtep dovuta rispettivamente ai prodotti petroliferi (+1,8 Mtep), rinnovabili (+1,2 Mtep), gas naturale (+0,7 Mtep) e solidi (+0,3 Mtep). La presenza delle tecnologie CCS nei settori della generazione elettrica e dell'industria permette di raggiungere i medesimi risultati di riduzione delle emissioni dello scenario *FF55* richiedendo uno sforzo meno sfidante sul fronte dell'efficienza energetica (-20% vs -22.5%)

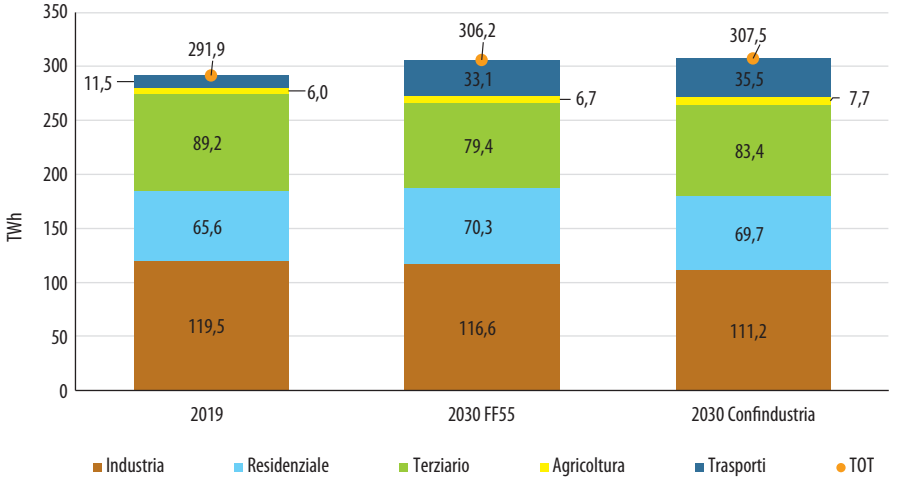
Figura 3.5
Consumi primari di energia, confronto tra scenario Confindustria, *FF55* e dato storico 2019



3.2 Elettrificazione usi finali

Come ribadito nei paragrafi precedenti, gli scenari presentano maggiori consumi elettrici rispetto ai livelli del 2019, indice di una maggiore elettrificazione in tutti i settori finali. L'elettrificazione dei consumi finali passa dal 21,7% del 2019 al 28% nello scenario *FF55*, riducendosi al 27,2% nello scenario Confindustria a causa dei maggiori consumi finali al denominatore, nonostante gli 1,3 TWh di consumi elettrici aggiuntivi al 2030. La Figura 3.6 mostra l'evoluzione dei consumi elettrici nei settori di uso finale nello scenario Confindustria e il confronto con i valori dello scenario *FF55* e la situazione al 2019.

Figura 3.6
Consumi finali elettrici: scenario Confindustria, confronto con lo scenario *FF55* e dati storici 2019



Secondo gli scenari, la crescente richiesta di "servizi elettrici" (pompe di calore, condizionamento e usi cottura) sembrerebbe essere compensata dal miglioramento delle prestazioni medie delle *appliance* (in particolare elettrodomestici e ampia diffusione dei LED nell'illuminazione) aspetto da accelerare tramite una politica di promozione degli elettrodomestici di nuova generazione più efficienti

con nuova etichettatura energetica (classi da A-G). La curva di domanda elettrica nel settore di usi finali non vede nell'immediato futuro una crescita significativa in nessuno degli scenari considerati; di contro, la elettrificazione del settore è destinata a continuare anche nei prossimi decenni.

Relativamente al livello di elettrificazione dei singoli settori (Figura 3.7), le variazioni positive dei consumi elettrici dei settori terziario e trasporti, rispetto allo scenario *FF55*, si traducono in una maggiore elettrificazione: la crescita dei consumi elettrici è superiore alla crescita complessiva dei consumi nei due settori. L'evoluzione più eclatante è nel settore trasporti che passa dal 2% del 2019 al 9,3% dello scenario Confindustria analizzato, grazie alla diffusione di veicoli ad alimentazione elettrica; in particolare nello scenario Confindustria si raggiungono 8,3 milioni di autovetture elettriche (BEV e PHEV) contro i 7,4 dello scenario *FF55*, e circa 15 mila autoveicoli leggeri per il trasporto merci in più rispetto al *FF55*. I consumi elettrici dell'industria e del settore residenziale sono invece inferiori rispetto allo scenario *FF55* e il livello di elettrificazione si riduce tenendo conto anche dell'aumento complessivo dei consumi finali nei due settori. Nel settore industriale il livello di elettrificazione, infatti, rimane stabile rispetto al 2019 (intorno al 40%), anche se nello scenario *FF55* si raggiunge il 43% di elettrificazione mentre nel settore residenziale passa dal 18% del 2019 al 23,5% dello scenario Confindustria fino a superare il 24% nell'*FF55*.

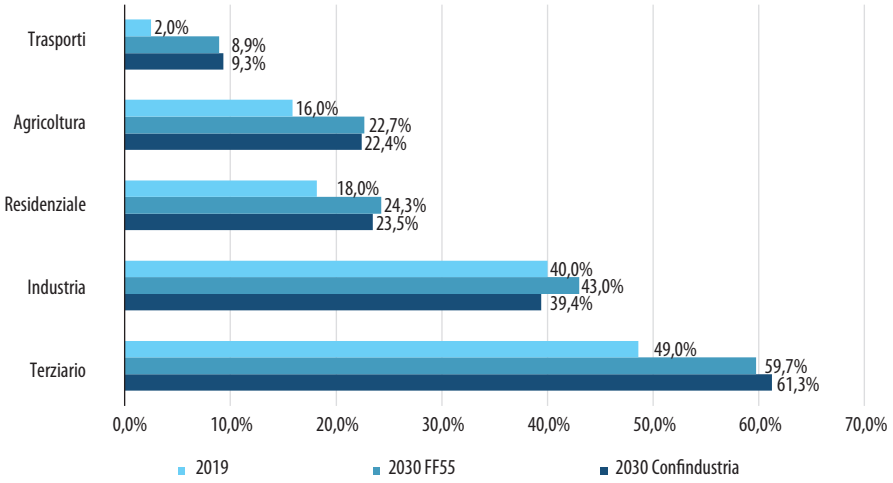


Figura 3.7
Elettrificazione: scenario Confindustria, confronto con lo scenario *FF55* e dati storici 2019

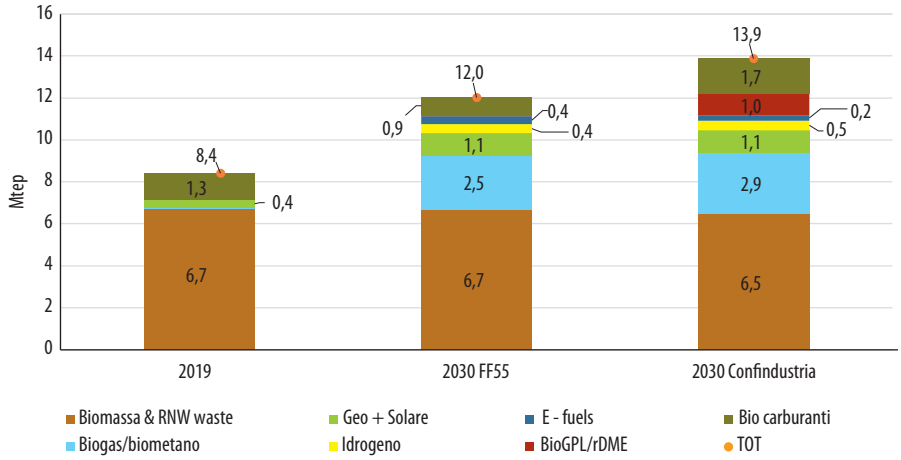
3.3 Green Fuel

Per costruzione, lo scenario Confindustria promuove l'utilizzo delle fonti rinnovabili per usi termici e trasporto e, in particolare, il ricorso a *green fuel*[8]. Questo si traduce con una quantità di fonti rinnovabili nei consumi energetici finali ben superiore rispetto ai livelli 2019 (+5,5 Mtep) e comunque più importante rispetto allo scenario *FF55* (+1,9 Mtep). La Figura 3.8 mostra nel dettaglio i consumi nei settori di uso finale relativi alle fonti rinnovabili (13,9 Mtep al 2030).

Confrontando con il quadro al 2019, si nota la presenza al 2030 di molte altre *commodity* energetiche, in particolare biometano, idrogeno ed *e-fuel*, in entrambi gli scenari, mentre nel solo scenario Confindustria appaiono le voci di bioGPL e rDME.

[8] Con *green fuel* si intende la somma di tutti i biocarburanti di origine biologica (Biogas, Biometano, biodiesel, bioGPL, rDME ecc) e i combustibili sintetici *green* (idrogeno verde e i suoi derivati).

Figura 3.8
Consumi finali di energia da rinnovabili, confronto tra scenario Confindustria, *FF55* e dato storico 2019



Importante è la presenza di *biometano* nello scenario Confindustria, che raggiunge i 2,9 Mtep di consumo finale a cui si aggiungono 0,4 Mtep utilizzati per la produzione di energia elettrica (Tabella 3.1), circa 0,9 Mtep nel settore dei trasporti (Figura 3.9) favoriti dagli obblighi di immissione e dagli obiettivi della Direttiva 2009/28/CE sulle FER, ma anche dall'incentivo al suo utilizzo in questo settore. La restante quantità di biometano, che può essere immessa fisicamente in rete in *blending* con il gas metano fossile, viene utilizzata in tutti gli altri settori di consumo (industria, elettrico e civile, rispettivamente 0,9, 0,4 e 1,2 Mtep). Lo scenario *FF55* ricorre anch'esso ad elevate quantità di biometano anche se leggermente più contenute (0,4 Mtep in meno), legate ad una minore diffusione nel settore industriale e civile.

Tabella 3.1
Consumi (finali e non) di combustibili di origine biologica nello scenario Confindustria (valori in Mtep)

SETTORE	BIOMETANO[9]	BIOGAS	BIOGPL	RDME	BIOMASSA	BIOFUEL
Industria	0,9	0	0,03	0	0,7	0,0
Civile	1,2	0	0,2	0,1	5,8	0,0
Trasporti	0,9	0	0,4	0,3	0,0	1,7
Elettrico	0,4	1,2	0	0	2,6	0
TOT	**3,3**	**1,2**	**0,7**	**0,4**	**9,1**	**1,7**

Il ricorso a Biometano negli scenari di decarbonizzazione è guidato dall'innalzamento degli obiettivi emissivi e dalle nuove prospettive di riduzione dei costi di investimento degli elettrolizzatori[10] e quindi di produzione di idrogeno verde, che, insieme alla CO_2 da fonte biogenica, può essere trasformato in metano sintetico *carbon free*, che nello scenario realizzato per questo studio ammonta a 0,05 Mtep.

Nello scenario Confindustria, i piani di investimento sull'*upgrade* delle raffinerie esistenti e relativo incremento di capacità (fino a circa 1,8 Mtep massimo di output totale tra HVOdiesel, biojet, bioNafta e bioGPL) e bioetanolo favorisce una maggiore penetrazione di questi carburanti di origine biologica, circa 1,7 Mtep contro gli 0,9 dello scenario *FF55*.

Altri biocarburanti di origine biologica che danno un apporto importante alla decarbonizzazione dello scenario Confindustria sono bioGPL e rDME[11] (rispettivamente 0,7 e 0,4 Mtep). Questi biocarburanti possono essere miscelati al GPL in proporzioni volumetriche 20/20/60 e utilizzati sia per uso termico che uso trasporti: infatti nello scenario circa il 64% viene utilizzato nel settore trasporti e il restante nel civile.

[9] Incluso metano sintetico.

[10] IRENA, «Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-295-6, 2020.

[11] Fonte Assogasliquidi/Federchimica: Capacità massima installabile al 2030 pari a 700kt (0,77Mtep) di bioGPL e 750kt (0,5 Mtep) di rDME.

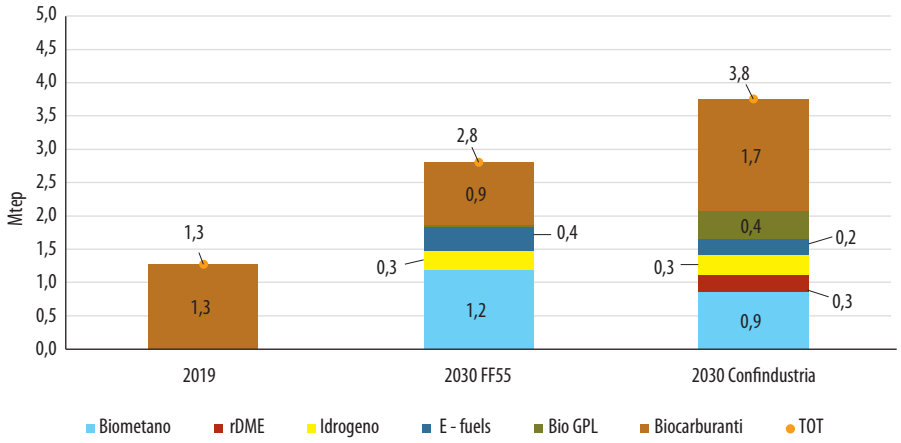


Figura 3.9
Consumi finali di green fuel nei trasporti, confronto tra scenario Confindustria, *FF55* e dato storico 2019

L'*idrogeno* è uno dei principali elementi distintivi dello scenario *FF55* rispetto ai documenti programmatici esistenti (PNIEC [29]). L'accelerazione del *target* emissivo, insieme con gli investimenti incentivati dal PNRR, agevolano la produzione e il consumo di idrogeno in entrambi gli scenari. Al 2030 si potranno avere circa 0,63 Mtep di consumi di idrogeno verde (ossia prodotto con fonti energetiche rinnovabili) nello scenario *FF55* e 0,52 Mtep nello scenario Confindustria, sia per usi energetici che non-energetici. Il settore industriale e il settore trasporti vedono comparire questo vettore tra le proprie fonti di consumo energetico, mentre il settore raffineria e petrolchimica inizieranno a sostituire l'idrogeno grigio (ossia prodotto da combustibile fossile senza cattura delle emissioni), attualmente consumato, con idrogeno verde.

La Figura 3.10 mostra i consumi di idrogeno verde nei diversi settori nello scenario Confindustria confrontandoli con quelli dello scenario *FF55*. Nello scenario Confindustria la richiesta di idrogeno verde è inferiore grazie al supporto di altre opzioni di decarbonizzazione come CCS e *biofuel* alternativi e per l'inclusione di utilizzo di H_2 decarbonizzato nella bioraffineria di Venezia.

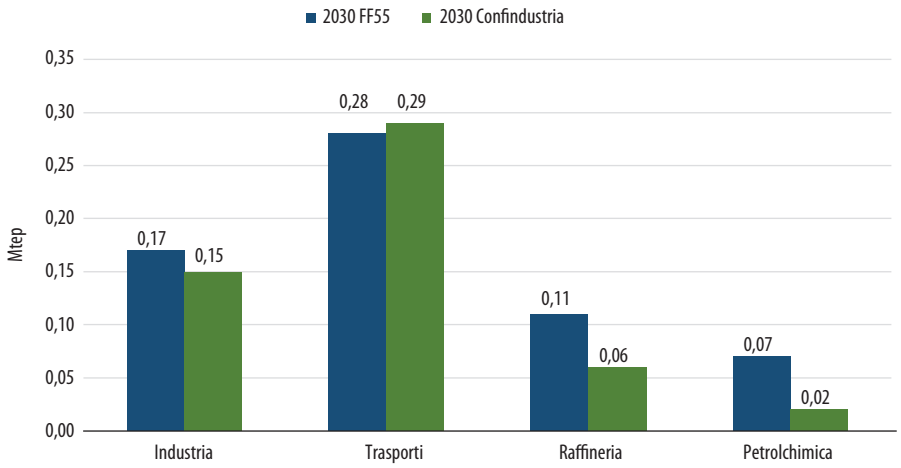
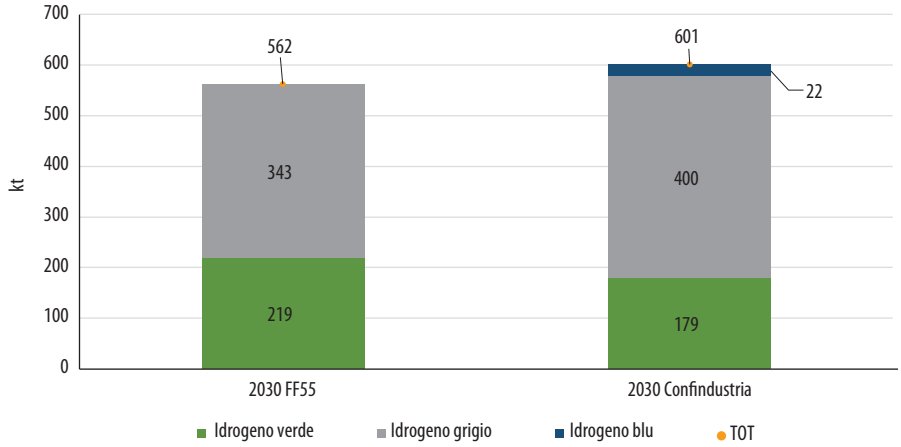


Figura 3.10
Consumi di idrogeno verde per settore, confronto tra lo scenario Confindustria e *FF55*

Il consumo complessivo di idrogeno nei due scenari dettagliato per tipologia (verde, grigio e blu) è mostrato nella Figura 3.11. Si riduce la quota di idrogeno verde mentre aumenta quella di idrogeno grigio e compare anche il contributo (vincolo nello scenario) dell'idrogeno blu.

Figura 3.11
Consumi complessivi di idrogeno per tipologia, confronto tra lo scenario Confindustria e *FF55*



3.4 Le Fonti Rinnovabili nel sistema elettrico

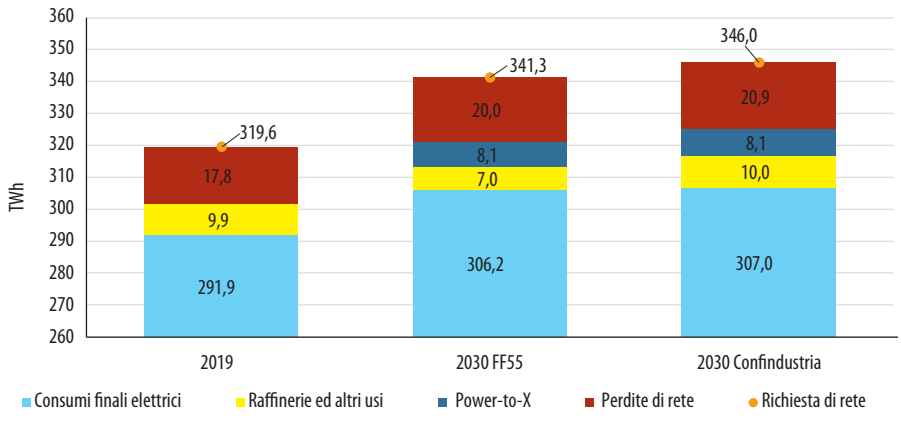
Altra leva importante di decarbonizzazione è la diffusione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) nel sistema elettrico. La crescita dell'energia elettrica prodotta da FER, come visto nel paragrafo 3.2, contribuisce a decarbonizzare i settori di uso finale e accompagnare così la transizione verso un'economia *low carbon*. Per lo scenario Confindustria si mostrano in questo paragrafo i risultati di dettaglio relativi al sistema elettrico in termini di domanda e parco di generazione. I risultati sono confrontati con quelli dello scenario *FF55* (descritto nel rapporto RDS [2]) del quale questo scenario rappresenta una variante come descritto nel paragrafo 2.1, e con i dati storici relativi al 2019. Nel capitolo si mostra anche l'analisi di impatto sul sistema elettrico.

3.4.1 Richiesta di energia elettrica sulla rete

Nello scenario Confindustria la richiesta di energia elettrica sulla rete al 2030 (Figura 3.12) risulta pari a 346 TWh, leggermente superiore al valore dello scenario *FF55* (341 TWh).

I consumi elettrici finali restano complessivamente invariati così come quelli dedicati ai processi di produzione di idrogeno da elettrolisi (tecnologie *Power-to-X*). La variazione principale in termini di consumi elettrici riguarda le raffinerie; nello scenario Confindustria è stata infatti introdotta una più dettagliata modellazione delle bioraffinerie, opzione tecnologica che permette di produrre i classici prodotti petroliferi a partire da matrici di origine biologica; nello scenario si ha quindi una maggiore produzione nazionale e un minor ricorso all'importazione di biofuel.

Figura 3.12
Richiesta di rete: scenario Confindustria, confronto con lo scenario *FF55* e dati storici 2019



3.4.2 Offerta di energia elettrica

Nello scenario Confindustria il parco di generazione (Figura 3.13) mostra un ricorso maggiore alle fonti energetiche rinnovabili e al gas naturale rispetto allo scenario *FF55* per coprire i consumi elettrici aggiuntivi. Nello scenario Confindustria l'energia prodotta da fonti rinnovabili al 2030 raggiunge 227 TWh, oltre il 70% del mix di generazione elettrica (Figura 3.14). Rispetto allo scenario *FF55* si registra una maggiore crescita dell'eolico offshore, dovuta a una revisione al rialzo del potenziale (+4,6 TWh) e del fotovoltaico (+1,1 TWh) mentre si riduce la produzione da bioenergie (-2,1 TWh).

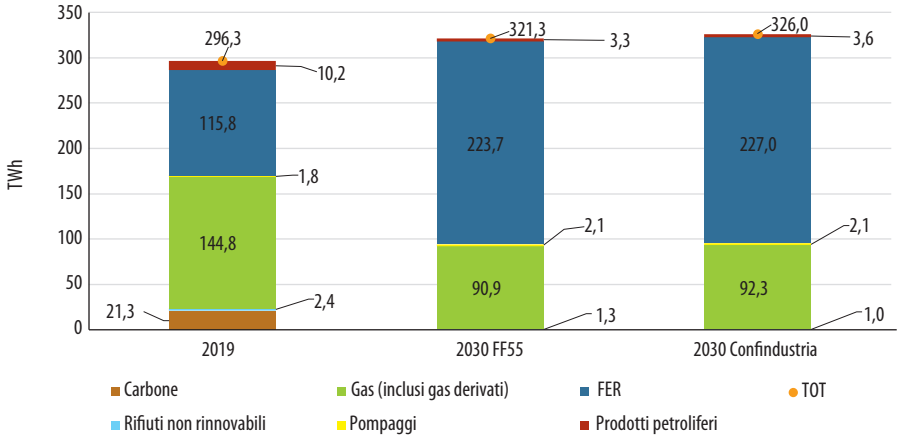


Figura 3.13
Mix di generazione elettrica: scenario Confindustria, confronto con lo scenario *FF55* e dati storici 2019

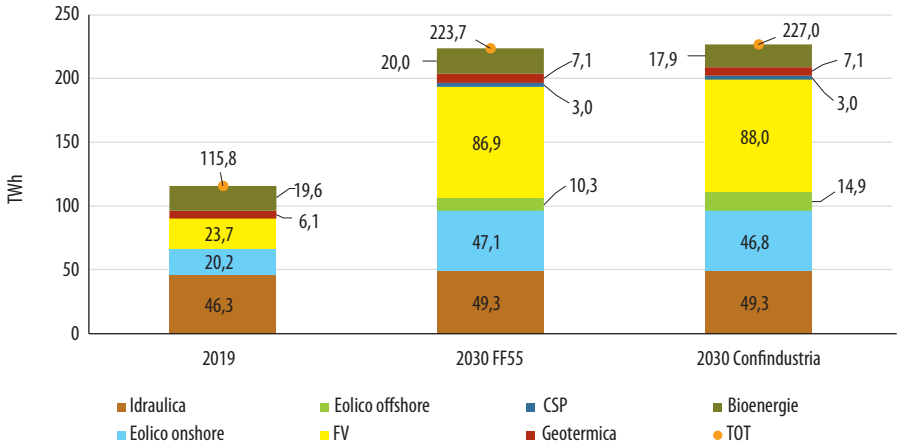


Figura 3.14
Mix di generazione elettrica da FER: scenario Confindustria, confronto con lo scenario *FF55* e dati storici 2019

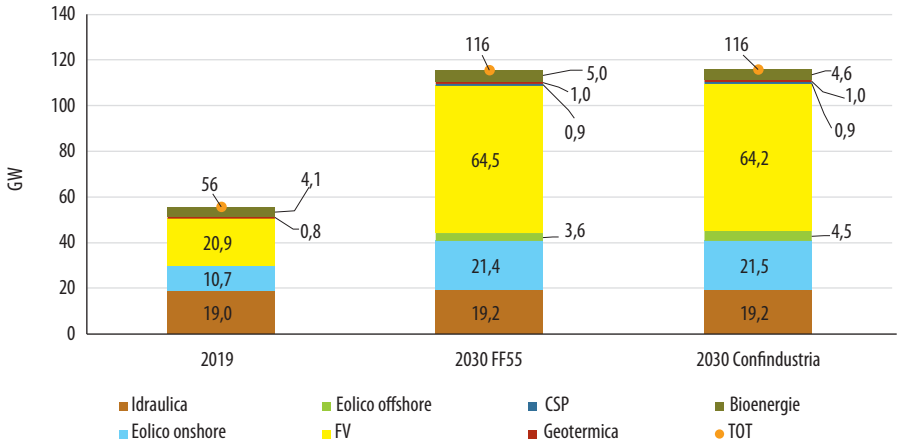


Figura 3.15
Evoluzione delle capacità di generazione da FER: scenario Confindustria, confronto con lo scenario *FF55* e dati storici 2019

In termini di capacità installata (Figura 3.15) entrambi gli scenari mostrano una necessità di capacità aggiuntiva di FER di circa 61 GW, in particolare Fotovoltaico ed Eolico. A questi si devono aggiungere le sostituzioni di impianti esistenti che raggiungono il fine vita, che portano gli investimenti in nuova capacità FER da installare entro il 2030 a oltre 72 GW. É opportuno segnalare che, in parallelo a questo studio, il Piano per la Transizione Ecologica (PTE) approvato dal Comitato interministeriale per la transizione ecologica (CITE)[12], ha previsto che, per raggiungere una quota di energie rinnovabili, ivi citata, pari a circa il 72% del mix di generazione elettrica, sia necessaria l'installazione di nuova capacità per circa 70-75 GW di energie rinnovabili. Si ricorda infine che le elaborazioni di questo studio sono state svolte prima del *REPowerEU* e che, verosimilmente, sarà necessaria una ulteriore capacità aggiuntiva per ottemperare all'innalzamento dei *target* al 2030, come anche oggetto di discussioni e approfondimenti in corso a livello nazionale.

Per poter eseguire degli approfondimenti e delle verifiche degli impatti sul sistema elettrico, si è proceduto utilizzando il simulatore sMTSIM (descritto al capitolo 5) per analizzare due diversi anni significativi del periodo: il 2026 e il 2030. Il simulatore di mercato sMTSIM richiede un dettaglio zonale. Il parco di generazione eolico onshore e fotovoltaico (Tabella 3.2), le due fonti principali del mix a parte l'idroelettrico, è stato ripartito tra le diverse zone di mercato sulla base di uno studio specifico sulla disponibilità di aree e indicatori di consumo di suolo la cui metodologia e risultati sono riportati in [32].

Nello scenario Confindustria si è in parte tenuto conto delle richieste di connessione pervenute al TSO TERNA [33] che risultano maggiormente concentrate per gli impianti a terra. Per il FV si mostra in Tabella 3.3 la diversa ripartizione tra impianti su tetto e a terra tra lo scenario Confindustria e lo scenario *FF55*.

Tabella 3.2
Ripartizione zonale della capacità di eolico onshore e FV nello scenario Confindustria al 2030 (GW)

ZONA [1]	EOLICO (GW) 2030	FV (GW) 2030
Nord	0,1	29,3
Centro Nord	0,3	7,9
Centro Sud	3,5	8,2
Sud	9,9	9,9
Sicilia	4,4	5,7
Sardegna	3,2	3,2
Italia	**21,5**	**64,2**

Tabella 3.3
Ripartizione della tipologia di FV nello scenario Confindustria al 2030 e confronto con scenario *FF55* (GW)

TIPOLOGIA FV	*FF55* 2030	CONFINDUSTRIA 2030
Terra	33,3 (52%)	37,2 (58%)
Tetti	31,2 (48%)	27,0 (42%)
Totale	64,5	64,2

[1] Suddivisione zonale in vigore fino a tutto il 2020 (con la Calabria inclusa nella zona Sud e l'Umbria nella zona Centro Nord)

[12] Sito del CITE con versione definitiva del PTE: https://www.programmazioneeconomica.gov.it/il-comitato-interministeriale-per-la-transizione-ecologica-cite-ha-approvato-la-delibera-n-1-del-2022/.

3.4.3 Cattura e Stoccaggio della CO_2 (CCS)

Nello scenario Confindustria, come proposto dal tavolo di lavoro, è abilitata la possibilità di ricorrere a tecnologie CCS per la cattura e sequestro della CO_2 (Tabella 3.4) nei settori industriali e nella generazione elettrica, e viene considerato anche un contributo minore nel settore della raffinazione (Venezia) con l'utilizzo dell'idrogeno blu.

Più in dettaglio:

- La CCS, per quanto riguarda l'impiego nei settori industriali *hard to abate*, si diffonde soprattutto nel settore Cemento e Acciaio,
- In supporto alle rinnovabili e per il bilanciamento di rete , la CCS è applicata a 1 GW di *Natural Gas Combined-Cycle* (**NGCC**) *power plant*,
- Non sono presenti al 2030 tecnologie BECCS (*bioenergy carbon capture and storage*), per eventuali emissioni negative,
- Per produrre H_2 decarbonizzato nella raffineria di Venezia si ricorre a CCS applicata a SMR, catturando nel 2030 circa 0,2 Mton CO_2.

Tabella 3.4
Milioni di tonnellate di CO_2 catturate con tecnologie CCS al 2030 (Mt CO_2)

SETTORE	*FF55*	CONFINDUSTRIA
Generazione elettrica	0	2,0
Industria	0	2,1
Raffinerie	0	0,2
TOT	**0**	**4,3**

4. APPROFONDIMENTO SULLA MOBILITÀ SU GOMMA

Gli scenari *FF55* e Confindustria sono costruiti con la stessa domanda di mobilità sia merci che passeggeri, ma ne ipotizzano un trend di crescita meno rapida rispetto al PNIEC, dovuta alla minore crescita economica e minore popolazione. Oltre alla domanda totale, cambiano anche le modalità di spostamento, con un aumento nei segmenti di mobilità privata (soprattutto auto) e uno spostamento più contenuto verso forme collettive di mobilità (*shift modale*).

Lo scenario *FF55* porta i consumi del settore a meno di 32 Mtep, riducendoli di circa 3,6 Mtep rispetto a quanto prospettato dallo scenario BASE nel 2030, nello scenario Confindustria, invece, la riduzione dei consumi di settore rispetto al BASE è limitata a 2,8 Mtep ma con una maggiore penetrazione dell'energia elettrica e *green fuels* sui consumi rispetto all'*FF55*.

La differenza tra i due scenari si deve soprattutto al perseguimento, nello scenario *FF55*, degli obiettivi di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni imposti dalle varie direttive del pacchetto *FF55*, che promuovono il ricorso a vetture sempre più efficienti e l'utilizzo di combustibili alternativi, oltre al vettore elettrico. Nello scenario Confindustria, invece, la scelta delle opzioni con cui decarbonizzare il settore non è guidata tanto da obiettivi settoriali ma, oltre che dall'obiettivo trasversale di riduzione delle emissioni climalteranti, anche dall'introduzione di nuovi processi per la produzione di biofuel (bioGPL e di-metil-etere rinnovabile rDME) e degli input tecnici e di *policy* delle associazioni di Confindustria (vincoli tecnici ai processi industriali e relativi programmi di sviluppo, investimenti in elettrificazione del settore, ecc...).

In generale, in entrambi gli scenari, incidono il miglioramento delle prestazioni medie dei mezzi di trasporto, in particolare nel trasporto stradale, per il quale sono ipotizzati vigenti i regolamenti aggiornati sui livelli massimi di emissione dei veicoli di nuova immatricolazione, sia per le auto sia per i veicoli pesanti per il trasporto merci, e l'introduzione di consumi minimi obbligatori di combustibili verdi anche nel trasporto marittimo e aereo.
In Figura 4.1 è riportata la composizione per fonte dei consumi negli scenari realizzati.

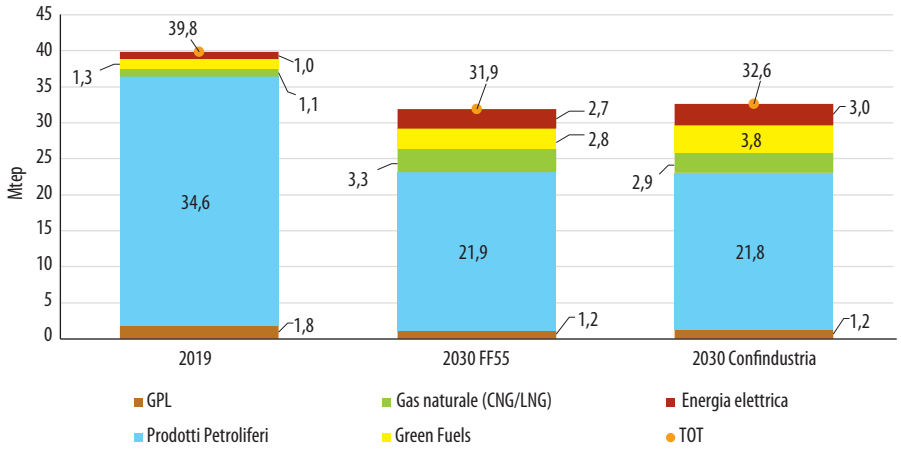
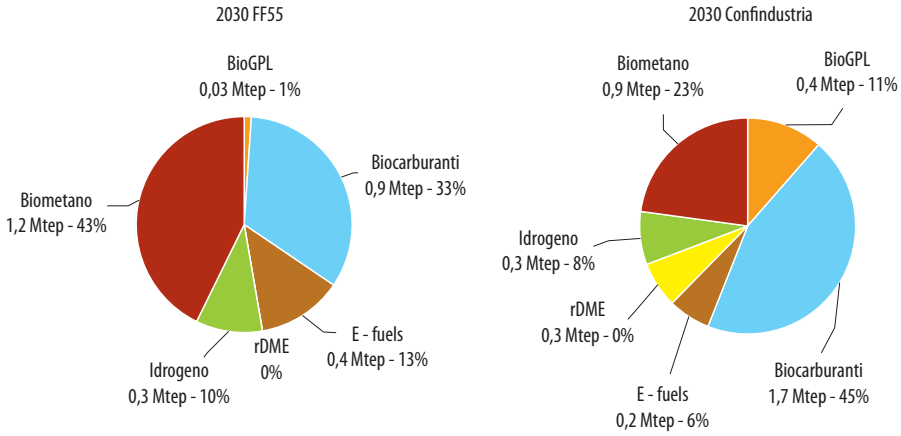


Figura 4.1
Consumi per fonte del settore trasporti: dati storici e scenari al 2030 *FF55* e Confindustria

Si può notare un maggior ricorso sia ai *green fuel*, sia all'elettricità, mentre il gas metano (CNG/LNG) vede una riduzione di 0,4 Mtep nello scenario Confindustria rispetto allo scenario *FF55*.

La presenza di biometano nei trasporti raggiunge il valore massimo nello scenario *FF55*, mentre nello scenario Confindustria è di circa 0,9 Mtep. In quest'ultimo scenario trovano maggiore spazio combustibili nuovi, anche sulla spinta degli investimenti del PNRR (stazioni di rifornimento camion e treni), e in combustibili alternativi come il bioJet, il bioetanolo, il BioGPL (0,4 Mtep) e l'rDME (0,3 Mtep).

Figura 4.2
Mix (%) e valore in Mtep dei green fuels nel settore trasporti al 2030: confronto tra scenario *FF55* e Confindustria



In crescita è anche l'elettrificazione del settore che supera l'8% dei consumi totali al 2030 nello scenario *FF55* e arriva al 9% nello scenario Confindustria, rispetto al 2,5 registrato nel 2019.

Trasporto stradale

Il ricorso ad alimentazioni alternative per il trasporto stradale diventa particolarmente importante nell'evoluzione di questo settore: elettricità, idrogeno, GPL e metano (gas naturale compresso-GNC, gas naturale liquefatto-GNL) complessivamente arrivano a coprire circa il 31,5% della domanda di energia nel trasporto stradale nello scenario *FF55* al 2030 e il 37% nello scenario Confindustria.

Tabella 4.1
Caratterizzazione del trasporto auto negli scenari *FF55* e Confindustria

MILIONI DI VEICOLI	2019 [33]	*FF55* 2030	CONFINDUSTRIA 2030
Auto elettriche BEV	0,02	6,2	7,3
Auto ibride PHEV	0,02	1,2	1,0
Auto a metano	1,0	1,5	1,6
Auto a GPL	2,6	2,5	3,1
Auto tradizionali e ibride (non plug-in)	˜ 35	24,5	22
Totale	**˜38,7**	**36**	**35**

Al 2030 si prospetta un parco veicolare profondamente diverso rispetto ad oggi. Per le auto si evidenziano 7,4 milioni di auto elettriche (BEV + PHEV) nello scenario *FF55* e 8,3 milioni per lo scenario Confindustria con una maggiore prevalenza di veicoli BEV. Lo scenario Confindustria presenta, inoltre, un numero maggiore di auto a GPL, guidate dalla miscelazione con il bioGP e r-DME.

La diffusione delle auto elettriche richiederà uno sviluppo parallelo delle infrastrutture di ricarica. Ipotizzando che circa il 55% dei veicoli disporrà di un punto di ricarica domestico (nel box/posto auto), per un totale di circa 3,6 milioni di punti di ricarica privati, le restanti auto utilizzeranno punti di ricarica pubblici, ripartiti tra ricarica veloce in autostrade (1.850), strade extra-urbane (10.000) e urbane (20.000) e ricarica lenta nei centri urbani (173.000, pari a 81.500 colonnine di ricarica).

Per quanto riguarda il trasporto merci, vi è un'evoluzione del parco veicolare in tutti i segmenti (Figura 4.3), con una scelta di motorizzazioni diverse in base al tonnellaggio e le percorrenze medie. Nei veicoli commerciali leggeri, ad esempio, si fa ampio ricorso all'elettrico, mentre nei camion medi e pesanti la decarbonizzazione avviene principalmente con combustibili alternativi, biocarburanti e carburanti sintetici. In questo segmento i camion a gas naturale

(in forma di GNL in miscelazione al bioGNL) aumentano in misura persino maggiore rispetto al PNIEC, arrivando fino a oltre 250 mila veicoli. Nei camion medi compaiono anche i primi veicoli elettrici, mentre nei camion pesanti a lunga percorrenza la decarbonizzazione è affidata all'idrogeno verde e ai biocarburanti[13].

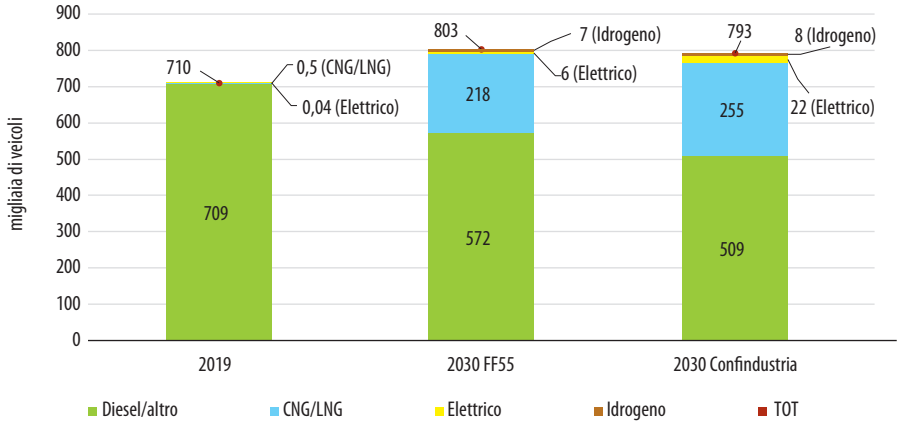


Figura 4.3
Evoluzione numero di camion medi e pesanti (migliaia di veicoli): confronto tra Confindustria e *FF55* al 2030

[13] Dal 2023 obbligo di immissione di bio in purezza in percentuali crescenti che può essere sostanzialmente usato solo sui mezzi pesanti euro VI e alcuni euro V.

5. IMPATTI SUL SISTEMA ELETTRICO

Le analisi elettriche già svolte da RSE nel 2019 per il PNIEC [29] avevano mostrato che la rilevante crescita delle produzioni da FRNP attesa al 2030 può essere adeguatamente gestita ricorrendo ad importanti investimenti in nuovi sistemi di accumulo. I nuovi obiettivi di decarbonizzazione del programma *Green Deal*, già indagati preliminarmente da RSE nel 2020 [35] e approfonditi ulteriormente nel 2021 in seguito alla pubblicazione del pacchetto *FF55* [2], hanno necessità di ricorrere a nuovi vettori energetici come l'idrogeno già nel medio termine (2030) per accelerare il percorso di decarbonizzazione del sistema energetico. Il PNRR dà un impulso allo sviluppo della produzione di H_2 verde già prima del 2030 (anno orizzonte 2026) in una situazione in cui le eccedenze di FRNP nel sistema elettrico non risultano ancora sufficientemente rilevanti. Per il 2026 la soluzione maggiormente perseguibile risulterebbe quella di produrre idrogeno verde con impianti rinnovabili dedicati (FRNP + Elettrolizzatore). Lo scenario sviluppato è in linea con gli obiettivi del PNRR e prevede quindi circa 1 GW di elettrolizzatori dedicati al 2026. Dopo il 2026 la produzione da FRNP dello scenario diventa rilevante rendendo interessante la soluzione di investire in elettrolizzatori su rete che utilizzano eccedenze da FRNP.

A partire dai risultati dello scenario energetico sono stati quindi analizzati gli impatti per il settore elettrico ponendo particolare attenzione alle criticità nell'esercizio in sicurezza del sistema. L'anno obiettivo dell'analisi è il 2030, ma si presentano risultati anche per il 2026 che rappresenta un anno intermedio significativo nel percorso di decarbonizzazione in quanto coincidente con l'orizzonte temporale degli investimenti previsti dal PNRR. Questo rappresenta un approfondimento rispetto a quanto analizzato per lo scenario *FF55* per il quale il focus è stato mantenuto sul solo 2030.

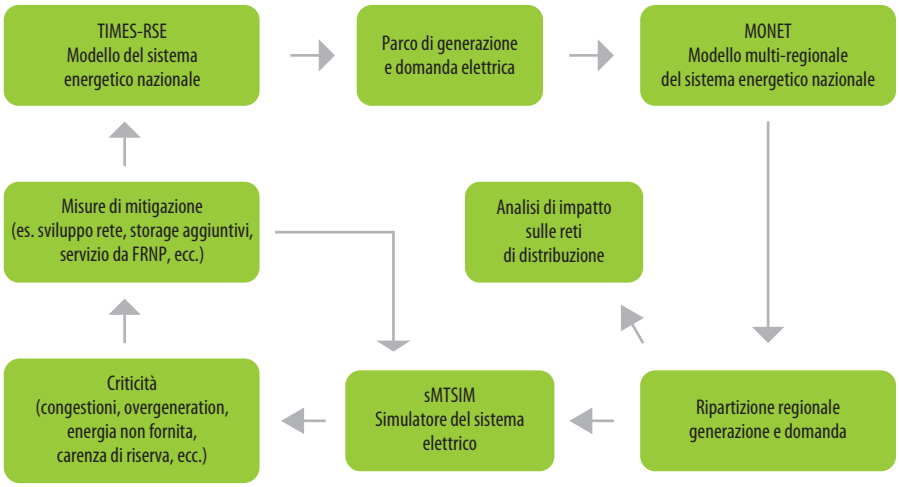
Anche per lo scenario Confindustria, la valutazione di impatto è stata effettuata mediante il simulatore di mercato elettrico zonale sMTSIM (stochastic Medium Term SIMulator) sviluppato da RSE [36] [37]. Il simulatore sMTSIM è in grado di determinare il dispacciamento orario del parco di generazione ed il *clearing* del mercato su di un orizzonte temporale annuale, calcolando il prezzo marginale orario per ciascuna zona di mercato. Altri risultati del simulatore sono i consumi di combustibile ed i costi di ciascun impianto termoelettrico, le emissioni di CO_2 (e di altri inquinanti) ed i relativi costi derivanti dai permessi di emissione, i ricavi, i profitti e le quote di mercato delle imprese di generazione modellate, così come i flussi di energia sulle interconnessioni tra le zone di mercato. sMTSIM può inoltre modellare le strategie di offerta attuate dai partecipanti al mercato al fine di esercitare il proprio potere di mercato e può inoltre determinare, se richiesto, lo sviluppo ottimo (in termini di minimo costo complessivo) della capacità di interconnessione tra le zone di mercato della rete di trasmissione. L'analisi sul sistema elettrico permette di fornire importanti risultati come, ad esempio, le ore di utilizzo degli elettrolizzatori e la loro possibile valorizzazione come risorse di flessibilità per il sistema elettrico.

5.1 Struttura e collegamenti modelli di valutazione

Si richiama brevemente in questo paragrafo la metodologia seguita per l'impatto sul sistema elettrico (Figura 5.1). Il simulatore sMTSIM può essere utilizzato in maniera sinergica con i modelli TIMES: i risultati di quest'ultimi, in termini di evoluzione a lungo termine del sistema di generazione, possono essere usati come input per il primo che, focalizzandosi su di un anno specifico, può simulare l'esercizio del sistema elettrico in una maniera più accurata e dettagliata. Questo è esattamente il tipo di interazione tra i modelli adottato nel presente studio. Il modello energetico TIMES nazionale (TIMES-RSE, descritto nel rapporto [38]) è utilizzato per determinare il parco di generazione e la domanda elettrica nell'anno orizzonte dell'analisi; con il modello TIMES mul-

tiregionale (MONET [39]), sempre sviluppato da RSE nell'ambito RDS, si determina invece la ripartizione della domanda elettrica e del parco di generazione su base regionale; infine, l'esercizio del sistema elettrico (aggregando i dati per zona di mercato) è definito con il simulatore di medio termine sMTSIM.

Figura 5.1
Metodologia per l'analisi di impatto sul sistema elettrico degli scenari sviluppati con il modello TIMESRSE



5.2 Le simulazioni con il modello di mercato e sistema elettrico

Le valutazioni di impatto sul sistema elettrico si sono concentrate su due anni di riferimento:

- 2026, anno orizzonte del PNRR,
- 2030, anno orizzonte degli obiettivi del programma *Green Deal*.

Per questi due anni è stato quindi analizzato nel dettaglio l'impatto sul sistema elettrico andando a individuare le configurazioni ottimali. Al 2030 si parte dalla configurazione del 2026 andando a individuare tre possibili varianti):

- caso 2026, 100% produzione H_2 con impianti dedicati,
- caso 2030_1, 75% produzione H_2 con impianti in rete e 25% produzione H_2 con impianti dedicati,
- caso 2030_2, 50% produzione H_2 con impianti in rete e 50% produzione H_2 con impianti dedicati,
- caso 2030_3, 25% produzione H_2 con impianti in rete e 75% produzione H_2 con impianti dedicati.

In Tabella 5.1 si mostrano le configurazioni del sistema elettrico al 2026 e al 2030.

Tabella 5.1
Configurazioni del sistema elettrico al 2026 e al 2030
(valori in GW)

CASO	P2X IN RETE	P2X DEDICATI	SISTEMI DI ACCUMULO (IN RETE)	di cui batterie		di cui pompaggi
				(4 ore)	(8 ore)	
2026	-	1,0	1,6	1,0	-	0,6
2030_1	4,3	1,0	4,2	3,0	0,7	0,6
2030_2	3,0	2,0	5,5	3,0	1,9	0,6
2030_3	1,4	3,0	7,1	3,0	3,5	0,6

5.3 Risultati

In Tabella 5.2 si riportano gli effetti degli interventi di mitigazione sul sistema elettrico risultanti dai casi simulati. Per ogni caso sono riportai i livelli di produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici, l'energia assorbita dai sistemi di accumulo (esistenti e nuovi), l'energia consuma dagli elettrolizzatori e il loro livello di funzionamento (load factor - LF) e infine il valore delle *overgeneration* residue.

Tabella 5.2
Risultati dei diversi casi di simulazione del sistema elettrico nello scenario Confindustria al 2030

CASO	Descrizione scenario	Produzione termoelettrica	Accumuli (consumi)	P2X dedicati (consumi)	P2X su rete (consumi)	P2X su rete (LF)	Overgen. FRNP
		TWh	TWh	TWh	TWh	Ore	TWh
2026	**100% H_2 impianti dedicati**	147,9	3,2	2,0	-	-	0,7
2030_1	**75% H_2 rete e 25% H_2 dedicati**	95,3	11,6	2,0	6,1	1400	1,7
2030_2	**50% H_2 rete e 50% H_2 dedicati**	95,7	12,3	4,0	4,1	1400	1,8
2030_3	**25% H_2 rete e 75% H_2 dedicati**	96,3	12,7	6,0	2,1	1500	2,0

Il primo caso si riferisce alla configurazione prevista per il 2026 nella quale sono presenti 1 GW di impianti *Power-to-X* dedicati alla produzione dell'idrogeno richiesto nello scenario (funzionanti per circa 2.000 ore equivalenti alla potenza massima). Per questo anno intermedio si stima l'esigenza di circa 1,6 GW di nuovi impianti di accumulo. Con questa configurazione si determina un livello di overgeneration residue che si attesta a circa 0,7 TWh (pari allo 0,5% della produzione complessiva da FER in quell'anno e in linea con i valori attuali della mancata produzione eolica - MPE).

Passando al 2030, il caso 1 prevede che il 75% dell'idrogeno richiesto dallo scenario sia prodotto tramite elettrolizzatori su rete mentre il restante 25% tramite impianti dedicati. In questo caso al 2030 tutti gli elettrolizzatori aggiuntivi rispetto a quelli già presenti nel 2026 sarebbero installati su rete. Per mantenere un livello di *overgeneration* residue inferiore all'1% della produzione complessiva da FER (valore ritenuto accettabile) ai 4,3 GW di impianti P2X su rete si aggiungono circa 4,2 GW di nuovi sistemi di accumulo.

Il caso 2 prevede che il 50% dell'idrogeno richiesto dallo scenario sia prodotto tramite elettrolizzatori su rete mentre il restante 50% tramite impianti dedicati. In questo caso al 2030 solo una quota dei nuovi elettrolizzatori aggiuntivi rispetto a quelli già presenti nel 2026 sarebbe installata su rete (pari a 3 GW). La restante invece è rappresentata da nuovi impianti dedicati (+1,0 GW rispetto al 2026). Per mantenere un livello di *overgeneration* residue inferiore all'1% della produzione complessiva da FER (valore ritenuto accettabile) ai 3 GW di impianti P2X su rete si aggiungono in questo caso circa 5,5 GW di nuovi sistemi di accumulo.

Il caso 3 prevede infine che il 25% dell'idrogeno richiesto dallo scenario sia prodotto tramite elettrolizzatori su rete mentre il restante 75% tramite impianti dedicati. Per mantenere un livello di overgeneration residue simile ai due casi precedenti sono necessari sempre circa 8,5 GW di nuovi impianti flessibili, ma con un nuovo mix: in questo caso si combinano 1,4 GW di impianti P2X su rete con 7,1 GW di nuovi sistemi di accumulo. Oltre a 1,4 GW di impianti P2X su rete si devono poi aggiungere circa 3 GW di impianti dedicati per garantire la produzione complessiva di idrogeno.

La Tabella 5.3 mostra tre ulteriori casi nei quali si ipotizza che il 100% della produzione di H_2 al 2030 avvenga tramite impianti dedicati. I tre casi riportati si distinguono per un diverso mix di sistemi di accumulo che però portano a risultati simili e confrontabili tra loro. In questi ulteriori casi la produzione di idrogeno avviene totalmente tramite circa 4 GW di impianti P2X dedicati che funzionano come nei casi precedenti circa 2.000 ore. Il caso 3 e i casi 4a, 4b, e 4c sono stati introdotti principalmente per completare l'analisi di sensitività ed esplorare tutte le possibilità. Si ritiene infatti che, ai fini del contributo che gli elettrolizzatori potranno fornire al sistema elettrico per la gestione efficiente delle FRNP al 2030, occorra che essi operino principalmente sulla rete (potendo fornire anche servizi di riserva e bilanciamento) e che utilizzino principalmente le eccedenze di produzioni rinnovabili. In tali condizioni essi potranno fornire un contributo efficace alla riduzione delle overgeneration, al contenimento delle congestioni di rete (e quindi della necessità di investimenti per lo sviluppo rete) e alla migliore valorizzazione della produzione delle FRNP.

Tabella 5.3
Configurazioni del sistema elettrico al 2030, 100% H2 con impianti dedicati
(valori in GW)

CASO	P2X IN RETE	P2X DEDICATI	SISTEMI DI ACCUMULO (IN RETE)	di cui batterie		di cui pompaggi
				(4 ore)	(8 ore)	
2030_4a	-	4,0	10,0	3,0	6,4	0,6
2030_4b	-	4,0	10,0	3,0	5,5	1,5
2030_4c	-	4,0	10,0	3,0	4,0	3,0

In assenza di elettrolizzatori su rete la flessibilità è fornita solo dai sistemi di accumulo (batterie e pompaggi) che risultano però necessari in misura maggiore per avere un livello di overgeneration residue accettabile seppur superiore agli altri casi. Nei tre casi si ritiene necessaria l'installazione di circa 10 GW di nuovi sistemi di accumulo per ottenere una riduzione delle overgeneration in linea ai casi precedenti (con 8,5 GW complessivi di impianti flessibili).

Anche in termini di costi di investimento al 2030 la Tabella 5.5 mostra un aggravio di spesa nei casi 3 e 4 rispetto ai primi 2.

Infine, si osservi che le simulazioni con minori costi beneficiano anche di una maggior riduzione della produzione termoelettrica da fonte fossile come mostrato precedentemente in Tabella 5.2. Per tutti questi motivi nelle analisi successive di impatto economico saranno considerati soltanto i primi casi (2026, 2030_1 e 2030_2).

Tabella 5.4
Risultati dei casi di simulazione con il 100% di idrogeno prodotto con impianti dedicati

CASO	Descrizione scenario	Produzione termoelettrica	Accumuli (consumi)	P2X dedicati (consumi)	P2X su rete (consumi)	P2X su rete	Overgen.
		TWh	TWh	TWh	TWh	Ore	TWh
2030_4a	**100% H_2 impianti dedicati**	96,8	12,9	8,1	-	-	2,4
2030_4b		96,8	13,2	8,1	-	-	2,3
2030_4c		96,8	13,7	8,1	-	-	2,2

Tabella 5.5
Costi di investimento nei diversi casi analizzati

CASO	Miliardi di euro		
	P2X	Sistemi di accumulo	TOTALE
2030_1	1,3	3,7	4,9
2030_2	1,2	5,4	6,6
2030_3	1,1	7,6	8,6
2030_4a	1,0	11,5	12,5
2030_4b	1,0	11,2	12,1
2030_4c	1,0	10,7	11,6

6. OBIETTIVI DI DECARBONIZZAZIONE E STIMA FABBISOGNO INVESTIMENTI PER RAGGIUNGERE GLI OBIETTIVI AL 2030

6.1 Obiettivi FER

In Tabella 6.1 si riporta la quota FER 2030, complessiva e di dettaglio dei diversi settori (termico, elettrico e trasporti), per gli scenari *FF55* e Confindustria, confrontati con il 2019. Gli *share* FER sui consumi finali lordi dello scenario Confindustria superano il 37%. Il contributo delle rinnovabili elettriche è invariato rispetto allo scenario *FF55* raggiungendo i 19,2 Mtep di generazione da FER. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permettono al settore di coprire il 62% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile in entrambi gli scenari. La quota delle fonti rinnovabili elettriche non è particolarmente elevata nonostante i 227 TWh (224 TWh nel *FF55*) di generazione poiché l'elettricità rinnovabile utilizzata per produrre idrogeno non è stata inclusa nel numeratore di questo *share*, secondo le indicazioni dell'articolo 7 della proposta di revisione della Direttiva sull'utilizzo delle fonti rinnovabili (RED III). Includendola la quota avrebbe raggiunto il 65% e 64% rispettivamente per *FF55* e Confindustria.

Tabella 6.1
% FER nei consumi finali, confronto tra scenario Confindustria, *FF55* e valore storico 2019

ENERGIE RINNOVABILI		2019	2030	
		Storico	*FF55*	CONF
FER Totali	Quota dei consumi finali lordi coperti da rinnovabili	**18,2%**	**36,7%**	**37,5%**
Elettriche	Quota dei consumi elettrici coperti da fonti rinnovabili	**35%**	**62.2% (65%)**	**62,2% (64%)**
Termiche	Quota dei consumi per riscaldamento e raffrescamento coperti da rinnovabili	**19,7%**	**40%**	**42%**
Trasporti	Quota dei consumi per trasporti coperti da rinnovabili	**9%**	**15,6%[14]/38%**	**19%/44%**

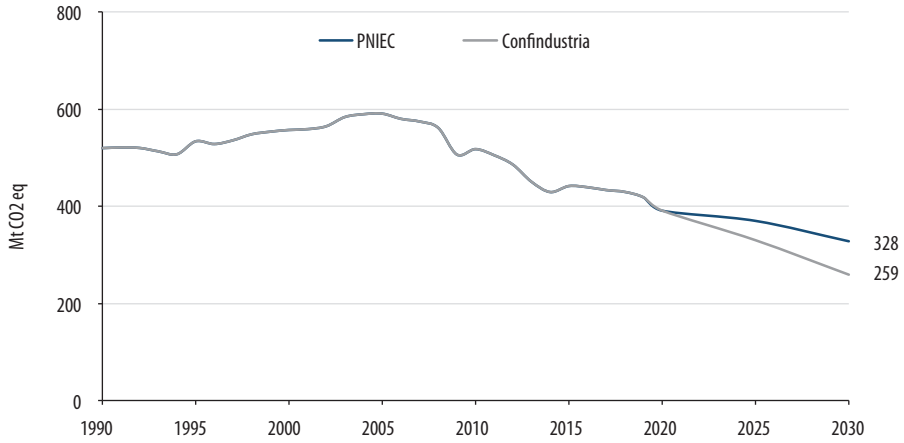
Diventa più rilevante il ruolo delle FER nel settore termico e nei trasporti. Il forte efficientamento previsto nello scenario permette di ottenere risultati significativi anche per le rinnovabili termiche: in termini assoluti si registra il raggiungimento nel settore di riscaldamento e raffrescamento di quasi 15,9 Mtep di FER nel *FF55* e 17 Mtep in scenario Confindustria, legati alla componente aerotermica delle pompe di calore elettriche nonché al ricorso a bioenergie. Nel settore termico l'incremento è, infatti, riconducibile ad una maggiore diffusione delle pompe di calore (PDC) e soprattutto all'utilizzo di biometano e bioGPL nel settore civile e industriale. Nel settore dei trasporti si ha invece un maggiore utilizzo di *green fuel* rispetto allo scenario *FF55*. Le rinnovabili nel settore trasporti raggiungono al 2030 il 44% di quota sui consumi del settore (secondo la contabilizzazione prevista per il settore Trasporti nella Direttiva RED II) contro il 38% dello scenario *FF55* nello stesso anno. Se volessimo contabilizzare il target rinnovabili nel settore trasporti secondo la proposta di RED III otterremmo una riduzione dell'intensità dei gas a effetto serra del settore pari al 15,6% nello scenario *FF55* e 19% in quello Confindustria, a fronte di un target del 13%. A fare la differenza è il ricorso a buona parte dei veicoli alimentati in maniera alternativa, dall'elettricità o dai biocarburanti, in particolare biometano.

[14] Percentuale calcolata secondo la contabilizzazione prevista per il settore Trasporti secondo la bozza di nuova Direttiva RED (RED III).

6.2 Obiettivi emissivi

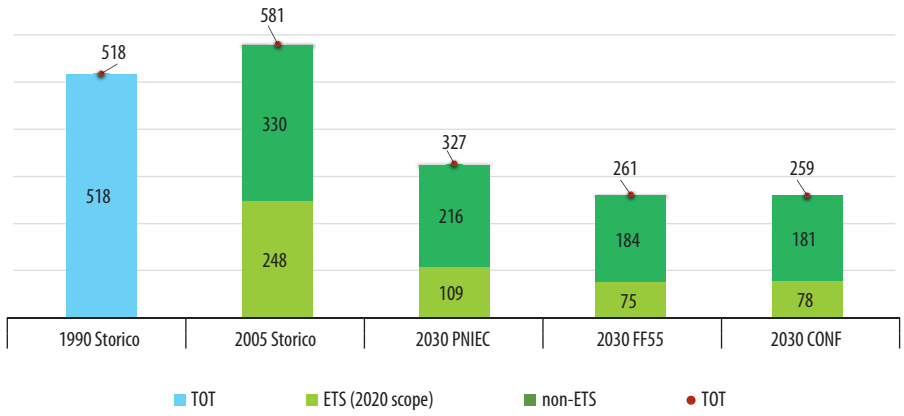
L'efficienza energetica e il ricorso alle fonti energetiche rinnovabili, nonché il *phase-out* del carbone e la diffusione delle tecnologie di CCS, rappresentano le leve di intervento per ridurre le emissioni del sistema energetico del Paese nella evoluzione prospettata dal Piano Energia e Clima. Le emissioni di CO_2 del settore energetico, infatti, riflettono il diverso mix e il differente modo di produrre e consumare energia, e sono il risultato degli obiettivi e dei percorsi individuati nello scenario Confindustria (Figura 6.1).

Figura 6.1
Evoluzione delle emissioni energetiche di CO_2 negli scenari PNIEC e Confindustria



Nello scenario Confindustria, per costruzione, è stata vincolata la riduzione delle emissioni totali in linea con i risultati ottenuti nello scenario *FF55* (Figura 6.2). In termini di contributi settoriali (ETS e non-ETS) nello scenario Confindustria si ottiene una maggiore riduzione delle emissioni nei settori attualmente sotto ESR (*Effort Sharing Regulation*) o settore non-ETS che si riducono del 45% rispetto al 2005 (-44% nello scenario *FF55*). Nel settore ETS invece le emissioni si riducono del 68% rispetto al 2005 (-69% nello scenario *FF55*). A giocare un ruolo determinante in questi cambiamenti è la spinta verso opzioni di decarbonizzazione che interessano maggiormente i settori ESR, in particolare la diffusione di *green fuel*.

Figura 6.2
Riduzione delle emissioni di GHG confronto tra scenario Confindustria, *FF55* e PNIEC



6.3 Stima fabbisogno investimenti diretti per la transizione energetica italiana al 2030 su base macro-settoriale

Sia il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione del *pacchetto Fit for 55,* che lo scenario Confindustria richiedono un rilevante impegno in termini di investimenti incrementali rispetto ad una evoluzione tendenziale (scenario BASE) del sistema energetico e produttivo nazionale. Bisogna considerare che, anche senza ulteriori misure di *policy* rispetto a quanto già esiste oggi, senza alcun obiettivo di decarbonizzazione, il sistema energetico dovrà sostenere investimenti per poter svolgere le sue normali funzioni, a causa del fine vita di tecnologie ed impianti che dovranno essere sostituiti. Il vero costo imputabile alla decarbonizzazione rimane, perciò, il costo aggiuntivo per investimenti più costosi, o per interventi non previsti nella evoluzione tendenziale.

Si stima che, nel periodo 2020-2030, occorrano circa 155 mld€ di investimenti aggiuntivi cumulati rispetto allo scenario BASE per realizzare lo scenario *FF55* e circa 147 mld € per lo scenario Confindustria (Figura 6.3).

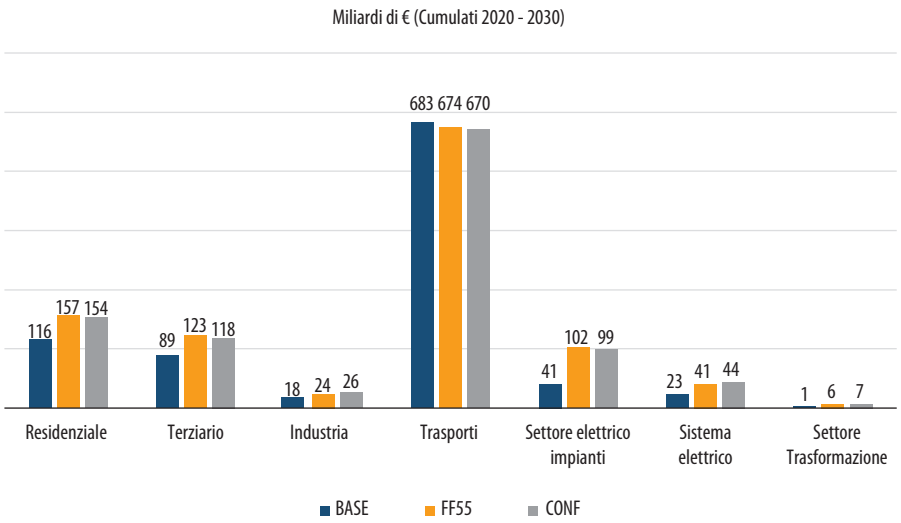


Figura 6.3
Investimenti necessari cumulati 2020-2030

La presenza degli input di costruzione dello scenario Confindustria riesce a ridurre i costi di investimento cumulato in alcuni settori. Ad esempio, la diffusione di biocarburanti e prodotti rinnovabili alternativi al posto di auto più efficienti rende sicuramente più contenuti gli investimenti del settore trasporto, che è quello che richiede maggiori investimenti rispetto agli altri.

Rispetto allo scenario BASE gli investimenti cumulati del settore trasporti si riducono di circa 13 mld€ (Tabella 6.2) perché gli investimenti includono i costi sostenuti da cittadini e imprese per il periodico rinnovo del parco veicolare, ma non le infrastrutture stradali, ferroviarie e navali, con l'esclusione di circa 3,6 miliardi aggiuntivi per le colonnine di ricarica. La presenza di *shift*-modale dal trasporto passeggeri privato verso forme di modalità di trasporto collettive, riducendo il parco circolante, permette di contenere gli investimenti, indirizzandoli verso automobili più efficienti e ad alimentazione elettrica.

Nel sistema elettrico i maggiori costi sostenuti dallo scenario Confindustria derivano da una maggiore presenza di SdA, mentre nel settore Trasformazione sono da inputare all'upgrade delle raffinerie in bioraffinerie.

Tabella 6.1 - Dettaglio degli investimenti cumulati nel periodo 2020-30 nello scenario Confindustria confrontato con il BASE

MLD.€		BASE	CONF	DELTA
Settore	Descrizione tecnologie	Costi cumulati (2020 -2030)	Costi cumulati (2020 -2030)	
Residenziale		**115,8**	**153,7**	**38**
	Riqualificazione edilizia (no impianti)	18,8	36,9	18
	pdc annuali (Risc + raffr+ACS)	6,38	23,1	17
	Riscaldamento, condizionatori e ACS	30,6	15,4	-15
	Cucina	3,3	6,3	3
	App. elettriche	56,7	72	15
Teleriscaldamento	Solo distribuzione	**0,9**	**1,5**	**1**
Terziario		**90**	**118**	**28**
	Riqualificazione edilizia	0,8	11	10
	Appar elettriche + illuminazione	41,3	43,3	2
	Riscaldamento e ACS	5,1	6,7	2
	pdc annuali (Risc + raffr)	37,2	52	15
	Cucina	5	5,3	0
Industria		**18,4**	**26,3**	**8**
	Motori e usi elettrici	1,2	1,7	1
	Cogenerazione e caldaie	1,8	3,4	2
	Processi tot (incl. Recupero termico)	15,4	21,2	6
Trasporti		**683**	**670**	**-13**
	Auto + motocicli	579,5	539	-41
	Bus	22	35,3	13
	Truck	81,8	94,4	13
	Treni H2	0	1,5	2
Settore elettrico		**41,1**	**99,4**	**58**
	Bioenergie	3,2	8,8	6
	Fossili	10,3	4,1	-6
	Geo	2,6	2,7	0
	Idro	0,7	0,7	0
	FV	14,1	47,3	33
	Eolico	10,2	35,8	26
Sistema		**25**	**49.7 – 51.8**	**24.7-26.8**
	Sviluppo RTN	9,3	13	4
	Riqualificazione delle reti di distribuzione elettriche	12,8	21	8
	Nuovi impianti di pompaggio e SdA	0	4.7 - 6.8	4.7 - 6.8
	Idrogeno (prod + trasporto)	0	2,9	3
	Raffineria/bioraffinerie/biogpl+DME/Biometano	2	4,5	3
	Infrastrutture di ricarica elettrica	0,9	3,6	3

7. PRIME VALUTAZIONI DI IMPATTO MACROECONOMICO DEL PACCHETTO *FF55* SULL'ECONOMIA ITALIANA AL 2030

L'analisi quantitativa dei vantaggi che derivano dalla realizzazione degli investimenti attivati dagli obiettivi di decarbonizzazione per l'Italia include una valutazione d'impatto che viene condotta attraverso l'utilizzo delle matrici input-output, grazie alle quali è possibile avere una fotografia istantanea delle interdipendenze settoriali che caratterizzano il sistema produttivo economico nazionale, rappresentato dai flussi di beni e servizi in un contesto di equilibrio economico generale.[15]

Il beneficio derivante dall'utilizzo di un tale strumento analitico permette di effettuare simulazioni che classicamente vengono svolte per valutare gli impatti di uno *shock* esogeno di domanda sui principali aggregati che compongono una tavola input-output (produzione, valore aggiunto, inputs intermedi, inputs primari) o che è possibile collegare ad essa (occupazione, PIL) [40].

Il modello I/O si concretizza quindi in un modello statico, in quanto vengono descritte le caratteristiche intrinseche di un sistema economico prossimo all'equilibrio su tutti i mercati, ma non i processi di raggiungimento dell'equilibrio stesso: il modello cattura come una variazione della domanda di qualsiasi bene in un determinato settore si diffonda e si propaghi all'intero sistema economico.

Appare dunque evidente come le diverse simulazioni che verranno presentate nel paragrafo vadano lette in chiave di statica comparata: a parità di altre condizioni, si valuta l'impatto di variazioni della domanda finale per effetto di nuovi investimenti sulla quantità prodotta (ma non sui prezzi). A ciò si aggiungono altri limiti quali, ad esempio, l'assunzione di coefficienti tecnici costanti, sia per effetto di una relazione lineare costante, escludendo quindi l'ipotesi di rendimenti di scala crescenti o decrescenti, cioè di indipendenza dei coefficienti dalla scala di produzione, sia per effetto di tecnologie in essere che si mantengano costanti nel periodo di tempo considerato[16]. Inoltre, si considera anche l'assunzione che gli *shock* implementati siano completamente assorbiti dalla domanda nazionale. È opportuno sottolineare, infatti, che il prodotto finale dell'analisi matriciale non identifica necessariamente valori aggiuntivi in termini di valore aggiunto, produzione e occupazione, dato il vincolo di sistema che vede escludere, in presenza di una capacità produttiva del 100%, l'effetto netto. Soltanto in presenza di risorse inutilizzate infatti è possibile il completo assorbimento da parte del sistema produttivo [40].

Sebbene i vantaggi dell'utilizzo delle tavole input-output siano evidenti, un tale strumento, per le considerazioni appena fatte, contiene dei limiti che vincolano l'utilizzo e/o quantomeno rischiano di distorcere in minima misura le stime nel medio-lungo periodo. È dunque opportuno individuare e specificare nel dettaglio tali limiti:

1. L'impiego dei modelli input-output va inteso in termini di analisi statica comparata, nel senso che si valutano gli impatti differenziali di variazioni della domanda finale sui livelli di produzione o d'impiego dei fattori primari, ceteris paribus,
2. I parametri relativi all'interdipendenza settoriale sono riferiti ad un singolo anno: 2018. L'ipotesi sottostante alle analisi di impatto è che tale grado di integrazione sia costante in tutto il periodo di riferimento (2020-2030). In altre parole, non si tiene conto dei cambiamenti tecnologici e strutturali che si potrebbero verificare nel sistema produttivo italiano. L'impossibilità di tenere in considerazione tali cambiamenti si potrebbe tradurre in una sovrastima dell'impatto occupazionale che è riferito, nelle nostre valutazioni, a tecnologia invariata. Cambiamenti tecnologici, infatti, portano ad una redistribuzione a favore del

[15] Il processo produttivo si risolve in un prodotto finale, il cui valore è esattamente uguale alla somma dei redditi corrisposti ai fattori produttivi impiegati. Le tavole vanno dunque lette avendo chiara la dicotomia: vengono riportati i flussi di beni e servizi intermedi affluiti dalle branche di origine (righe), come input produttivi, a quelle di impiego (colonne) come *output* produttivi.

[16] L'assunzione di un progresso tecnico che si mantiene costante è plausibile in un arco di tempo limitato, poiché al crescere della variabile tempo l'accumulazione di conoscenza diventa non trascurabile, specialmente in sistemi produttivi particolarmente dinamici.

capitale dell'intensità di utilizzo del fattore lavoro. C'è da sottolineare, tuttavia, che cambiamenti tecnologici e strutturali si verificano molto lentamente nei sistemi industriali maturi quale quello italiano. Gli effetti finali sulle stime al 2030 potrebbero dunque anche essere piuttosto contenuti [41],

3. Purtroppo, l'utilizzo di una matrice delle tavole input-output a sessantatre settori non consente di effettuare le stime di impatto su attività produttive ad un maggior livello di dettaglio.

La valutazione dell'impatto macroeconomico delle *policy* climatiche declinate nei diversi scenari esposti nei paragrafi precedenti, sfrutta le matrici input/output. Il perseguimento dei *target* richiede, a sua volta, una rideterminazione dei piani di sviluppo al 2030 delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e delle tecnologie elettriche in quanto fattori determinanti per abbassare la produzione di gas serra secondo i tempi accordati, recepiti dal recente *pacchetto Fit for 55*, e si sostanzia in un preciso ammontare di investimenti in un arco temporale nel periodo 2020-2030 (si veda paragrafo 6.3). Ciò comporta che gli investimenti fissi lordi necessari a raggiungere tali obiettivi di *policy*, abbiano impatto sul vettore della domanda finale, per cui tutto l'indotto del settore risente dell'aumento della domanda e, nel complesso, l'intero sistema economico nazionale. L'applicazione del modello produzione-domanda consente in sostanza di esaminare in dettaglio, secondo lo schema di Leontief, la scomposizione del vettore di domanda nelle sue componenti settoriali e la reazione produttiva, offrendo la possibilità di valutare l'effetto moltiplicativo dal lato dell'offerta e non della domanda [40].

L'impatto degli investimenti richiesti per il raggiungimento dei target sull'economia reale è quindi valutato sulla produzione: nel vettore della domanda finale ricostruita sulla base delle tavole input-output è stato imputato l'aumento della spesa per investimenti nel settore di produzione del bene/tecnologia oggetto di incentivi.

Si è ottenuto così uno schema sugli effetti di tale aumento della domanda nel sistema economico.

L'impatto è stato valutato su alcune significative variabili riferite all'intera economia:

- Valore della produzione,
- Occupazione, misurata in migliaia di ULA (unità di lavoro standard),
- Valore aggiunto.

L'analisi costi-benefici si è concentrata sui seguenti ambiti:

- Residenziale,
- Terziario,
- Industriale,
- Trasporti,
- Elettrico,
- Sistema elettrico,
- Teleriscaldamento.

I maggiori investimenti in tecnologia efficiente e in innovazione producono una consistente crescita del prodotto interno lordo, con positivi effetti sul saldo occupazionale.
L'analisi di impatto è stata condotta attraverso l'utilizzo di una matrice input-output a sessantatré settori/prodotti, riferita all'anno 2018, l'ultimo disponibile.

7.1 Prime evidenze di analisi d'impatto macroeconomico: effetti sull'economia nazionale

La realizzazione degli investimenti è prevista per due differenti scenari: uno scenario BASE e uno scenario Confindustria (paragrafo 2.1) (Tabella 7.1).

La realizzazione degli investimenti previsti nei diversi ambiti considerati comporterebbe, secondo le valutazioni condotte da RSE, un incremento della domanda finale pari a circa 974,2 miliardi di euro tra il 2020 e il 2030 nello scenario BASE. L'impatto complessivo sul sistema produttivo sarebbe di 1.753,6 miliardi di euro, espressi in valori nominali, rispetto al 2018 (1.435,8 miliardi di euro al netto dei beni intermedi importati), pari al +4,3% medio annuo; in termini occupazionali invece, l'effetto vedrebbe un aumento di unità di lavoro standard pari a 9,6 milioni (+2,6% medio annuo). Infine, l'incremento in termini di valore aggiunto nominale ammonterebbe a 595,3 miliardi di euro (+3,2% medio annuo).

Nello scenario Confindustria, la realizzazione degli investimenti volti a sostenere la domanda e gli incentivi promossi al fine di rilanciare l'offerta di tecnologie ammonterebbe a 1.120,7 miliardi di euro, con un incremento del valore aggiunto pari a 1.976,1 miliardi di euro (+4,7% medio annuo, 1.645,3 miliardi al netto dei beni intermedi importati), un'occupazione più elevata di 11,5 milioni di ULA (+3,1%) e un incremento di valore aggiunto di 689,1 miliardi di euro (+3,7% medio annuo).

L'incremento riconducibile agli investimenti addizionali in tecnologie per efficienza energetica nello scenario Confindustria sarebbe di circa 147 miliardi di euro, con aumenti (rispetto allo scenario di BASE) di quasi 222,5 miliardi di euro in termini di produzione, di occupazione per 1.876 milioni di ULA e di valore aggiunto per circa 93,8 milioni di euro.

Tabella 7.1
Effetti sull'economia nazionale

SCENARIO "BASE"			
Investimenti cumulati (mil €): 974.200			
	Livello di base	**Impatto % a seguito di una variazione della domanda finale**	**Impatto in valore**
Produzione a prezzi base (mil €)	3.365.584	52	1.753.596
Impieghi intermedi importati (mil €)	340.733	93	317.772
VA per branca (mil €)	1.589.576	37	595.294
Occupazione per settore (migliaia di ULA)	32.351	31	9.607
SCENARIO "CONFINDUSTRIA"			
Investimenti cumulati (mil €): 1.120.700,0			
	Livello di base	**Impatto % a seguito di una variazione della domanda finale**	**Impatto in valore**
Produzione a prezzi base (mil €)	3.365.584	59	1.976.100
Impieghi intermedi importati (mil €)	340.733	97	330.816
VA per branca (mil €)	1.589.576	43	689.107
Occupazione per settore (migliaia di ULA)	32.351	37	11.483

Note: Il totale generale non coincide con la somma degli incrementi stimati per i singoli progetti in quanto la valutazione complessiva è stata fatta imputando contemporaneamente l'aumento della domanda annua dal 2020 al 2030 in tutti i comparti interessati e ciò ha accentuato gli effetti diretti e indiretti sul sistema nazionale rispetto a quelli derivanti dalla somma dei singoli interventi settoriali.
Fonte: elaborazioni Centro Studi Confindustria su dati Istat e RSE.

Un'analisi più dettagliata a livello settoriale consente di effettuare una valutazione del contributo di ciascun settore all'impatto macroeconomico complessivo (Tabella 7.2).

Tabella 7.2 - Impatto complessivo sul sistema economico nazionale (2020-30)

	IMPATTO COMPLESSIVO SUL SISTEMA ECONOMICO NAZIONALE (2020-30)								
	Hp aumento della domanda - Scenario CON (mil €)	Produzione a prezzi base (mil €)	Impieghi intermedi importati (mil €)	VA per branca (mil €)	Occupazione per settore (migliaia di ULA)	Produzione a prezzi base %	Impieghi intermedi importati %	VA per branca %	Occupazione per settore %
Residenziale	153.854	264.376	39.575	100.080	1.696	8	12	6	5
Industriale	26.292	48.136	6.629	17.273	257	1	2	1	1
Terziario	118.434	198.443	33.477	73.981	1.183	6	10	5	4
Trasporti	670.264	1.175.507	226.944	384.312	6.055	35	66	24	19
Elettrico	99.350	191.181	14.323	75.967	1.578	6	4	5	5
Sistema	51.800	95.340	9.588	36,390	706	3	3	2	2
Teleriscaldamento	1.500	3.116	280	1.103	9	0	0	0	0
Totale	**1.121.494**	1.976.100	330.816	689.107	11.483	58	96	43	37

Note: Il totale generale non coincide con la somma degli incrementi stimati per i singoli progetti in quanto la valutazione complessiva è stata fatta imputando contemporaneamente l'aumento della domanda annua dal 2020 al 2030 in tutti i comparti interessati e ciò ha accentuato gli effetti diretti e indiretti sul sistema nazionale rispetto a quelli derivanti dalla somma dei singoli interventi settoriali.
Fonte: elaborazioni Centro Studi Confindustria su dati RSE.

7.2 Prime evidenze di analisi d'impatto macroeconomico: effetti sul bilancio pubblico e impatto complessivo

Ad ulteriore integrazione delle elaborazioni già riportate e commentate, è possibile stimare anche i potenziali effetti sul bilancio pubblico. Tale impatto è stato stimato assumendo l'ipotesi che:

1. Tutti gli investimenti derivano da produzione interna (nessuna produzione importata),
2. Gli effetti devono essere coerenti con il conto del PIL (quindi seguendo lo schema delle entrate del conto della PA – fonte DEF 2022).

Alla luce dei meccanismi di incentivazione ipotizzati nella realizzazione dei diversi investimenti, le conseguenze sul bilancio dello Stato potrebbero essere molto significative, in particolare con riferimento ai flussi delle entrate tributarie (imposte dirette e indirette).
Relativamente alle imposte dirette, a fronte di una diminuzione di quelle pagate dalle compagnie del settore energetico (che vedono ridursi i propri ricavi) si registrerebbe un aumento del gettito fiscale delle società manifatturiere che producono beni e tecnologie efficienti e dei soggetti (forza lavoro e fornitori) che vi lavorano. L'effetto netto complessivo in termini di maggiori entrate sarebbe di 168,7 miliardi di euro. Per quanto riguarda le imposte, il maggior gettito dell'IVA legato all'aumento ipotizzato della domanda sarebbe stimabile in 163,1 miliardi di euro. Marginale sarebbe l'impatto misurato sui contributi sociali e sulle categorie residuali di entrate correnti e in conto capitale.
Inoltre, si registra una riduzione del gettito dell'IVA e delle ACCISE pagate sull'energia risparmiata per un ammontare di 12,1 miliardi di euro.
Tenuto conto degli effetti netti sulle componenti delle entrate tributarie sopra ricordati, quello netto complessivo sul bilancio statale è positivo per un importo totale di 529,5 miliardi di euro cumulati nel periodo 2020-2030 (Tabella 7.3).

EFFETTI COMPLESSIVI SUL SISTEMA ECONOMICO ITALIANO
(Valori cumulati 2020 - 2030)

			TOTALE
COSTI DIRETTI COMPLESSIVI STIMATI			1.120,70
Effetti sul bilancio statale	IRPEF (+occupazione)	milioni di €	332.868
	Imposte Indirette	milioni di €	163.139
	Imposte Dirette		168.717
	Accise e IVA (-consumi)	milioni di €	-12.146
	Imposte c/capitale		1.012
	Contributi sociali	milioni di €	154.750
	Altre entrate correnti	milioni di €	50.480
	Altre entrate c/capitale	milioni di €	3.556
	TOTALE	**milioni di €**	**529.508**

Fonte: elaborazione Centro Studi Confindustria su dati MEF e RSE.

Tabella 7.3
Effetti complessivi sul sistema economico nazionale

7.3 Stima dei costi evitati di energia ed emissioni di CO_2

Come già mostrato nel paragrafo 3.1, nella proiezione dello scenario Confindustria emerge una significativa riduzione dei consumi primari rispetto al livello del 2019 pari a circa 30 Mtep al 2030, e pari a 135 Mtep cumulati nel periodo 2020-2030 (Figura 7.1). La riduzione dei consumi primari è guidata dalla contrazione di tutte le fonti fossili in particolare:

- Contrazione dei consumi di carbone e prodotti petroliferi, grazie principalmente al phase-out del carbone dal settore elettrico,
- Anche il gas naturale contribuisce alla riduzione dei consumi totali grazie all'efficientamento degli usi termici nei settori d'uso finale e l'elettrificazione dei consumi finali, nonostante esso acquisti maggiore rilevanza nel settore del trasporto merci. La riduzione dei consumi di Gas naturale al 2030 nello scenario Confindustria è pari a circa 25 Bcm, (nel 2021 abbiamo importato dalla Russia rispettivamente 29 Bcm, per cui considerando un incremento della produzione nazionale di 2 Bcm, i nuovi rigassificatori per LNG e nuovi contratti di fornitura gas, con questa configurazione si potrebbe evitare la dipendenza dalla Russia),
- La diffusione di alimentazioni alternative nel settore trasporti (elettrico, metano, GPL, biocombustibili) contribuisce, insieme con l'efficientamento dei veicoli, a ridurre il ricorso ai prodotti petroliferi per circa il 35% in meno rispetto al 2019).

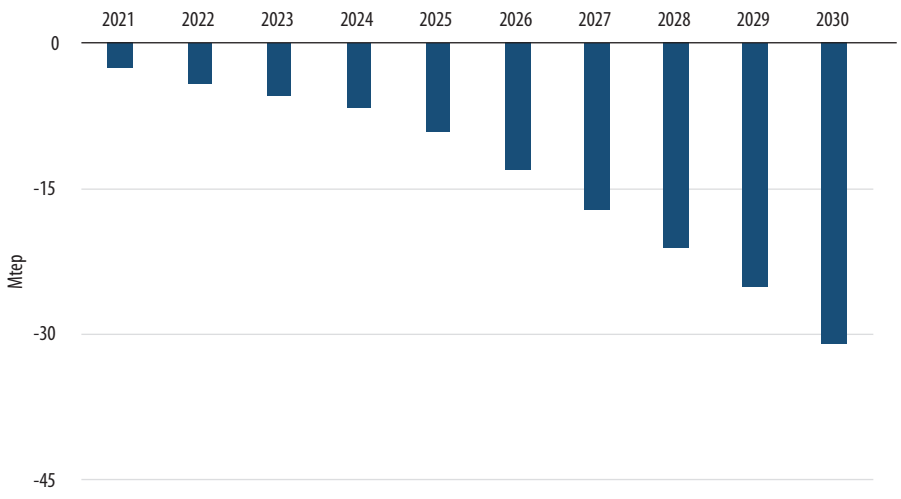
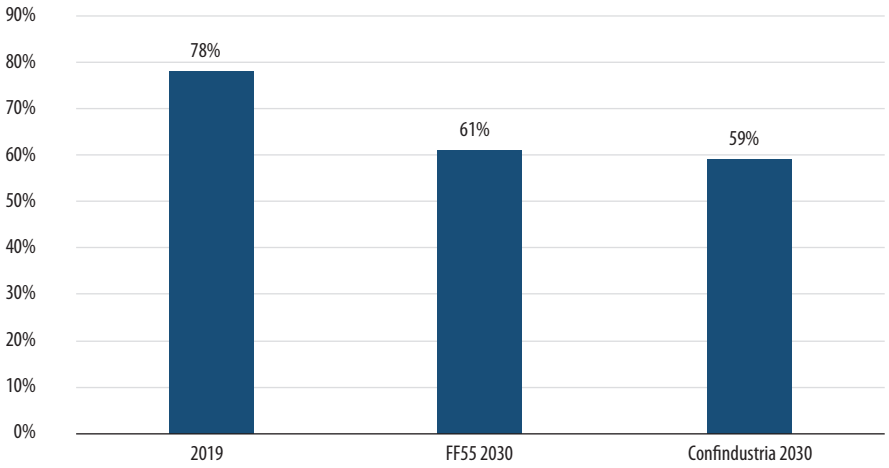


Figura 7.1
Consumi evitati (Mtep) dello scenario Confindustria rispetto ad una evoluzione BASE

Per effetto dell'efficienza energetica e del trasferimento della domanda dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili, nello scenario Confindustria si riduce, così, la dipendenza energetica dai combustibili fossili (si passa dal 78% del 2019 al 59% nel 2030 - Figura 7.2) e di conseguenza la spesa per le importazioni di energia si contrae in maniera significativa: le azioni delineate da Confindustria consentono al 2030 di tagliare la fattura energetica del nostro Paese, ovvero la spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero.

Figura 7.2
Evoluzione della dipendenza energetica al 2030 negli scenari *FF55* e CONF.



Per valutare gli effetti della configurazione mostrata dallo scenario Confindustria sulla fattura energetica è stata considerata l'evoluzione dei prezzi dei combustibili utilizzati per la realizzazione dello scenario, sia in import che in export. Nella Tabella 7.4 sono riportati i prezzi internazionali delle tre principali fonti fossili.

Tabella 7.4
Evoluzione del prezzo internazionale delle commodity energetiche (€2015/boe)

	2020	2025	2030
Petrolio	33,5	52,8	72,2
Gas (GCV)	20,8	29,9	38,1
Carbone	8,9	12,3	15,6

Naturalmente l'incremento dei prezzi di import, in particolare del gas, di questi ultimi due anni sono stati presi in considerazione nello studio insieme alla ipotesi di una breve persistenza di questa situazione "straordinaria". Per il gas, in particolare, sono state considerate le proiezioni dello scenario Stated Policies del *World Energy Outlook 2021* della *IEA*, mentre per le altre fonti sono state prese a riferimento le proiezioni dello scenario di Riferimento della Commissione europea (EURef2020).

La fattura energetica nazionale al 2030 si contrae di quasi il 50% rispetto al valore del 2019 (Figura 7.3), nonostante la crescita economica e l'incremento dei prezzi delle principali commodity in esame. La riduzione della dipendenza energetica del paese è il principale *driver* di questa contrazione, ed è guidata da efficienza energetica, *fuel switch* verso le rinnovabili prodotte in loco, maggiore capacità di produzione delle bioraffinerie nazionali e da una ripresa dell'apporto nazionale del gas naturale. La riduzione principale registrata nella fattura energetica è legata ai prodotti petroliferi, con oltre 13 miliardi di euro in meno in fattura: andamento legato sia alla riduzione dei consumi nazionali e sia alle ipotesi di un mantenimento dell'export più o meno simile a quello degli ultimi anni (voce di ricavo nella fattura). La spesa per il *net import* di gas si contrae di 4 miliardi di euro (circa il 30% in meno) a fronte di una riduzione del 37% dei consumi di gas, mentre a quasi azzerare la spesa per il carbone è principalmente il *phase out* da questa fonte nel settore elettrico al 2025.

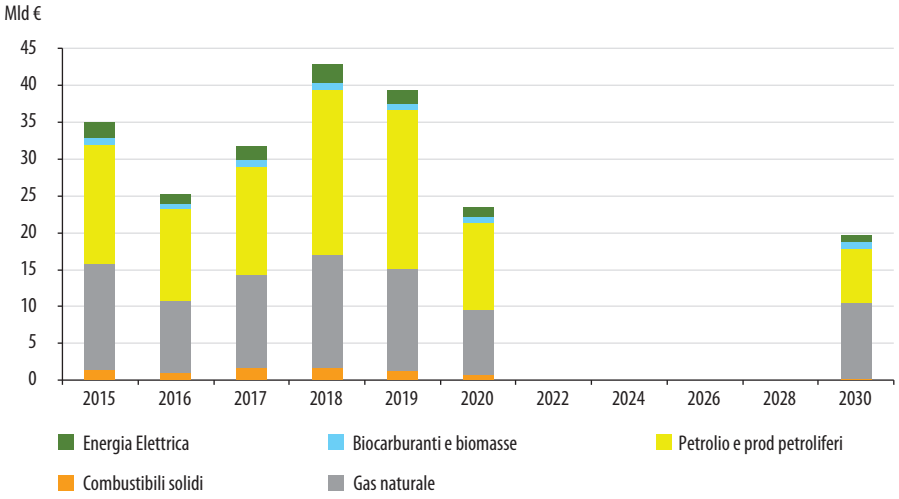


Figura 7.3
Effetti dello scenario Confindustria sulla fattura energetica nazionale

La contrazione delle fonti fossili nello scenario produce un altro effetto quantificabile economicamente: la mancata emissione dei gas climalteranti prodotti dalla combustione di queste commodity (Figura 7.4). Considerando il prezzo dei permessi di emissione del settore ETS, pari a 100€/ton al 2030 in questo scenario, ma applicato a tutte le emissioni evitate (circa 70 $MtCO_2$), potremmo considerare come evitato un costo annuo pari a 7 Miliardi di euro al 2030 rispetto allo stesso anno di una evoluzione tendenziale senza alcuna politica o intervento rispetto ad oggi.

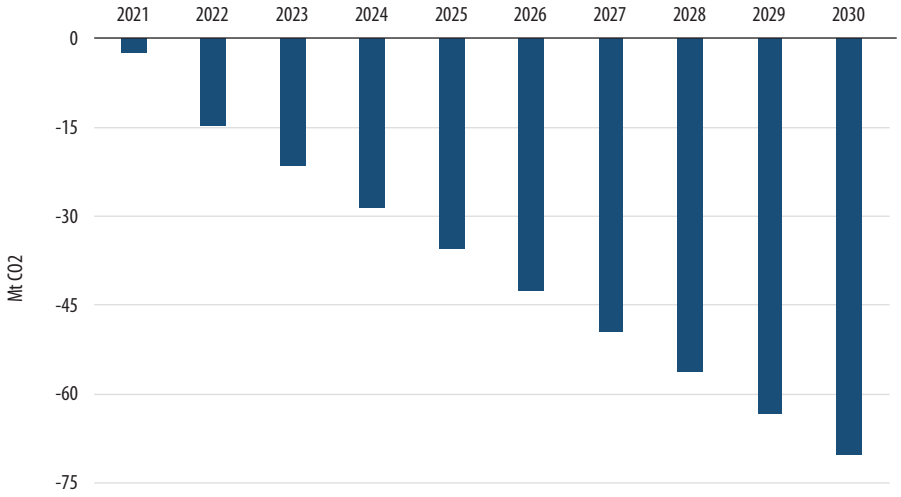


Figura 7.4
Emissioni evitate dello scenario Confindustria rispetto ad una evoluzione BASE

L'impatto economico sul sistema energetico delle emissioni di CO_2 evitate e della riduzione dei consumi in ottica fattura energetica può essere stimato intorno ai 66 miliardi di €, risparmio cumulato nel periodo 2020-2030.

7.4 Sintesi generale benefici e costi evitati degli investimenti diretti 2020-2030

A completamento delle analisi già effettuate in precedenza abbiamo sintetizzato nella Tabella 7.5 una prima valutazione complessiva costi benefici monetari. La tabella confronta i costi degli investimenti diretti complessivi (1.120,7 Mld/€) sia i benefici derivanti per la collettività sia in termini di maggiori entrate per lo Stato (stimati in 529,5 Mld/€) sia i benefici in termini di valore dell'energia risparmiata (stimabile in 30 Mld/€) sia i benefici derivanti dalla CO_2 evitata (stimabili in circa 36 Mld/€).

Tabella 7.5
Sintesi effetti complessivi sul sistema economico italiano (valori cumulati 2020-2030)

			TOTALE
COSTI DIRETTI COMPLESSIVI STIMATI		milioni di €	**1.120.707**
Effetti sul bilancio statale	**Entrate Tributarie**	**milioni di €**	**320.722**
	Imposte Indirette	milioni di €	163.139
	Imposte Dirette	milioni di €	168.717
	Accise e IvA (min. cons.)	milioni di €	-12.146
	Imposte c/capitale	milioni di €	1.012
	Contributi sociali	**milioni di €**	**154.750**
	Altre entrate correnti	**milioni di €**	**50.480**
	Altre entrate c/capitale	**milioni di €**	**3.556**
	TOTALE	**milioni di €**	**529.508**
Effetti quantitativi sul sistema energetico	**Energia risparmiata (Consumi di energia primaria)**	Mtep	**132**
	CO2 risparmiata	Mt	**380**
Impatto economico sul sistema energetico	**Energia risparmiata[1]**	**milioni di €**	**29.925**
	CO2 risparmiata[2]	**milioni di €**	**36.100**
	TOTALE	**milioni di €**	**66.025**
Benefici: Entrate e Costi Evitati		**milioni di €**	**595.533**
EFFETTO NETTO COSTI BENEFICI MACRO			**-527.174**

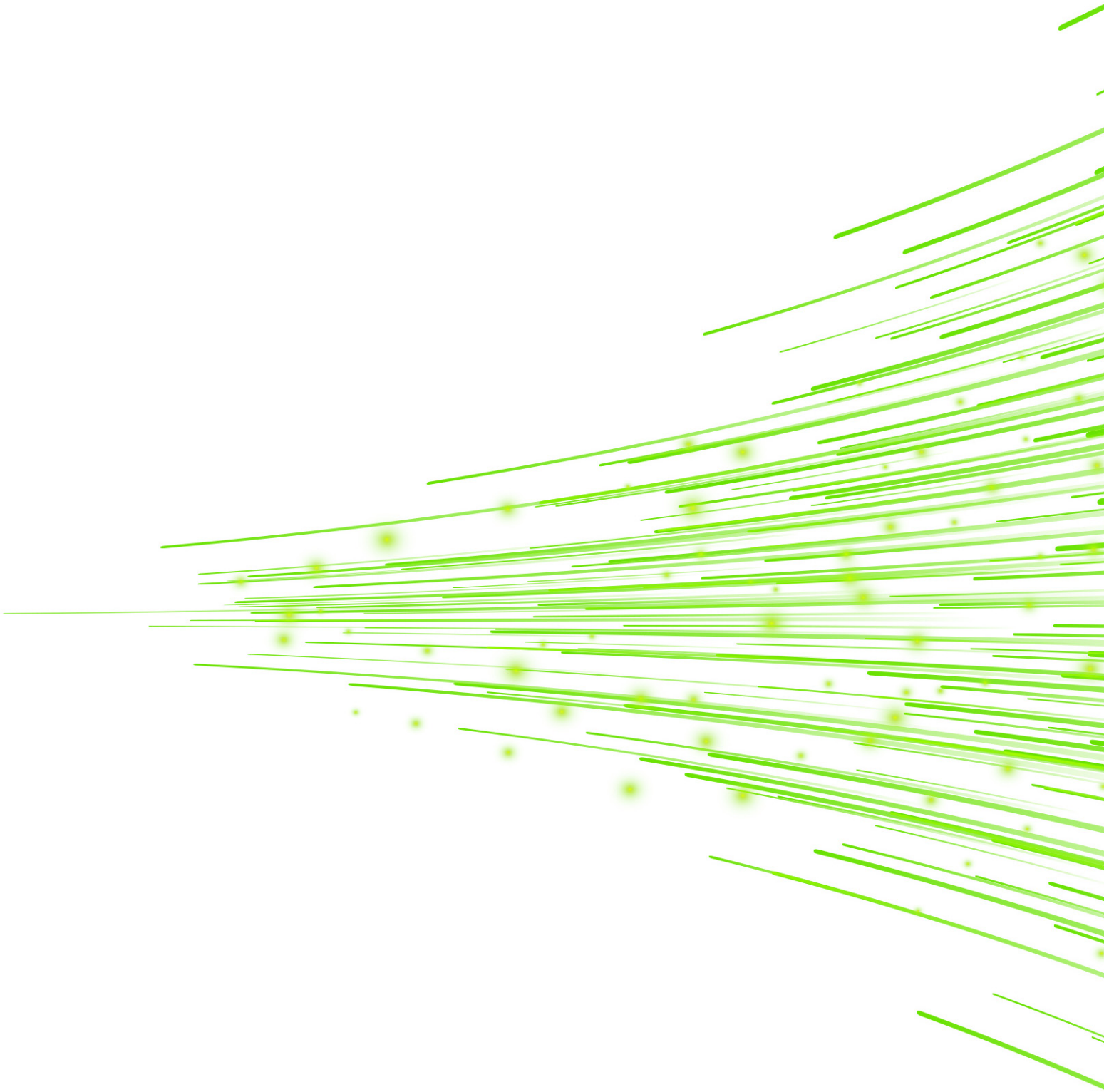
[1] Calcolata considerando i valori di rifermento tabella 7.4

[2] Calcolata considerando il valore medio indicato paragrafo 7.3.

Questa valutazione, per quanto sintetica, consente tuttavia di mettere in evidenza alcuni lo spazio di manovra in termini di risorse delle politiche economiche di intervento per sostenere gli obiettivi "Fit for 55".
Lo spazio di manovra sul piano fiscale è strettamente legato ad un ritorno potenziale per le casse dello stato di oltre 529 Mld/€. Questa grandezza può essere interpretata come una stima delle disponibilità finanziarie per adottare politiche di incentivazione della domanda di investimenti attraverso la fiscalità e/o le misure di intervento a compensazione dei costi indiretti – riqualificazione dei settori industriali, rafforzamento della scala dimensionale dei settori della green-economy e delle competenze professionali – per attenuare il costo sociale della trasformazione indotta dal pacchetto *FF55*.
Inoltre, è importante stimare anche i benefici in termini di costi evitati derivanti dal minor costo associato alla riduzione dei consumi energetici pari a 30 Mld/€ e il costo evitato relativo alla riduzione delle emissioni nel periodo pari a 36 Mld/€.
Il beneficio complessivo considerando sia le potenziali entrate per il bilancio dello stato i costi evitati in termini di energia risparmiata e CO_2 evitata ammontano complessivamente a circa 596 Mld/€[17]. Il costo complessivo netto degli investimenti per il sistema economico - sociale italiano risulta di 527 Mld/€.

[17] Considerando per l'Energia i valori riportati nella tabella 7.4 e per la CO_2 un valore medio pari a 95 €/ton.

8. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE



L'obiettivo di questo studio è di valutare percorsi alternativi di decarbonizzazione del sistema energetico italiano al 2030, rispetto allo scenario *FF55* principale descritto nel rapporto [2], raggiungendo il medesimo il *target* emissivo complessivo (-55% di emissioni di GHG al 2030 rispetto al 1990). In particolare, si è voluto analizzare un percorso di decarbonizzazione che possa meglio favorire lo sviluppo del tessuto industriale, tutelare la competitività internazionale delle imprese italiane, nonché contenere ulteriormente il costo sociale della transizione.

Nelle interazioni del gruppo di lavoro con le principali associate di Confindustria, sono state proposte per lo scenario diverse soluzioni legate ai piani di investimento e sviluppo delle associate: si ricorda il ricorso a idrogeno decarbonizzato in alcune raffinerie, i progetti per la cattura e utilizzo e stoccaggio di CO_2, la riconversione e *upgrade* di raffinerie per la produzione di bioGPL e di rDME (di-metil-etere rinnovabile), maggiore diffusione dei veicoli ad alimentazione elettrica, più attenzione alla riqualificazione energetica degli edifici, maggior ricorso al biometano nel settore industriale, e anche attenzione alla revisione dei costi di investimento delle tecnologie fotovoltaiche.

Osservando i risultati dello studio, nello scenario associato alle proposte di Confindustria l'introduzione del singolo vincolo sulle emissioni porta ad una configurazione al 2030 con obiettivi meno sfidanti in termini di efficienza energetica e a un maggiore sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili rispetto al percorso tracciato per lo scenario *FF55*. Per lo scenario Confindustria sono state inoltre aggiornate al rialzo le proiezioni di PIL e VA settoriali rispetto al *FF55* (coerentemente con previsioni e consuntivi disponibili a inizio 2022): questo aggiornamento mira a considerare una stima più accurata dell'impatto del PNRR sul sistema industriale italiano. Le nuove stime di crescita del PIL tengono maggiormente conto del forte rimbalzo di crescita economica atteso entro il 2025, dovuto alla ripresa delle attività produttive e ai fondi stanziati con il PNRR, e proiettano una crescita comunque più sostenuta fino al 2030, grazie alle riforme strutturali previste e all'effetto espansivo degli investimenti del Piano. Questi fattori, insieme alla minore necessità di efficienza energetica per decarbonizzare, portano a maggiori consumi finali (+ 3 Mtep) rispetto allo scenario *FF55*.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle FER, nello scenario Confindustria lo *share* sui consumi finali lordi supera il 37% con un contributo più rilevante delle FER nel settore termico e nei trasporti. Nel settore termico l'incremento è riconducibile a una maggiore diffusione delle pompe di calore e soprattutto all'utilizzo di biometano nel settore civile. Nel settore dei trasporti si ha invece un maggiore utilizzo di *green fuel* derivante dai piani e progetti industriali delle associate di Confindustria rispetto allo scenario *FF55*.

Per gli impatti sul settore elettrico lo studio tiene conto del percorso transitorio al 2026 (anno orizzonte del PNRR) per la definizione della configurazione del sistema al 2030. Il PNRR dà infatti un impulso allo sviluppo della produzione di H_2 verde già prima del 2030 in una situazione in cui le eccedenze di FRNP nel sistema elettrico non risultano ancora sufficientemente rilevanti. Per il 2026 la soluzione maggiormente perseguibile risulterebbe quella di produrre idrogeno verde con impianti rinnovabili dedicati (FRNP + Elettrolizzatore). Lo scenario sviluppato è in linea con gli obiettivi del PNRR e prevede quindi circa 1 GW di elettrolizzatori dedicati al 2026. Dopo il 2026 la produzione da FRNP dello scenario diventa rilevante rendendo interessante la soluzione di investire in elettrolizzatori su rete che utilizzano eccedenze da FRNP. A partire dalla configurazione del 2026 sono state quindi individuare diverse varianti in termini di mix di soluzioni di flessibilità (impianti *P2X* e accumuli elettrici); tutte le soluzioni individuate garantiscono la produzione di idrogeno verde e un livello accettabile di *overgeneration* residua.

Il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione del *pacchetto Fit for 55* richiede un rilevante impegno in termini di investimenti incrementali rispetto ad una evoluzione tendenziale (scenario BASE) del sistema energetico e produttivo nazionale: circa 155 mld/€ cumulati aggiuntivi per lo scenario *FF55*. Nello studio Confindustria, la combinazione delle soluzioni proposte porta, invece, nel periodo 2020 - 2030, ad un fabbisogno di circa 147 mld/€ di investimenti aggiuntivi rispetto allo scenario BASE.

Il fabbisogno di investimenti diretti al 2030 è stato successivamente valutato in termini di impatto macroeconomico. Con riferimento agli effetti sull'incremento del valore della produzione (al netto dei beni importati) per l'economia italiana, nei due scenari si avrebbe un aumento medio annuo al 2030 compreso tra il 4,3% (Scenario BASE 1.435,8 Mld cumulato al 2030) al 4,7% (Scenario Confindustria 1.645,3 Mld cumulato al 2030). Con riferimento al Valore Aggiunto, l'impatto sull'economia nazionale nel periodo considerato e compreso tra il 3,2% (Scenario BASE 595,3 Mld cumulato al 2030) ed il 3,7% (Scenario Confindustria 689,1 Mld cumulato al 2030). Infine, sul piano occupazionale, i due scenari evidenziano un potenziale positivo in termini di crescita occupazionale che in media annua dal 3,2% (Scenario BASE 9,6 Mln di ULA al 2030) al 3,7% (Scenario Confindustria 11,5 Mln di ULA al 2030). Le valutazioni effettuate in termini di impatto macroeconomico non considerano gli effetti netti derivanti dai costi diretti ed indiretti che potrebbero derivare dalla perdita di capacità produttiva e dagli effetti di sostituzione settoriale che potrebbero derivare per effetto della trasformazione di importanti comparti industriali.

Sul piano macroeconomico, sono stati inoltre stimati gli effetti complessivi sul bilancio statale nel periodo considerato (Scenario Confindustria). Queste valutazioni sono rilevanti non solo per comprendere gli effetti positivi sul debito pubblico ma consentono anche di comprendere il margine di manovra per adottare politiche fiscali per la promozione degli investimenti. L'impatto complessivo in termini di entrate sul bilancio statale ammonta ad oltre 529 Mld/€ nel periodo considerato suddivisi in oltre 332 Mld/€ di maggiori entrate tributarie, oltre 154 Mld/€ di contributi sociali e quasi 50,5 Mld/€ di altre entrate correnti e in conto capitale.

Per completare la valutazione degli impatti economici della transizione energetica al 2030, gli investimenti al 2030 sono stati valutati in termini di costo evitato sia sulle esternalità ambientali sia in termini di costi evitati di consumo energetico. Nel periodo considerato i costi evitati in termini di CO_2 ammontano complessivamente a 36 Mld/€ (pari a 380 Mln di tonnellate) mentre il costo evitato in termini di energia risparmiata ammonta a quasi 30 Mld (pari 132 Mln di tep).

L'effetto netto positivo in termini di entrate per lo Stato e in termini di costi evitati è di oltre 595 Mld/€. L'effetto netto potenziale determina un costo degli investimenti diretti complessivi pari a 527 Mld/€.

L'obiettivo di questa analisi è quella di fornire una prima valutazione associata alla proposta comunitaria denominata "Fit for 55" sia in termini di prime valutazioni di scenario energetico per l'Italia al 2030 sia in termini di valutazioni di impatto economico. Gli indirizzi più recenti, anche grazie a *REPowerEU*, potrebbero determinare un ulteriore aumento degli obiettivi di decarbonizzazione e di conseguenza modificare ulteriormente lo scenario di riferimento ed i relativi costi e benefici associati.

9. BIBLIOGRAFIA

[1] Commissione Europea, «COM/2021/550 final - 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality,» Bruxelles, 2021.
[2] Maria Gaeta, Corine Nsangwe Businge, Federica Odifreddi, Laura Tagliabue, Fabio Lanati, Alberto Gelmini, «Studi a supporto della Governance del sistema energetico nazionale,» RSE, Rapporto RDS n° 21009850, 2021.
[3] F. Bazzocchi, M. Borgarello, R. Bernante, S. Maggiore, S. Moscarelli, A. Realini, C. Zagano, «Transizione energetica nel sistema produttivo italiano: impatto e governance,» RSE, Rapporto RdS n° 21008958, 2021.
[4] Commissione Europea, «"Communication from the commission to the european parliament, the european council, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions "The European *Green Deal*" - COM/2019/640 final».
[5] Commissione Europea, «COM/2021/550 final - 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality,» 2021.
[6] Commissione Europea, «SWD(2020) 176 final - IMPACT ASSESSMENT,» https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:749e04bb-f8c5-11ea-991b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF, Bruxelles, Settembre 2020.
[7] Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea, «Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC,» Ottobre 2012. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&from=EN. [Consultato il giorno 15 Marzo 2022].
[8] Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea, «Directive (EU) 2018/2002 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency,» Dicembre 2018. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2002&from=EN. [Consultato il giorno 16 Marzo 2022].
[9] European Commission, «COM(2021) 558 final - Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on energy efficiency (recast),» Luglio 2021. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a214c850-e574-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF. [Consultato il giorno 10 Marzo 2022].
[10] European Commission, DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY AND TRANSPORT, European Energy and Transport: trends to 2030 update 2007, Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2008, 2008.
[11] Commissione Europea, «COM(2021) 558 fina - Allegati della proposta di direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio sull'efficienza energetica,» Luglio 2021. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a214c850-e574-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0020.02/DOC_2&format=PDF. [Consultato il giorno 10 Marzo 2022].
[12] MISE, MATTM, MIT, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima,» Dicembre 2019. [Online]. Available:

https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf. [Consultato il giorno 12 Marzo 2022].
[13] C. Europea, COM(2021) 557 - Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999, and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, 2021.
[14] C. Europea, DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione), Bruxelles, 11 dicembre 2018.
[15] DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 199, *Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.,* GU n.285 del 30-11-2021 - Suppl. Ordinario n. 42.
[16] European Commission, «COM(2021) 555 final 2021/0200 (COD)- Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulation (EU) 2018/842 on binding annual greenhouse gas emission,» 2021. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/proposal-amendment-effort-sharing-regulation-with-annexes_en.pdf. [Consultato il giorno December 2021].
[17] European Commission, «COM(2021) 551 final - Proposal for a Directive of the EU Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC establishing a system for GHG allowance trading within the Union, Decision (EU) 2015/1814 concerning the market stability reserve,» Brussels, 14.7.2021.
[18] European Commission, «COM(2021) 564 final - Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a carbon border adjustment mechanism,» Brussels, 14.7.2021.
[19] Commissione Europea, «COM(2021) 556 final - Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulation (EU) 2019/631 as regards strengthening the CO2 emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles,» https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:870b365e-eecc-11eb-a71c-01aa75ed71a1.0001.01/DOC_1&format=PDF, Bruxelles, 2021.
[20] Commissione Europea, «REGOLAMENTO (UE) 2019/631 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO2 delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi e che abroga i regolamenti (CE) n. 443/2009 e (UE) n. 51,» Bruxelles, 17 aprile 2019.
[21] European Commission, «COM/2021/559 Final - Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council,» 2021.
[22] European Commission, «DAFI (Directive alternative fuel initiative) 2014/94/UE,» 2014.
[23] Commissione Europea, «COM(2021) 561 final - Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on ensuring a level playing field for sustainable air transport,» https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:00c59688-e577-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF, Bruxelles, 2021.
[24] Commissione Europea, «COM(2021) 562 final - Proposal for a REGU-

LATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC,» https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/fueleu_maritime_-_green_european_maritime_space.pdf, Bruxelles, 14 luglio 2021.
[25] F. Lanati, A. Gelmini, M. Gaeta, A. Gatti e L. Mazzocchi, «Studi a supporto della Governance del sistema elettrico ed energetico nazionale,» RSE, Rapporto RDS n° 18007604, 2018.
[26] E3M - European Commission, «Reference Scenario 2020,» 2021.
[27] Ministero dello Sviluppo Economico, «Strategia Nazionale Idrogeno, Linee Guida Preliminari,» https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf, 2020.
[28] Presidenza del Consiglio, «Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR),» https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf, 2021.
[29] F. Lanati, M. Gaeta, «Studi a supporto della Governance del sistema elettrico ed energetico nazionale,» RSE, Rapporto RDS n° 20000116, 2019.
[30] Commissione Europea, «SWD(2020) 176 final - IMPACT ASSESSMENT accompanyIng document of COM(2020) 562 final - Stepping up Europe's 2030 climate ambition,» https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:749e04bb-f8c5-11ea-991b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF, Bruxelles, 17.09.2020.
[31] E. Commission, «COM(2021) 558 final - Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on energy efficiency (recast),», Bruxelles, Luglio 2021.
[32] E. Garofalo, E. Lembo e D. Airoldi, «Valutazioni sulla disponibilità di aree e indicatori di consumo di suolo per il parco di generazione fotovoltaica ed eolica ipotizzabile in scenari di policy al 2030,» RSE, Rapporto RDS n° 18008433, 2018.
[33] TERNA, «Piano di sviluppo 2021: Evoluzione Rinnovabile,» https://download.terna.it/terna/Evoluzione_Rinnovabile_8d940b10dc3be39.pdf, 2021.
[34] ACI, «Annuario statistico 2020,» 2020.
[35] M. Gaeta, F. Lanati, A. Gelmini , F. Odifreddi e L. Tagliabue, «Studi a supporto della profonda decarbonizzazione del sistema energetico nazionale,» RSE, Rapporto RDS n°20009857, 2020.
[36] M. V. Cazzol, A. Iaria, S. Rossi, D. Siface e A. Taverna, «Sviluppo Strumenti SW per la simulazione dei mercati elettrici,» RSE, Rapporto RDS n° 16001444, 2016.
[37] D. Siface e et all., «Manuale d'uso del simulatore sMTSIM,» RSE, Rapporto RDS n° 20000152, 2019.
[38] F. Lanati, A. Gelmini, D. Moneta, G. Viganò, A. Iaria e M. R. Rapizza, «Studi a supporto della Governance dei sistemi elettrici,» RSE, Rapporto RDS n° 18001055, 2018.
[39] F. Lanati, A. Gelmini, M. Gargiulo e R. De Miglio, «Il modello energetico multiregionale MONET,» RSE, Rapporto RDS n°12001033, 2012.
[40] W. Leontief, «Input-Output economics,» Oxford University, New York, 1986.
[41] A. Galasso, G. Infantino, «Analisi input-output presupposti teorici e possibili applicazioni,» Note Tematiche N°7, Ministero dell'Economia e delle Finanze, Novembre 2008.

Finito di stampare nel mese di marzo 2023
Dati aggiornati a luglio 2022
Impaginazione grafica e stampa: D.effe comunicazione - Roma

CONFINDUSTRIA