

Le implicazioni della transizione energetica sulle infrastrutture*

di Alberto Pototschnig e Guido Cervigni

In questo capitolo vengono presentati i risultati di un'analisi esplorativa mirata a definire quali possano essere le modalità di decarbonizzazione dei consumi energetici dei principali macro-settori dell'economia italiana, con particolare riguardo alle potenzialità di elettrificazione di tali consumi e all'individuazione invece di quelle attività e processi per cui continuerà ad essere necessario l'utilizzo di vettori energetici molecolari. Tali risultati indicano come sia plausibile che circa il 60% dell'attuale domanda di gas naturale come vettore energetico possa essere elettrificata.

È stata inoltre effettuata un'analisi della coerenza dei diversi obiettivi delle politiche europee sull'energia e sul clima. La necessaria dimensione europea di questa analisi è dovuta alla partecipazione dell'Italia al mercato interno dell'energia, oltre al fatto che in molti casi tali obiettivi sono fissati a livello continentale. In questo ambito, si è proposta una metodologia per verificare se le potenzialità di elettrificazione dei consumi di energia nei diversi settori economici e gli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili nel consumo finale di energia siano compatibili con quelle che sono le potenzialità di sviluppo delle diverse fonti rinnovabili in Europa. L'applicazione della metodologia proposta ai dati europei, che, data la natura di questa analisi, sono stati adottati a livello di prima approssimazione, mostra che non sia scontato, sulla base delle tecnologie e conoscenze attuali,

**Capitolo II del volume di Astrid "L'energia della transizione" a cura di P. Ranci, C. De Vincenti, A. Macchiati - Il Mulino, 2023. È stato predisposto da DFC-Economics, su incarico di Astrid, e poi discusso collegialmente con il gruppo di ricerca di Astrid e i suoi partner industriali. DFC-Economics è un'azienda di consulenza regolatoria, economica e finanziaria. Il presente capitolo si è avvalso del contributo del prof. Ronnie Belmans (KU Leuven ed EnergyVille), al quale gli autori sono estremamente grati.*

che l'Europa possa perseguire una strategia di elettrificazione spinta della domanda di energia, raggiungere l'obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili nella domanda finale di energia e, al contempo, produrre idrogeno rinnovabile, in elettrolizzatori alimentati da energia elettrica rinnovabile, in quantità maggiore di quella necessaria per rimpiazzare l'attuale consumo di idrogeno da fonte fossile.

Il capitolo si chiude con alcune osservazioni e raccomandazioni in merito all'attuazione delle politiche sull'energia ed il clima.

1. Introduzione

Negli ultimi anni, l'Unione europea si è impegnata a raggiungere obiettivi climatici al 2030 progressivamente più ambiziosi. In particolare:

- il pacchetto *Energia pulita per tutti gli europei*, proposto dalla Commissione europea nel 2016 e adottato tra il 2018 e il 2019, stabilisce, tra l'altro, i seguenti obiettivi da raggiungere entro il 2030: *i*) riduzione delle emissioni di gas serra del 40% rispetto ai livelli del 1990; *ii*) penetrazione del 32% di fonti rinnovabili nel consumo finale di energia; e *iii*) aumento del 32,5% nel livello obiettivo di efficienza energetica;

- nell'ambito del *Green Deal* europeo, presentato nel dicembre 2019, la Commissione europea ha proposto di innalzare l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 (al netto degli assorbimenti) ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. Questo ambizioso obiettivo è stato inserito, insieme a quello di neutralità climatica per il 2050, nella legge sul clima dell'Unione europea del 2021¹;

- per sostenere il raggiungimento di tale obiettivo mediante una progressione a tappe (*Delivering on the European*

¹ Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»).

Green Deal), nel luglio 2021 la Commissione europea ha proposto il pacchetto *Fit for 55* che prevede un aumento del livello di penetrazione delle rinnovabili al 2030 al 40% e un'ulteriore riduzione dei consumi energetici del 9% entro il 2030 rispetto alle proiezioni di riferimento aggiornate al 2020 (corrispondente ai livelli obiettivo di efficienza energetica negli utilizzi del 39% e del 36%, rispettivamente per i consumi di energia primaria e finale);

- nel maggio 2022, come parte della risposta dell'Unione europea all'invasione dell'Ucraina da parte della Federazione Russa, la Commissione europea ha lanciato il piano *REPowerEU*, che include una proposta per innalzare il livello obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili per il 2030 al 45%, nonché un incremento dei livelli obiettivo di riduzione nei consumi energetici dal 9% al 13%. L'accordo dei co-legislatori europei ha poi fissato l'obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili al 2030 al 42,5%.

Con il documento *Energia per un'economia climaticamente neutra: strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico*², già nel luglio 2020 la Commissione europea aveva proposto un piano d'azione per accelerare la transizione energetica. Questo piano si basa su sei pilastri:

1. un sistema energetico più circolare, imperniato sull'efficienza energetica (principio *energy-efficiency-first*);

2. l'accelerazione nel processo di elettrificazione della domanda di energia, supportato dallo sviluppo di un sistema di generazione elettrica basato principalmente su tecnologie rinnovabili;

3. la promozione dell'uso di carburanti rinnovabili e a basso contenuto di carbonio, compreso l'idrogeno, per i settori difficili da elettrificare (c.d. *hard-to-abate*);

4. lo sviluppo di mercati energetici adatti alla decarbonizzazione e alle risorse distribuite;

5. la promozione dell'integrazione delle infrastrutture energetiche;

6. la promozione della digitalizzazione e dell'innovazione nei sistemi energetici.

² Comunicazione COM(2020) 299 final.

Il quinto pilastro si concentra specificamente sulle infrastrutture, sottolineando la necessità di un approccio integrato, nel senso che la pianificazione e il funzionamento delle infrastrutture per i diversi vettori energetici dovrebbero essere strettamente coordinati³.

I primi tre pilastri definiscono una gerarchia di misure per promuovere la decarbonizzazione: *i*) l'efficienza energetica; *ii*) l'elettrificazione; e *iii*) l'uso di gas decarbonizzati per i settori (e i processi) *hard-to-abate*. Questa gerarchia ha un impatto sulla domanda per i diversi vettori energetici e quindi sulle corrispondenti esigenze infrastrutturali. In particolare:

- riduzioni della domanda causate dall'efficientamento energetico non impatteranno necessariamente nella stessa misura i diversi vettori;
- il processo di elettrificazione dei consumi aumenterà, *ceteris paribus*, la domanda di elettricità, riducendo al contempo la domanda di altri vettori (soprattutto di gas naturale);
- il passaggio a combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nei settori *hard-to-abate* aumenterà la domanda di questi combustibili – soprattutto idrogeno e biogas – a scapito dei combustibili fossili.

L'effetto netto di queste tendenze sulla domanda dei diversi vettori energetici consisterà in:

- una molto probabile crescita dei consumi elettrici;
- una riduzione dei consumi di gas naturale⁴;
- una crescita dei consumi di gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio, compreso l'idrogeno.

³ Vale la pena notare che, nonostante la strategia per l'integrazione dei sistemi energetici del 2020 chieda «un'infrastruttura energetica più integrata», la proposta della Commissione del 2021 per la revisione del regolamento sul gas del 2009 (COM(2021) 804 final) prevede ancora tre distinti piani decennali di sviluppo della rete a livello di Unione europea per l'elettricità, il gas e l'idrogeno, sebbene basati su scenari comuni.

⁴ Almeno nel lungo periodo. Nel breve-medio termine, il gas naturale potrebbe sostituire il carbone nei processi *hard-to-abate* come passo verso la completa decarbonizzazione, mentre si sviluppa la disponibilità di vettori decarbonizzati.

Tuttavia, le infrastrutture disponibili, nonché le modalità e la velocità con cui esse possono essere ampliate o riutilizzate, influenzeranno il modo in cui questa gerarchia di misure potrà realizzarsi.

Infine, esistono ulteriori vincoli al prodursi degli effetti sopra evidenziati per i diversi vettori energetici, quali:

- vincoli tecnologici, ad esempio relativi a:
 - la portata dei miglioramenti dell’efficienza energetica e il modo in cui questi possono essere perseguiti⁵;
 - i progressi tecnologici che consentono l’elettrificazione di processi attualmente considerati *hard-to-abate*;
- vincoli nella disponibilità di energia primaria rinnovabile:
 - per la produzione di energia elettrica;
 - sotto forma di combustibili rinnovabili;
- vincoli logistici, ad esempio:
 - per l’installazione di pompe di calore elettriche per il riscaldamento e il raffreddamento nel parco edilizio esistente, poiché le pompe di calore potrebbero richiedere più spazio di quello attualmente necessario per le caldaie a combustibile fossile.

Il presente capitolo esplora le implicazioni e le interdipendenze infrastrutturali degli scenari per la transizione energetica. Data la natura esplorativa di questo lavoro, non intendiamo sviluppare scenari quantitativi per la decarbonizzazione della domanda di energia e dedurre le implicazioni infrastrutturali; ci limitiamo a presentare considerazioni metodologiche e porre questioni rilevanti per la loro definizione.

Nel paragrafo 2 esploriamo le opzioni di decarbonizzazione del consumo di energia nei diversi macrosettori dell’economia, le loro implicazioni per la domanda dei diversi vettori energetici e le corrispondenti esigenze infrastrutturali.

⁵ Nonostante la Commissione europea avesse dichiarato nel 2005 (COM(2005) 265 final), che «secondo numerosi studi l’UE potrebbe risparmiare almeno il 20% del suo attuale consumo di energia in modo efficace sotto il profilo dei costi», l’obiettivo del 20% di efficienza energetica per il 2020 è stato raggiunto solo nell’ultimo anno e grazie al rallentamento economico causato dalla pandemia di Covid-19.

Nel paragrafo 3 consideriamo i vincoli legati alla disponibilità di energia rinnovabile che influenzano il percorso di decarbonizzazione in Europa, nonché i corrispondenti *trade-off* e la relativa domanda per i servizi di trasporto dei diversi vettori energetici. Nel paragrafo 4 discutiamo l'impatto del processo di decarbonizzazione sulle reti energetiche.

2. *Le prospettive di decarbonizzazione nei diversi settori*

In questo paragrafo consideriamo le prospettive di decarbonizzazione nei diversi macrosettori di utenza. La nostra analisi è concentrata sull'Italia, ma con uno sguardo all'Europa laddove necessario. Come già indicato, data la natura esplorativa della nostra analisi, il nostro obiettivo è quello di proporre un metodo, piuttosto che dare risposte precise circa le future esigenze infrastrutturali.

Come sfondo alla nostra valutazione, consideriamo l'attuale composizione della domanda di energia in Italia e il modo in cui viene soddisfatta.

Le figure 2.1, 2.2 e 2.3 presentano, rispettivamente, l'energia immessa nel sistema italiano, il modo in cui l'energia viene trasformata per essere disponibile al consumo e la struttura dei consumi per settore e fonte. Ci riferiamo ai dati del 2019, per evitare che le nostre valutazioni siano distorte dall'impatto della pandemia sulle attività economiche.

La figura 2.1 mostra che l'Italia importa tre quarti del suo fabbisogno energetico, quasi equamente ripartito tra petrolio e gas naturale. All'altra estremità delle infrastrutture, la figura 2.3 mostra che l'industria è responsabile per circa il 22% del consumo energetico, i trasporti per oltre il 30%, mentre gli altri servizi energetici, soprattutto il riscaldamento e il raffreddamento nei settori residenziale e commerciale, rappresentano la quota rimanente della domanda, circa il 47%.

Esaminiamo ora ciascuno di questi macrosettori per valutare il modo in cui potrebbero essere decarbonizzati, al fine di derivarne le implicazioni sul fabbisogno infrastrutturale.

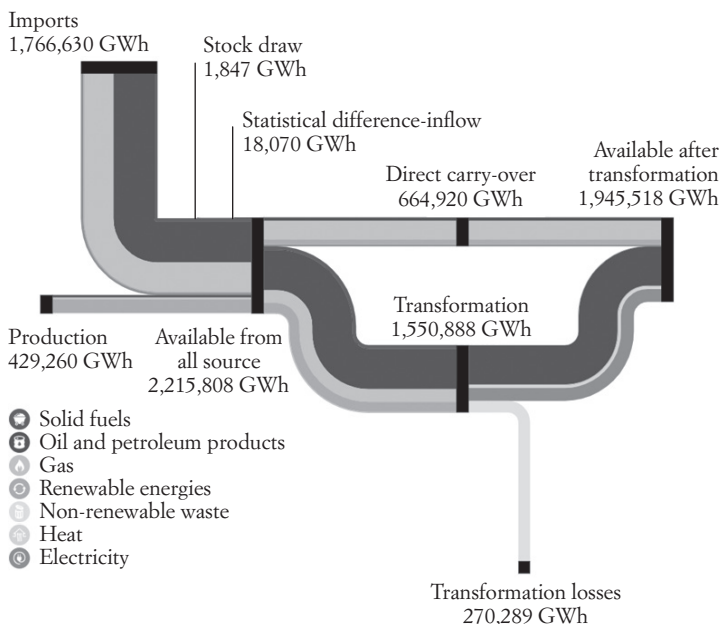


FIG. 2.1. Energia immessa nel sistema italiano nel 2019.

Fonte: Eurostat.

2.1. Industria

L'industria è il macrosettore più complesso in termini di consumo energetico, poiché comprende processi molto diversi, che utilizzano vettori energetici diversi per una molteplicità di scopi.

Le figure 2.4 e 2.5 presentano la struttura del consumo energetico nel macrosettore industriale, sia in termini di settori che di vettori energetici. Il consumo totale di energia nell'industria ammonta a 294 TWh. Tale valore non include 74 TWh di petrolio e 8 TWh di gas naturale utilizzati come materie prime (o *feed-stock*) in usi non energetici, come ad esempio per la produzione di materie plastiche.

L'elettricità rappresenta oltre il 40% della domanda energetica dell'industria, mentre il gas copre circa il 35%.

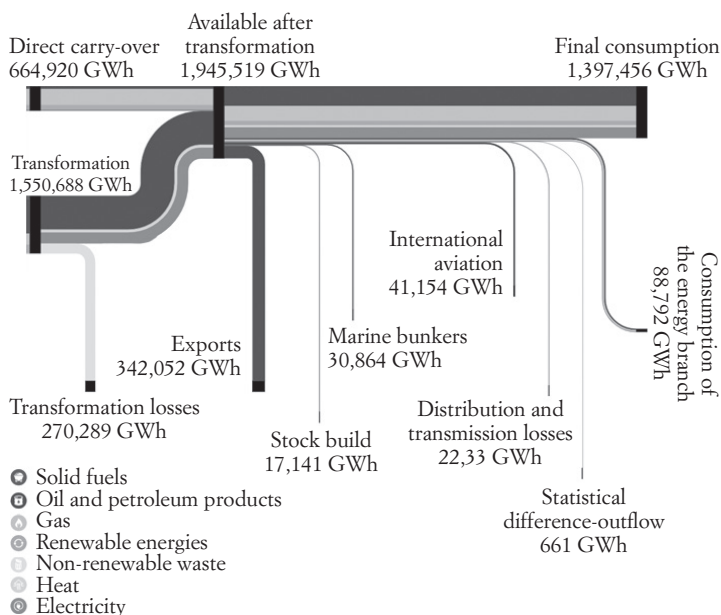


FIG. 2.2. Trasformazione dell'energia nel sistema italiano nel 2019.

Fonte: Eurostat.

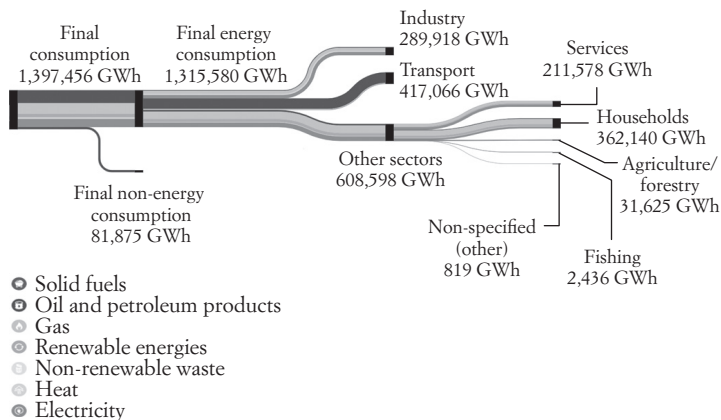


FIG. 2.3. Consumo di energia per settore nel sistema italiano nel 2019.

Fonte: Eurostat.

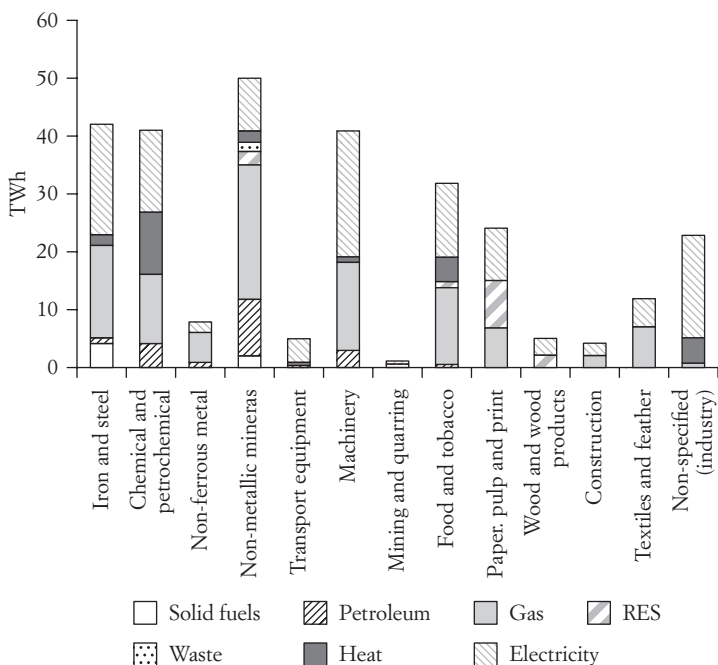


FIG. 2.4. Struttura dei consumi energetici per settori industriali in Italia nel 2019.

Fonte: Eurostat.

La questione più rilevante da affrontare per determinare le implicazioni della decarbonizzazione della domanda di energia dell'industria è la misura in cui l'attuale domanda di gas e, anche se con rilevanza minore, di prodotti petroliferi potrebbe essere elettrificata e in quali aree, invece, dovrebbero giocare un ruolo le molecole decarbonizzate, compreso l'idrogeno rinnovabile.

In questo contesto, infatti, l'elettificazione, dove possibile, appare preferibile all'uso di idrogeno rinnovabile, almeno nella misura in cui quest'ultimo è prodotto in elettrolizzatori che utilizzano elettricità rinnovabile. Questo poiché l'elettificazione diretta evita la conversione aggiun-

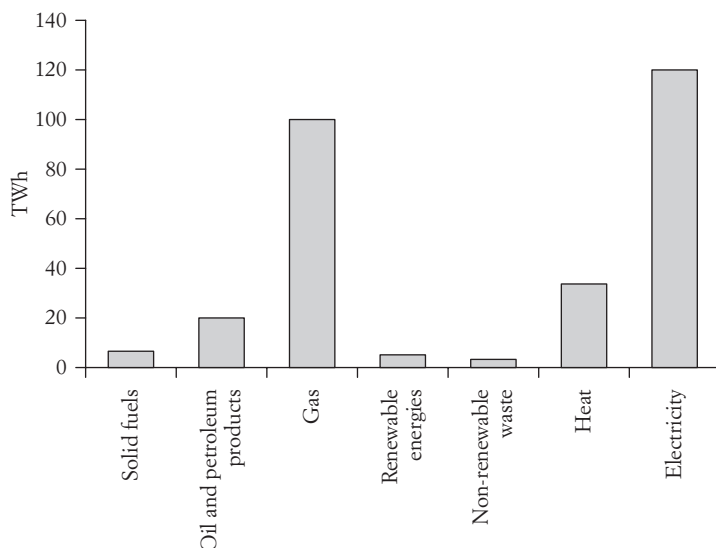


FIG. 2.5. Struttura dei consumi energetici dell'industria per vettore in Italia nel 2019.

Fonte: Eurostat.

tiva dell'elettricità rinnovabile in idrogeno, con le relative perdite di trasformazione.

La sfida e l'opportunità più importanti per la riduzione delle emissioni di gas serra nel macrosettore dell'industria sono costituite dalla diminuzione nell'uso di gas naturale, attualmente pari a circa 100 TWh, che porterebbe anche a una riduzione delle importazioni (e quindi della dipendenza da fornitori esteri) e delle emissioni di metano nell'atmosfera.

Si ritiene che l'elettricità possa sostituire il gas nella produzione di calore a bassa temperatura, cioè inferiore a 250 °C, nei processi industriali. Questo è tipicamente il calore richiesto nella maggior parte dei settori industriali inclusi nelle figure 2.4 e 2.5, con le notevoli eccezioni della produzione di ferro e acciaio, dei prodotti chimici e petrolchimici, dei metalli non ferrosi (ad esempio l'alluminio) e

dei minerali non metallici (ad esempio cemento, ceramica e vetro).

Nel settore siderurgico, il gas viene utilizzato negli altiforni, ma anche per il preriscaldamento dell'acciaio prima del trattamento. Secondo una stima prudenziale, circa un terzo del gas naturale in questo settore potrebbe essere sostituito dall'elettricità.

Nel settore chimico e petrolchimico, circa la metà del gas naturale viene utilizzata per produrre calore a bassa temperatura, che potrebbe essere prodotto da pompe di calore elettriche.

Nel settore dei metalli non ferrosi, la maggior parte del gas viene utilizzata per il preriscaldamento dell'alluminio e del rame prima dei trattamenti di estrusione o laminazione.

Nel settore dei minerali non metalliferi, la maggior parte del gas viene utilizzata in processi ad alta temperatura, allo stato attuale difficili da elettrificare.

La tabella 2.1 presenta stime di ordine di grandezza delle quote di consumo di gas nei settori industriali sopra citati che sono associate alla produzione di calore a bassa temperatura e che potrebbero quindi essere elettrificate. Si noti che nel caso del cemento e di altri minerali non metallici tale quota è probabilmente trascurabile.

Notiamo che l'elettrificazione della produzione di calore a bassa temperatura attraverso l'uso di pompe di calore consente inoltre di aumentare notevolmente l'efficienza energetica del processo⁶.

Queste stime di ordine di grandezza si basano sull'attuale stato tecnologico ed è possibile che in futuro, con lo sviluppo di nuove tecnologie, l'elettrificazione possa raggiungere quote più elevate anche in questi settori.

Come risultato dell'elettrificazione del settore industriale è possibile quindi stimare una sostituzione della domanda di gas con il vettore elettrico dell'ordine di 60 TWh. Rimarrebbero così circa 40 TWh di domanda di gas nel settore

⁶ Le pompe di calore hanno tipicamente un coefficiente di prestazione (CoP) pari o superiore a 3, il che significa che 3 MWh di gas naturale possono essere sostituiti da solo 1 MWh di elettricità.

TAB. 2.1. *Quota di consumi di gas naturale che potrebbero essere elettrificati in selezionati settori industriali*

Settore industriale	Quota di consumo di gas che potrebbe essere elettrificata
Ferro e acciaio	1/3
Prodotti chimici e petrolchimici	1/2
Metalli non ferrosi	3/4

del cemento e altri minerali non metalliferi (circa 23 TWh), del ferro e dell'acciaio (circa 10 TWh), dei prodotti chimici e petrolchimici (circa 5 TWh) e dell'alluminio e altri metalli non ferrosi (circa 1 TWh). Questi settori sono caratterizzati da impianti di grandi dimensioni e quindi il fabbisogno di infrastrutture di trasporto per rifornirli di idrogeno e altri gas decarbonizzati può essere facilmente individuato.

Rispetto agli altri vettori di energia:

- i combustibili solidi (ad esempio il carbone) sono utilizzati per la produzione di ferro e acciaio (all'interno di altiforni) e di minerali non metalliferi (produzione di cemento); la sostituzione con l'elettricità non è semplice, poiché il combustibile solido e il carbonio sono essenziali in queste applicazioni;

- i prodotti petroliferi sono consumati nei settori chimico e petrolchimico, dei metalli non ferrosi e dei minerali non metalliferi. Non è chiaro in che misura tale consumo sia destinato alla produzione di calore; assumiamo pertanto in questo capitolo che questo non possa essere elettrificato.

La decarbonizzazione del consumo industriale attraverso la sostituzione di gas con elettricità aumenterà quindi la domanda di quest'ultima di 20 TWh⁷, da circa 120 TWh a circa 140 TWh. Questo consumo aggiuntivo di elettricità dovrà essere tenuto in conto nella determinazione degli obiettivi di decarbonizzazione del settore elettrico.

⁷ Assumendo un CoP pari a 3.

2.2. *Trasporti*

Attualmente la domanda di energia del settore dei trasporti è determinata soprattutto dal trasporto su strada, che rappresenta oltre il 93% della domanda totale di energia del settore, come mostrato nella figura 2.6⁸.

La decarbonizzazione del trasporto stradale può essere ottenuta attraverso l'elettificazione diretta o attraverso l'uso di combustibili decarbonizzati (ad esempio, biogas). Ai fini del presente lavoro, assumiamo una strategia di decarbonizzazione basata sull'elettificazione del trasporto stradale, sulla base principalmente di due considerazioni: *i*) l'incertezza circa la disponibilità di volumi di combustibili decarbonizzati sufficiente a coprire l'intera domanda di energia del settore; e *ii*) la minore efficienza energetica qualora tali combustibili dovessero essere prodotti attraverso l'uso di energia elettrica rinnovabile (come nel caso dell'idrogeno rinnovabile). A tal proposito, la figura 2.7 mostra come le autovetture elettriche siano caratterizzate da un'efficienza nettamente superiore ai veicoli con motore endotermico. In particolare, questa figura mette a confronto l'efficienza energetica complessiva – ovvero sia relativa alla produzione del vettore energetico, sia al motore – per diversi tipi di veicoli. I dati presentati nella figura si riferiscono alle previsioni rispetto a due orizzonti temporali: il 2030 e il 2050. Ad esempio, si prevede che, nel 2050, un veicolo elettrico possa raggiungere un'efficienza complessiva, rispetto all'energia primaria, pari a circa l'81%. Tale livello di efficienza è la risultante di un livello di efficienza del 94% della generazione⁹ e trasporto dell'energia elettrica, del 95% degli apparati di ricarica, del 95% delle batterie, del 95% della trasformazione da corrente continua a corrente alternata e del

⁸ L'aviazione internazionale e il trasporto marittimo non sono inclusi in queste statistiche.

⁹ L'efficienza della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, quali quella eolica e solare, è convenzionalmente considerata pari a 100%, per cui nella valutazione presentata nella figura 2.7 incide esclusivamente l'efficienza nel trasporto dell'energia elettrica, ossia le perdite di rete.

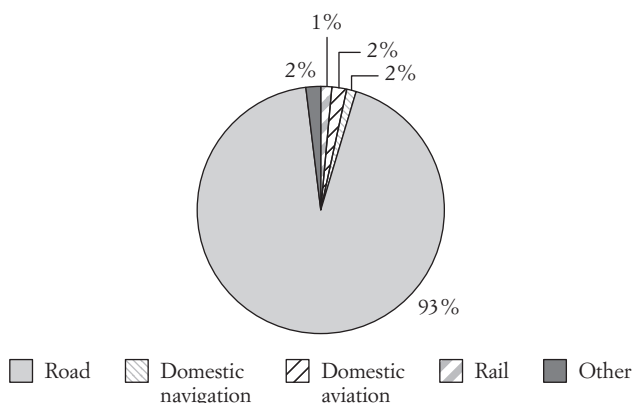


FIG. 2.6. Struttura della domanda di energia del settore dei trasporti in Italia nel 2019.

Fonte: Eurostat.

95% del motore elettrico. Nel caso dei veicoli a idrogeno, la minore efficienza rispetto a quelli elettrici è dovuta alle due ulteriori trasformazioni: per la produzione di idrogeno negli elettrolizzatori (efficienza pari al 76%) e per la conversione dell'idrogeno in energia elettrica nei veicoli (efficienza pari al 54%). I veicoli a combustione interna (diesel o benzina) sono caratterizzati da livelli di efficienza ancora minori, dovuti alla bassa efficienza dei motori endotermici.

Si noti che una maggiore efficienza energetica non si traduce automaticamente in minori costi per gli utenti finali, poiché tali costi dipendono, tra l'altro, dai prezzi relativi dell'elettricità e dei combustibili. Inoltre, i veicoli elettrici potrebbero anche avere costi di manutenzione inferiori, in quanto hanno meno parti mobili che richiedono liquidi lubrificanti o filtri da sostituire.

L'elettrificazione del trasporto stradale rappresenta dunque uno dei maggiori *driver* di decarbonizzazione affinché i target europei di neutralità climatica al 2050 possano essere raggiunti. A tal fine la Commissione europea ha recentemente presentato la *Sustainable and Smart Mobility Strategy* che prevede di ridurre del 90% le emissioni derivanti dal

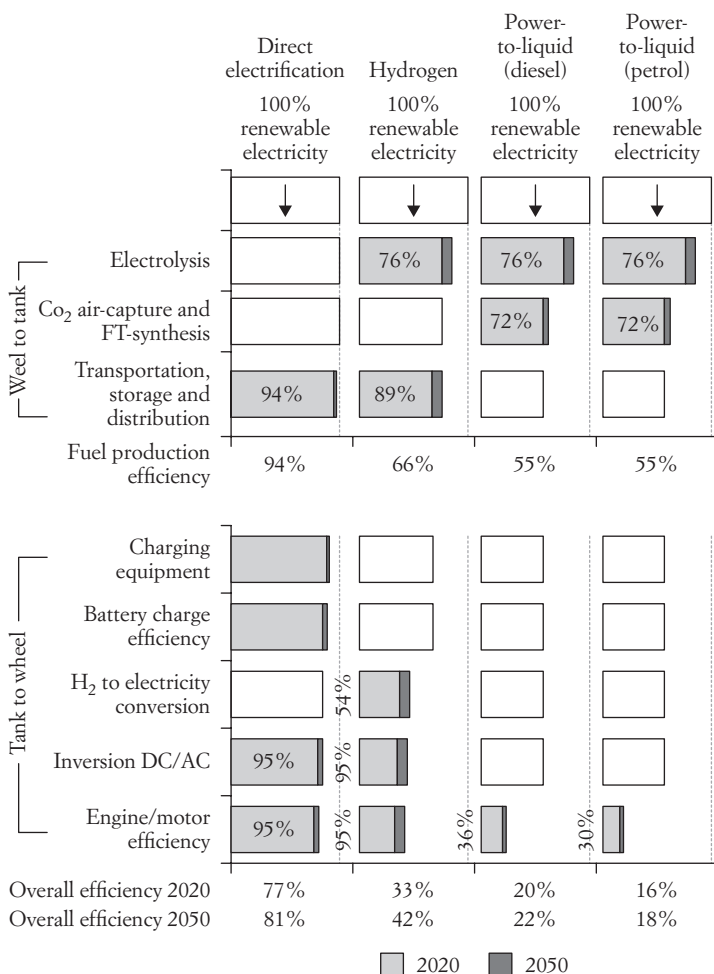


FIG. 2.7. Confronto dell'efficienza energetica complessiva dei veicoli elettrici e con motore endotermico.

settore del trasporto entro il 2050, e fissa l'obiettivo di 30 milioni di auto elettriche circolanti entro il 2030.

La domanda rilevante per determinare le implicazioni della decarbonizzazione nel settore dei trasporti è allora

la misura in cui l'attuale consumo di energia nel trasporto stradale, basato prevalentemente sui prodotti petroliferi, potrà essere elettrificato.

A tal proposito, occorre notare che esiste ancora un divario rilevante nelle prestazioni dei veicoli elettrici rispetto a quelli con motore endotermico, in termini di autonomia e tempi di ricarica. A questo riguardo, relativamente alle autovetture, è possibile prefigurare che nell'orizzonte dei prossimi dieci anni:

- la capacità delle batterie permetterà di coprire distanze superiori a 500 km con una ricarica, ancora al di sotto dell'attuale autonomia della maggior parte dei veicoli con motore endotermico, ma con un divario progressivamente minore;

- i tempi per la ricarica rapida si avvicineranno ai 20 minuti, ancora più lunghi del tempo necessario per riempire il serbatoio di un'auto con motore endotermico, ma anche in questo caso con divario progressivamente minore.

Diverse considerazioni influiscono sulla velocità con cui i veicoli elettrici sostituiranno quelli con motore a combustione interna:

- dal lato della domanda, come già accennato, la misura e i tempi in cui i veicoli elettrici saranno in grado di fornire prestazioni paragonabili a quelle dei veicoli tradizionali, in termini di potenza, autonomia e tempo di ricarica¹⁰;

- dal punto di vista di *policy*, la misura in cui saranno resi disponibili incentivi fiscali e altre misure simili per accelerare l'elettrificazione del parco di veicoli (questo punto sarà ulteriormente discusso oltre);

- dal lato dell'offerta, il modo in cui verrà sviluppata la rete delle stazioni di ricarica, non solo nelle aree urbane e sulla rete stradale e autostradale principale, ma anche sulle strade secondarie, nonché dalla misura in cui la rete elettrica verrà rafforzata ed estesa, soprattutto a livello di distribuzione, per servire le stazioni di ricarica.

¹⁰ Anche le prestazioni su strada (velocità, accelerazione ecc.) potrebbero essere prese in considerazione, ma si ritiene che diventino un fattore decisivo solo per una piccola parte dei proprietari/conducenti di veicoli.

Per la domanda e l'offerta di mobilità elettrica potrebbe insorgere una situazione del tipo «uovo-gallina». È infatti improbabile che i consumatori passino massicciamente ai veicoli elettrici fino a quando non sarà disponibile una rete di stazioni di ricarica ragionevolmente granulare. Per alcuni tipi di veicoli e utilizzi, ad esempio gli autobus locali, il trasporto leggero a corto/medio raggio¹¹, i furgoni per le consegne, che percorrono itinerari locali regolari o predefiniti, e per le autovetture utilizzate prevalentemente per brevi tragitti, i requisiti di ricarica per passare all'energia elettrica potrebbero non essere troppo elevati. Ma per i veicoli a uso generale o privato, e per quelli che viaggiano su percorsi non regolari, soprattutto in aree remote, la capacità delle batterie e la granularità della rete di stazioni di ricarica necessarie a promuovere il passaggio all'alimentazione elettrica sono maggiori.

D'altra parte, la razionalità economica dello sviluppo di una rete di stazioni di ricarica rimarrà incerta finché non sarà in circolazione un numero sufficiente di veicoli elettrici.

Diverse misure sono state adottate per affrontare questa situazione. La legislazione europea, pur prevedendo in generale regole rigorose di *unbundling* per i distributori elettrici, tra attività di rete e attività non di rete (le quali includono la ricarica dei veicoli elettrici)¹², prevede un'eccezione nel caso delle stazioni di ricarica dei veicoli elettrici, consentendo il coinvolgimento degli operatori delle reti di distribuzione, a determinate condizioni, fino a quando non emerga l'interesse del mercato¹³.

In generale, l'elettificazione del trasporto pesante ha finora suscitato un certo scetticismo a causa della sfida posta dalle prestazioni, dal peso e dai costi delle batterie

¹¹ In Europa, una porzione significativa del trasporto di merci su strada avviene su distanze inferiori a 300-400 km.

¹² Cfr. l'art. 33, par. 2, della direttiva (UE) 2019/944: «I gestori dei sistemi di distribuzione non possono possedere, sviluppare, gestire o esercitare punti di ricarica per i veicoli elettrici, ad eccezione dei casi in cui i gestori dei sistemi di distribuzione possiedono punti di ricarica privati esclusivamente per uso proprio».

¹³ Si veda l'art. 33, par. 3, della direttiva (UE) 2019/944.

necessarie per alimentare i veicoli. Ma anche in questo caso le cose stanno cambiando: negli ultimi quindici anni sono stati compiuti progressi significativi e se ne prevedono altri negli anni a venire. Ad esempio, il costo di una batteria da 1 MW, necessaria all'alimentazione di un veicolo pesante, è passato da 1,5 milioni di euro nel 2008 agli attuali 150.000 euro; un valore che potrebbe diminuire ulteriormente nei prossimi anni fino a 100.000 euro. Anche le prestazioni di queste batterie sono notevolmente migliorate nel tempo: nel 2008 si prevedeva che esse sopportassero meno di 1.000 cicli di ricarica, il che significava che dovevano essere sostituite ogni 800.000 km circa; quelle attuali possono resistere a 2000 cicli, raddoppiando il chilometraggio prima di dover essere sostituite. Recenti ricerche suggeriscono che una durata di sei milioni di chilometri per le batterie dedicate al trasporto pesante sia raggiungibile¹⁴.

Alcune delle considerazioni precedenti sulla necessità di una rete di ricarica sufficientemente granulare si applicano anche ai veicoli pesanti, soprattutto quelli che operano sul lungo raggio o con percorsi non predefiniti. Come già accennato, lo sviluppo di una rete di stazioni di ricarica impone importanti requisiti per lo sviluppo e il potenziamento della rete di distribuzione elettrica, soprattutto nelle aree in cui la rete stradale e la rete elettrica non coincidono geograficamente. L'impiego di tecnologie di accumulo elettrico potrà essere un ulteriore ingrediente necessario a ridurre il costo della ricarica rapida, diminuendo la necessità di rafforzamento della capacità della rete di distribuzione.

Per quanto riguarda le altre modalità di trasporto, che rappresentano quote minime della domanda totale di energia del settore dei trasporti:

- l'elettricità rappresenta già circa tre quarti della domanda di energia per il trasporto ferroviario. La parte restante è attualmente coperta dai prodotti petroliferi (ga-

¹⁴ Si veda, ad esempio, J.E. Harlow, X. Ma, J. Li *et al.*, *A Wide Range of Testing Results on an Excellent Lithium-Ion Cell Chemistry to be used as Benchmarks for New Battery*, in «Journal of The Electrochemical Society», 166, 13, settembre 2019.

solio). La decarbonizzazione di questo consumo energetico può avvenire attraverso l'elettificazione delle linee o l'uso di batterie, o il ricorso a carburanti a basso contenuto di carbonio o rinnovabili, biocarburanti o carburanti sintetici;

- il trasporto marittimo interno e a breve distanza, come i traghetti locali, potrebbe essere elettrificato, mentre la decarbonizzazione della domanda di energia del trasporto marittimo in mare aperto richiede il passaggio a combustibili sintetici;

- è improbabile che il trasporto aereo si presti all'elettificazione, tranne che per i voli a brevissimo raggio¹⁵.

2.3. Altri servizi: riscaldamento e raffreddamento

La figura 2.8 presenta i volumi di energia utilizzati per il riscaldamento e il raffreddamento negli «altri settori» (si veda la fig. 2.3 per la struttura dei consumi finali per settore), che comprendono i consumi nei settori residenziale, dei servizi, dell'agricoltura e della pesca. Tra questi settori, il riscaldamento e il raffreddamento nel settore residenziale rappresentano oltre il 60% del consumo totale di energia, mentre quelli nel settore dei servizi il 33%.

Il gas svolge un ruolo di primo piano in entrambi i settori, con una quota del 52% nel settore residenziale e del 39% in quello dei servizi. L'elettricità fornisce circa il 42% del riscaldamento e del raffreddamento nel settore dei servizi e una quota molto inferiore nel settore residenziale. Le fonti energetiche rinnovabili rappresentano una quota consistente, pari a quasi il 21%, del consumo di energia per il riscaldamento e il raffreddamento nel settore residenziale, mentre rappresentano una quota minore nel settore dei servizi¹⁶.

¹⁵ Nel settembre 2022, un aereo elettrico a nove posti alimentato a batteria ha compiuto il suo viaggio inaugurale. Il velivolo dovrebbe avere un'autonomia di poco più di 400 km, viaggiando a circa 400 km/h.

¹⁶ Tali quote non includono l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

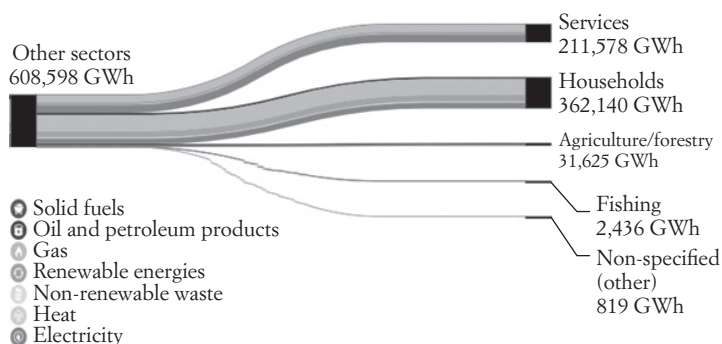


FIG. 2.8. Consumo di energia per riscaldamento e raffreddamento negli altri settori (residenziale, servizi, agricoltura, pesca) in Italia nel 2019.

Fonte: Eurostat.

Come nel caso del consumo di elettricità nel settore industriale, la decarbonizzazione del consumo di elettricità nei settori residenziali e dei servizi dovrà essere realizzata come parte della decarbonizzazione più generale del settore elettrico.

Anche in questo caso, come nel caso dell'industria, la sfida principale posta dalla decarbonizzazione dei consumi energetici per il riscaldamento e il raffreddamento nei settori residenziale e dei servizi è data dalla misura in cui il gas naturale potrà essere sostituito da tecnologie alternative e decarbonizzate.

La figura 2.9 mette a confronto l'efficienza di diverse alternative per la sostituzione del gas per il riscaldamento e il raffreddamento nei settori residenziale e dei servizi:

- attraverso idrogeno «blu»¹⁷ (riquadro in alto a sinistra) o idrogeno rinnovabile (riquadro in basso a sinistra);
- attraverso l'elettificazione:

¹⁷ Per idrogeno cosiddetto «blu» si intende quello prodotto da combustibili fossili, tipicamente il gas naturale, ma con la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica risultante dal processo.

- utilizzando l'elettricità prodotta dal gas naturale con cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica risultante dal processo (riquadro in alto a destra); o
- da fonti di energia rinnovabili (riquadro in basso a destra).

Come emerge dalla figura 2.9, la maggiore efficienza delle pompe di calore viene esaltata, in termini di efficienza energetica complessiva, quando le stesse sono alimentate da energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, in quanto non vi è perdita di energia in tale produzione¹⁸.

L'elettificazione e la conseguente possibilità di utilizzare le pompe di calore aumentano significativamente l'efficienza energetica del processo di riscaldamento e raffreddamento. Tuttavia, l'uso delle pompe di calore pone una serie di sfide.

Le pompe di calore acqua-acqua (geotermiche)¹⁹ sono più efficienti delle più comuni pompe di calore aria-aria, ma il loro utilizzo richiede la disponibilità di acqua sotterranea, non sempre disponibile o facile da estrarre, soprattutto nelle aree urbane. Inoltre le pompe di calore aria-aria non richiedono acqua nel sottosuolo e sono più economiche delle pompe di calore acqua-acqua, ma sono caratterizzate da un coefficiente di prestazione inferiore²⁰ e sono generalmente più rumorose.

Anche prima dell'insorgere della crisi energetica nel 2021, aggravata dall'invasione russa dell'Ucraina l'anno successivo, l'Italia disponeva già del maggior numero di pompe di calore nell'UE, con circa 18 milioni di unità in funzione nel 2019-2020²¹. Nel 2021, in Italia sono state vendute 382,000 pompe di calore, con un aumento delle

¹⁸ Si veda la nota 9.

¹⁹ Le pompe di calore acqua-acqua trasferiscono l'energia termica sotterranea dall'acqua calda o dal vapore all'acqua calda o al vapore all'interno. L'acqua calda o il vapore vengono poi distribuiti all'interno delle abitazioni e delle aziende attraverso radiatori, scaldabagni ad acqua calda o riscaldamento a pavimento radiante.

²⁰ Il coefficiente di prestazione (CoP) è il rapporto tra il riscaldamento o il raffreddamento utile fornito e il lavoro (energia) richiesto.

²¹ *The State of Renewable Energies in Europe*, 20th EurObserver Report 2021.

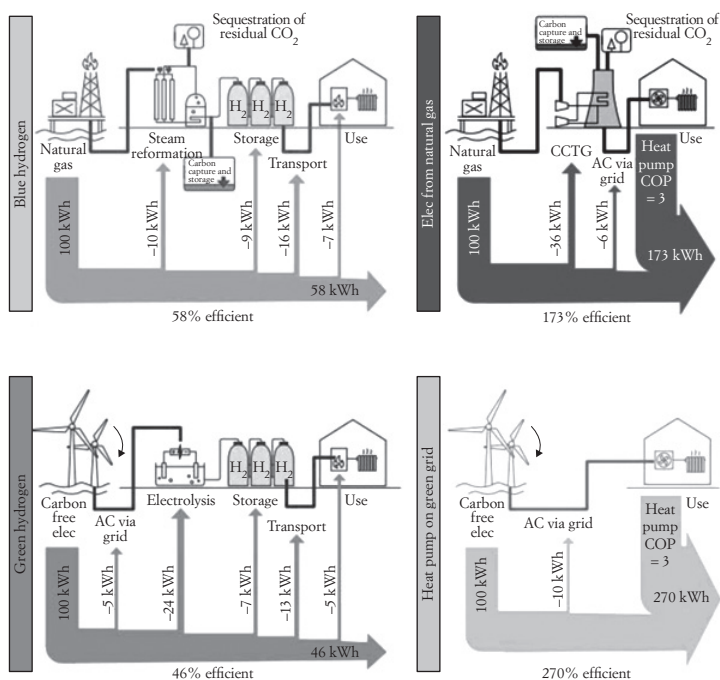


FIG. 2.9. Confronto, in termini di efficienza energetica, di diversi approcci alla decarbonizzazione della domanda di energia per il riscaldamento e il raffreddamento nei settori residenziale e dei servizi.

Nota: Il rendimento maggiore del 100% che si può ottenere da una pompa di calore indica due rendimenti che vanno sommati: a fronte di un singolo *input* termico, ad esempio la combustione del gas, si ottengono due effetti utili, il riscaldamento tramite combustione e il riscaldamento tramite sfruttamento della fonte rinnovabile.

vendite di oltre il 60% rispetto all'anno precedente, che ha reso l'Italia il secondo mercato più grande dell'Unione europea nel 2021 dopo la Francia²². Questo effetto è stato il risultato delle generose detrazioni fiscali previste in Italia per le misure di efficientamento energetico.

²² European Heat Pump Association, *Record growth for Europe's heat pump market in 2021*.

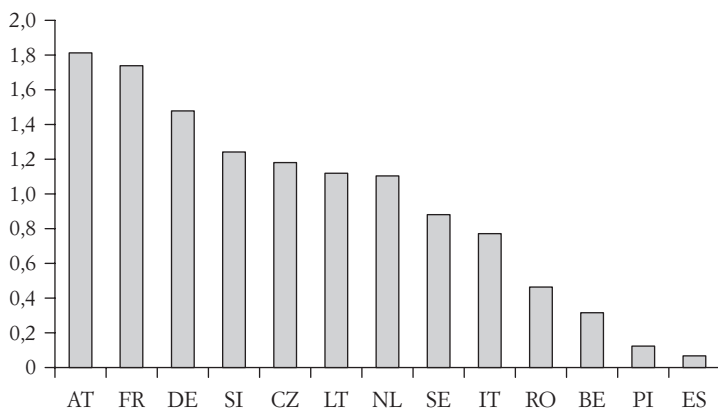


Fig. 2.10. Tassi di ristrutturazione degli edifici in alcuni Stati membri dell'Unione europea nel 2016 o intorno al 2016.

Fonte: Progetto Zebra2020, citato dalla Commissione europea in EU Buildings Factsheets – Commissione europea (europa.eu).

La sostituzione delle attuali caldaie a gas con pompe di calore potrebbe richiedere interventi strutturali su alcuni edifici. Tale ristrutturazione offre l'opportunità di aumentare le prestazioni energetiche degli edifici in generale, anche attraverso un migliore isolamento.

La figura 2.10 confronta il tasso di ristrutturazione degli edifici in Italia con quello degli altri Stati membri dell'Unione europea intorno al 2016.

Come si evince dalla figura 2.10, in molti paesi dell'Unione europea il tasso di ristrutturazione degli edifici è stato molto più lento di quello necessario a raggiungere il significativo miglioramento dell'efficienza energetica nell'edilizia coerente con gli obiettivi energetici e climatici dell'Unione europea per il 2030.

Il settore dell'edilizia è fondamentale per il raggiungimento di tali obiettivi. Per incrementare le prestazioni energetiche degli edifici, a partire dai primi anni 2000, l'Unione europea ha sviluppato un quadro legislativo per la promozione dell'efficienza energetica degli edifici basato sulle

direttive sul rendimento energetico degli edifici (EPBD)²³ e sulle direttive sull'efficienza energetica (EED)²⁴.

Più recentemente, nell'ottobre 2020, la Commissione europea ha pubblicato la *Renovation Wave Strategy*²⁵, per incentivare il rinnovamento del parco edilizio, al fine di perseguire la duplice ambizione di riduzione dei consumi energetici e di promozione della crescita economica. L'obiettivo è quello di raddoppiare i tassi annuali di rinnovamento energetico degli edifici nei prossimi 10 anni. Una delle tre aree di interesse della strategia è la decarbonizzazione del riscaldamento e del raffreddamento²⁶.

Se da un lato queste politiche, sia a livello europeo che nazionale, mirano a migliorare l'efficienza energetica degli edifici, dall'altro il loro impatto sulle tecnologie utilizzate per il riscaldamento e il raffreddamento sarà una determinante fondamentale del fabbisogno di infrastrutture. In particolare, i tassi di installazione delle pompe di calore determineranno la capacità aggiuntiva della rete elettrica necessaria a supportare il processo di decarbonizzazione, e corrispondentemente la riduzione della necessità di capacità della rete del gas.

Oltre all'uso delle pompe di calore, il calore a bassa temperatura può essere fornito anche attraverso reti a bassa temperatura che utilizzano il calore di scarto dell'industria, la termovalorizzazione dei rifiuti o la combustione di biomasse. Tutte queste fonti, tuttavia, sono tipicamente utilizzate per il teleriscaldamento e quindi non incidono direttamente sulle reti dell'elettricità e del gas.

²³ Direttiva 2002/91/CE, recentemente modificata dalla direttiva (UE) 2018/844.

²⁴ Direttiva 2012/27/UE, recentemente modificata dalla direttiva (UE) 2018/844.

²⁵ Comunicazione COM(2020) 662 final.

²⁶ Le altre due aree di interesse sono la lotta alla povertà energetica e agli edifici con le peggiori prestazioni e gli edifici pubblici e le infrastrutture sociali.

3. *La disponibilità di energia elettrica rinnovabile per supportare la decarbonizzazione*

L'elettrificazione, uno dei principali strumenti per la decarbonizzazione della domanda di energia, aumenterà la domanda di elettricità. Tuttavia, per ottenere tale decarbonizzazione, una quota crescente di elettricità dovrà essere generata utilizzando fonti primarie rinnovabili.

In questo paragrafo valutiamo, con un'analisi per ordini di grandezza e a soli fini dimostrativi, se sia possibile elettrificare i consumi energetici in tutti i settori e processi, tranne quelli più difficili da abbattere (*hard-to-abate*), e al contempo raggiungere gli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili che ci si è dati.

Questa valutazione deve necessariamente essere condotta su scala europea, poiché: *i*) i livelli obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili sono definiti a livello europeo; ed *ii*) essendo l'Italia parte del mercato interno dell'energia, l'elettricità rinnovabile potrebbe essere importata dagli altri Stati membri.

Per valutare se la disponibilità di energia primaria rinnovabile imporrà vincoli agli scenari di decarbonizzazione delineati nelle più recenti strategie e piani dell'Unione europea, adottiamo la seguente metodologia:

- consideriamo come potrebbe svilupparsi la domanda di energia elettrica in futuro, nel periodo fino al 2030, anche sulla base delle considerazioni presentate nel paragrafo 2;
- consideriamo il potenziale di espansione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- consideriamo quale quota della domanda finale di elettricità, prevista per il 2030, potrebbe essere coperta da fonti rinnovabili e se questa quota sia compatibile con i più recenti livelli obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili;
- valutiamo, infine, se e in che misura l'elettricità da fonti rinnovabili possa essere utilizzata anche per produrre idrogeno rinnovabile, rispettando comunque il livello obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili relativo al consumo finale di energia.

Data la natura esplorativa del nostro lavoro, la valutazione dell'evoluzione della domanda di energia elettrica fino al 2030 verrà effettuata utilizzando previsioni relative all'ordine di grandezza delle diverse variabili. L'obiettivo principale del lavoro è infatti limitato a illustrare l'approccio e alcune conclusioni qualitative, insieme alle corrispondenti implicazioni per i requisiti infrastrutturali nel prossimo decennio.

Il primo passaggio nella nostra analisi consiste nello stimare i volumi di elettricità che saranno consumati nel 2030. A tal fine consideriamo:

- il consumo finale di elettricità nel 2019, l'ultimo anno prima della pandemia di Covid-19;
- il tasso di variazione del consumo finale di elettricità negli usi finali nel periodo fino al 2030, considerando anche eventuali miglioramenti dell'efficienza energetica;
- la domanda aggiuntiva di energia elettrica derivante dall'elettrificazione di alcuni settori e processi, come discusso nel paragrafo 2.

La tabella 2.2 presenta il consumo di elettricità nell'Unione europea nel 2019, suddiviso per i principali settori di consumo. Il consumo totale di elettricità nel 2019 è stato di circa 2.480 TWh.

Per ottenere la domanda totale di elettricità, occorre aggiungere le perdite di rete di 179 TWh nel 2019. Questo porta a una domanda totale di elettricità di 2.660 TWh.

Per il periodo fino al 2030, si ipotizza che l'efficienza energetica ridurrà la domanda di elettricità, per consumi negli usi attuali e perdite di rete, del 10%²⁷, portandola a circa 2.390 TWh.

A fronte di questa riduzione, dobbiamo considerare l'aumento della domanda di elettricità derivante dall'elettrificazione in una serie di settori e processi. In particolare, come discusso nel paragrafo 2, consideriamo l'elettrificazione del riscaldamento e del raffreddamento, del trasporto

²⁷ Questo dato è coerente e di fatto inferiore all'aumento del livello obiettivo di efficienza energetica tra il 2020 e il 2030, dal 20% al 32,5%. Tuttavia, si prevede che esistano maggiori potenzialità di miglioramento dell'efficienza relativamente ad altri vettori energetici.

TAB. 2.2. *Consumo di elettricità nell'Unione europea nel 2019 per i principali settori*

Settore	Consumo in TWh
Industria	933
Settore residenziale e dei servizi	1.487
Trasporto	58
Consumo totale	2.480

TAB. 2.3. *Consumo aggiuntivo di elettricità dovuto all'elettrificazione e ai data center entro il 2030*

Settore	Consumo aggiuntivo in TWh
Elettrificazione del riscaldamento e del raffreddamento	140
Elettrificazione del trasporto stradale	530-640
Elettrificazione del calore a bassa temperatura nell'industria	200
Consumo di elettricità da parte dei data center	160
Totale	1.030-1.140

su strada e della produzione di calore industriale a bassa temperatura, nonché il consumo di elettricità da parte dei *data center*, come le nuove fonti più rilevanti per l'aumento della domanda di elettricità nell'orizzonte temporale al 2030. In particolare, ipotizziamo il consumo aggiuntivo di energia elettrica presentato nella tabella 2.3.

La domanda totale di elettricità al 2030 si assesta pertanto intorno a 3.420-3.530 TWh.

L'Unione europea si è impegnata a raggiungere livelli crescenti di penetrazione delle fonti rinnovabili nel consumo finale di energia. In passato il settore elettrico ha contribuito più che proporzionalmente al raggiungimento di questi obiettivi. Ad esempio, nel 2020 le fonti rinnovabili hanno rappresentato una quota del 22,1% del consumo finale di energia, superando l'obiettivo del 20%²⁸, e l'elettricità ha contribuito più che proporzionalmente con un livello di

²⁸ Stabilito dall'art. 3 della direttiva 2009/28/CE.

penetrazione delle fonti rinnovabili del 37,5%²⁹. È probabile che un simile scenario si realizzi anche in futuro.

Come già accennato, per il 2030 la Commissione europea, nel piano *REPowerEU* del maggio 2022, ha proposto di aumentare il livello obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili nel consumo finale di energia al 45%. L'accordo tra i co-legislatori ha fissato questo obiettivo al 42,5%. Nel contribuire al raggiungimento di questo obiettivo, la penetrazione di fonti rinnovabili nel consumo finale di elettricità dovrà attestarsi intorno al 70%. A questo livello obiettivo corrisponde una domanda di elettricità rinnovabile compresa tra 2.390 e 2.470 TWh.

Per quanto riguarda l'offerta di elettricità rinnovabile, il punto di partenza della nostra analisi è dato dal livello obiettivo di capacità di generazione rinnovabile fissato dalla politica energetica dell'Unione. Assumiamo come potenziale di generazione rinnovabile il volume di elettricità che tale capacità di generazione può produrre. Il piano *REPowerEU* prevede che la capacità di generazione basata sull'energia eolica e solare fotovoltaica raggiunga rispettivamente 510 GW e 592 GW entro il 2030³⁰. Si noti che questi livelli di capacità richiedono un significativo aumento del tasso annuale di investimento rispetto ai valori storici. Utilizzando i fattori di capacità medi forniti dall'Agenzia internazionale dell'energia³¹, compresi tra il 23% e il 44% per l'eolico *onshore*, tra il 29% e il 52% per l'eolico *offshore* e tra il 10% e il 21% per il solare fotovoltaico, la produzione di energia elettrica da eolico e solare fotovoltaico nel 2030 è attesa raggiungere rispettivamente livelli compresi tra 1.030 TWh e 2.320 TWh e tra 520 TWh e 1.090 TWh.

Se si aggiunge il potenziale idroelettrico, di biogas e geotermico per la produzione di elettricità, compreso tra

²⁹ Fonte: Eurostat, *Statistiche sulle energie rinnovabili*. La quota di energie rinnovabili nel riscaldamento e raffreddamento e nella domanda di energia per i trasporti è stata rispettivamente del 23,1% e del 10,2%, raggiungendo in quest'ultimo caso l'obiettivo settoriale del 10%.

³⁰ Staff Working Document SWD(2022) 230 final, tabella 4.

³¹ Agenzia Internazionale dell'Energia, *Annual average capacity factors by technology*, 2018.

350 e 420 TWh, la produzione totale di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2030 è attesa raggiungere livelli compresi tra 1.900 e 3.830 TWh, in funzione dei fattori di capacità effettivi della generazione eolica e solare.

Confrontando il potenziale di generazione rinnovabile per il 2030 con i requisiti per il raggiungimento del livello obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili per lo stesso anno, possiamo determinare in che misura l'Unione europea sarà in grado di raggiungere tale livello obiettivo. Rispettando il principio *electrification-first*, la nostra metodologia permette inoltre di identificare in che misura l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili potrà essere disponibile per la produzione di idrogeno rinnovabile tramite elettrolisi. In particolare, la sostituzione dell'attuale consumo di idrogeno prodotto dal gas naturale (circa 10 milioni di tonnellate, impiegate come materia prima in alcuni processi industriali) richiederebbe 525 TWh di elettricità rinnovabile aggiuntiva a quella necessaria per decarbonizzare i consumi elettrici finali.

La seguente tabella 2.4 presenta il confronto tra il potenziale di generazione elettrica da fonti rinnovabili e quanto necessario a *i*) raggiungere il livello obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili nel consumo finale di energia, e *ii*) soddisfare la domanda di elettricità da fonti rinnovabili degli impianti di elettrolisi, per sostituire l'attuale produzione di idrogeno da gas fossile.

Si noti incidentalmente che il fabbisogno di elettricità rinnovabile presentato nella tabella esclude quanto sarebbe necessario alla produzione di idrogeno rinnovabile da utilizzarsi per sostituire gas naturale nei settori *hard-to-abate*.

In conclusione, è tutt'altro che scontato che l'Unione europea sia in grado di produrre idrogeno rinnovabile, anche solo per sostituire l'attuale consumo di idrogeno prodotto da combustibili fossili.

Una importante voce dell'agenda di ricerca futura a supporto delle decisioni di politica energetica è costituita dalla verifica di queste conclusioni, che abbiamo raggiunto per l'Unione europea, con riferimento all'intero mercato energetico europeo da un lato, e all'Italia dall'altro.

TAB. 2.4. *Confronto tra la domanda attesa di elettricità da fonti rinnovabili e il potenziale atteso di produzione di elettricità da fonti rinnovabili disponibile*

Potenziale di generazione elettrica da fonti rinnovabili nel 2030	tra 1.900 e 3.830 TWh
Domanda elettrica da fonti rinnovabili per raggiungere il livello obiettivo al 2030	tra 2.390 e 2.470 TWh
Domanda da impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno rinnovabile al 2030	525 TWh
Eccesso/deficit di generazione elettrica da fonti rinnovabili al 2030	tra un eccesso di 915 TWh e un deficit di 1.095 TWh

4. *L'impatto della decarbonizzazione sulle reti energetiche*

Le considerazioni presentate nelle sezioni precedenti sono generalizzabili in un approccio metodologico per prevedere il fabbisogno di reti energetiche nei prossimi decenni, corrispondente a diversi scenari di decarbonizzazione dei consumi.

In questo capitolo della ricerca ci siamo concentrati su tre macrosettori principali: l'industria, i trasporti e il riscaldamento e raffreddamento nel settore residenziale e dei servizi.

Vi sono alcune considerazioni generali che si applicano alla domanda di energia nel suo complesso e che riflettono la gerarchia degli obiettivi definiti nella politica energetica e climatica dell'Unione europea³²:

- la domanda di energia in futuro dipenderà dal successo delle misure di efficienza energetica messe in atto a livello europeo e nazionale, per raggiungere gli ambiziosi obiettivi energetici e climatici (come presentato nel par. 2);
- laddove l'elettificazione della domanda di energia è possibile, dovrebbe essere l'opzione di decarbonizzazione preferita quando l'alternativa è l'uso di idrogeno rinnovabile,

³² Come definito nella Strategia di integrazione del sistema energetico del luglio 2020. Vedi nota 5 e il testo che vi fa riferimento.

dove la trasformazione aggiuntiva comporta inevitabilmente una perdita di energia;

- il ruolo dell'idrogeno, e in particolare dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio, nella transizione energetica è ancora incerto. Nella *Strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra*³³, la Commissione europea ha indicato che la priorità per l'Unione è sviluppare l'idrogeno rinnovabile (in contrapposizione all'idrogeno a basse emissioni di carbonio), per sostituire l'idrogeno di origine fossile e altri combustibili fossili, laddove l'elettrificazione non è fattibile o è più costosa;

- non è certo che l'Unione europea nel suo complesso, e i singoli Stati membri, siano in grado di generare elettricità da fonti rinnovabili in quantità sufficiente a soddisfare la crescente domanda di elettricità derivante dall'elettrificazione degli usi energetici, come illustrato nel paragrafo 2, e di raggiungere l'obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi finali di elettricità. L'approccio presentato nel paragrafo 3 potrebbe essere affinato utilizzando previsioni e stime più accurate rispetto a quelle adottate nel presente documento. Poiché l'Italia fa parte del mercato interno dell'energia, questo approccio fornisce risposte più pertinenti se applicato a livello europeo. Un'applicazione a livello nazionale può tuttavia fornire indicazioni sulla necessità di scambi transfrontalieri di energia elettrica, e quindi circa la necessità di sviluppare gli interconnettori elettrici transfrontalieri;

- il ruolo del gas naturale nella transizione energetica non è ancora chiaro. Nel 2022, la tassonomia dell'Unione è stata estesa³⁴ per includere, a determinate condizioni, il nucleare e il gas fossile come fonti energetiche di transizione.

Per quanto riguarda i tre macrosettori considerati in questo capitolo di ricognizione, le nostre valutazioni possono essere riassunte nei termini che seguono.

Esiste un ampio margine per l'elettrificazione della domanda di energia nel macrosettore industriale, in quanto

³³ Comunicazione COM(2020) 301 final.

³⁴ Regolamento delegato (UE) 2022/1214 della Commissione europea.

il vettore elettrico è in grado di sostituire completamente il gas naturale in tutti i settori industriali, a eccezione di ferro e acciaio, prodotti chimici e petrolchimici, metalli non ferrosi (ad esempio, alluminio) e minerali non metallici (ad esempio, cemento, ceramica e vetro). L'elettrificazione del macrosettore industriale dovrebbe aumentare la domanda di elettricità di 20 TWh. La domanda di gas residua è attesa nell'ordine di 40 TWh, concentrata in pochi impianti industriali di grande dimensione, nei settori sopra citati³⁵. Questa domanda potrebbe essere decarbonizzata attraverso l'uso di biogas o di gas sintetico, che potrebbero utilizzare le infrastrutture esistenti, o di idrogeno rinnovabile o a basso contenuto di carbonio, che richiederebbe una certa riconversione delle infrastrutture o nuove infrastrutture dedicate.

Nel macrosettore dei trasporti, la maggior parte della domanda energetica attualmente soddisfatta dai prodotti petroliferi potrebbe essere elettrificata³⁶, con l'unica eccezione del trasporto marittimo e aereo³⁷. La portata dell'elettrificazione dei veicoli pesanti sembra ancora incerta, ma i progressi nelle prestazioni delle batterie giustificano

³⁵ Ad esempio, alla fine del 2020, in Italia c'erano poco più di 30 impianti che eseguivano il ciclo completo nella produzione di cemento e che quindi richiedevano calore ad alta temperatura.

³⁶ Il 28 marzo 2023, il Consiglio dell'Unione europea ha adottato un regolamento che stabilisce standard più stringenti per le emissioni di anidride carbonica delle nuove auto e dei nuovi furgoni. Tali standard includono: la riduzione delle emissioni di anidride carbonica del 55% rispetto ai livelli del 2021 per le nuove autovetture e del 50% per i nuovi furgoni a partire dal 2030, e la riduzione delle emissioni di anidride carbonica del 100% sia per le nuove autovetture che per i furgoni a partire dal 2035. Le nuove norme mirano a ridurre le emissioni del settore del trasporto su strada e a fornire incentivi all'industria automobilistica per passare a una mobilità a zero emissioni, garantendo al contempo una continua innovazione nel settore. Prima dell'adozione di questo regolamento, esisteva un accordo politico che avrebbe presumibilmente consentito l'uso di nuove autovetture con carburanti sintetici anche dopo il 2035. Si prevede tuttavia che tali autovetture rappresenteranno una piccola parte delle nuove autovetture dopo il 2035.

³⁷ Di fronte alle difficoltà dell'elettrificazione, il trasporto pesante ha a disposizione altre opzioni tecnologiche come i biocarburanti utilizzabili anche in purezza, come i diesel HVO (*Hydrotreated Vegetable Oil*).

un certo ottimismo circa la piena elettrificazione di questo segmento in futuro. L'elettrificazione massiccia del settore rappresenta una sfida per lo sviluppo delle reti elettriche, in quanto dovrà essere associata alla realizzazione di una rete di stazioni di ricarica. Il profilo di consumo di queste stazioni è spesso incompatibile con le attuali capacità della rete di distribuzione dell'elettricità e quindi potrebbe richiedere un mix di potenziamento della rete di distribuzione e di installazione di capacità di accumulo dell'elettricità accanto alle stazioni di ricarica, al fine di essere in grado di gestire la variabilità della domanda e i picchi elevati nei periodi di traffico stradale intenso.

Per il macrosettore del riscaldamento e del raffreddamento, mentre la direzione della decarbonizzazione è chiara e prevede la sostituzione delle attuali caldaie a gas con pompe di calore elettriche, il tasso di questa sostituzione dipende dagli incentivi fiscali resi disponibili e, in parte, dal tasso di rinnovamento del parco edilizio, anch'esso dipendente dagli incentivi disponibili. Nella misura in cui l'elettrificazione non sia possibile, i gas decarbonizzati potrebbero essere utilizzati per il riscaldamento. Sembra dubbio che l'idrogeno possa essere utilizzato a questo scopo, data la maggiore cautela necessaria per l'utilizzo di questo vettore e data la necessità di sviluppare una nuova rete o di riconvertire la rete di distribuzione del gas esistente per servire una frazione sempre più ridotta della domanda di energia non elettrificata.

Date queste principali tendenze attese relativamente al processo di decarbonizzazione del consumo energetico italiano, possiamo trarre le seguenti implicazioni per le infrastrutture di trasporto dell'energia:

- si renderà necessario un significativo rafforzamento della rete di distribuzione dell'energia elettrica per sostenere l'elettrificazione di tutti i macrosettori;
- parallelamente, soddisfare la maggiore domanda elettrica al minimo costo richiederà di aumentare il livello di intelligenza delle reti di distribuzione, anche al fine di sfruttare i veicoli elettrici come fonti di flessibilità per il sistema elettrico;

- si renderà necessario un rafforzamento della rete di trasmissione dell'elettricità, anche se forse non così significativo come nel caso della rete di distribuzione. Poiché la maggior parte della nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili sarà connessa a livello di distribuzione, il ruolo principale della rete di trasmissione elettrica in futuro sarà duplice: *i)* supportare lo scambio di energia elettrica, anche attraverso i confini nazionali, analogamente a quanto avviene oggi, consentendo così di rendere disponibili le risorse più efficienti in ogni momento; e *ii)* consentire l'integrazione di una quota maggiore di fonti energetiche rinnovabili variabili, sia collegando i grandi parchi eolici e solari *offshore* alla rete *onshore*, sia distribuendo la variabilità della generazione da fonti rinnovabili su un'area geografica più vasta e su un insieme più ampio di risorse di bilanciamento;

- sia per la rete di trasmissione sia per quella di distribuzione, il rafforzamento potrà richiedere la combinazione di sviluppi di rete e di soluzioni non di rete (ad es., sistemi di accumulo o soluzioni di *demand-side response*). In passato, gli operatori di rete sono stati orientati verso l'espansione della capacità di trasporto, invece di considerare soluzioni alternative non di rete per rispondere alle stesse esigenze. Ciò era in parte dovuto alla natura asimmetrica della regolamentazione applicata alla spesa in conto capitale – tipicamente regolata su base *cost-plus* – e alla spesa operativa – tipicamente soggetta a una regolamentazione basata su incentivi. Con l'ampliamento del campo di applicazione delle soluzioni non di rete, ad esempio con il ruolo maggiore che potrebbe svolgere la *demand-side response*, è essenziale che la scelta del mix tra soluzioni di rete e non di rete fornisca la combinazione più efficiente, anche per ridurre al minimo il costo complessivo per il consumatore nel contesto di una transizione già di per sé onerosa. A questo proposito, alcuni regolatori nazionali – tra cui ARERA in Italia – hanno già cercato di superare le distorsioni dell'approccio regolatorio tradizionale, passando a un trattamento normativo applicato alla spesa totale (cosiddetta metodologia TOTEX). Non è ovvio che ciò sia sufficiente a incentivare gli operatori delle reti di trasmissione e distribuzione a implementare le soluzioni migliori per affrontare le sfide che emergono ed

emergeranno nel contesto del processo di decarbonizzazione. A tal fine, e in alternativa all'approccio TOTEX, una regolamentazione delle imprese di rete che utilizzi incentivi basati sui benefici potrebbe essere considerata³⁸;

- in questo contesto, recenti proposte legislative della Commissione europea hanno evidenziato la necessità di promuovere le risorse di flessibilità, che potrebbero rappresentare un'alternativa al potenziamento della rete³⁹. A questo proposito, è importante sottolineare la necessità di creare un mercato competitivo per la flessibilità, aperto alla più ampia gamma possibile di risorse⁴⁰;

- è probabile che la capacità della rete di distribuzione del gas diventi gradualmente ridondante. Questa rete potrebbe ancora essere utilizzata per trasportare gas decarbonizzato e servire quella parte della domanda per finalità di riscaldamento e raffreddamento negli usi residenziali/dei servizi non elettrificata. Esiste anche il potenziale per un ruolo continuo di fornitura di gas per usi di cottura dei cibi, anche se non è ovvio che tale domanda, da sola, possa giustificare il mantenimento delle reti esistenti. Infine, rileviamo come siano possibili usi alternativi per le infrastrutture di distribuzione del gas, tra cui ad esempio l'utilizzo delle condotte per le reti di telecomunicazione o elettriche;

- con la riduzione della domanda di gas, la rete del gas a lunga distanza e ad alta pressione, che finora ha avuto

³⁸ Nel novembre 2021, l'ACER ha pubblicato un *Position Paper* sull'incentivazione degli investimenti per migliorare l'uso efficiente degli asset di trasmissione dell'energia elettrica (*Position on incentivising smart investments to improve the efficient use of electricity transmission assets*), in cui si raccomanda una regolamentazione incentivante basata sui benefici.

³⁹ La proposta di regolamento COM(2023) 148 final, pubblicata dalla Commissione europea il 14 marzo 2023, prevede che gli Stati membri valutino ogni due anni la necessità di flessibilità del sistema elettrico per un periodo di almeno 5 anni, in considerazione della necessità di raggiungere in modo economicamente efficace la sicurezza dell'approvvigionamento e di decarbonizzare il sistema elettrico, tenendo conto dell'integrazione di diversi settori.

⁴⁰ Le regole di disaggregazione dovrebbero disciplinare il ruolo dei gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione rispetto al mercato (o ai mercati) della flessibilità.

lo scopo principale di trasportare il gas naturale dai paesi esportatori fino alla rete di distribuzione locale, perderà gran parte della sua importanza. Questa rete potrebbe essere riutilizzata per il trasporto dell'idrogeno (vedi punto successivo);

- la necessità di sviluppare un'infrastruttura di trasporto dedicata all'idrogeno dipende dal ruolo che l'idrogeno, e in particolare l'idrogeno rinnovabile, svolgerà nella decarbonizzazione della domanda energetica. Al di là della sostituzione dell'attuale consumo di idrogeno prodotto da combustibili fossili con idrogeno rinnovabile, che potrebbe non richiedere nuove o ulteriori infrastrutture di trasporto dedicate, se l'idrogeno dovesse svolgere un ruolo significativo nella decarbonizzazione della domanda energetica in alcuni processi industriali *hard-to-abate*, sarebbero necessarie infrastrutture di trasporto dedicate. Il riutilizzo dei gasdotti non più utilizzati per il trasporto del gas naturale potrebbe soddisfare una parte della domanda di trasporto dell'idrogeno. Ciò potrebbe avvenire soprattutto se parte dell'idrogeno consumato nell'Unione europea non potesse essere prodotto internamente e dovesse essere importato dai paesi limitrofi. Una quantità maggiore di idrogeno rinnovabile potrebbe essere importata da altri fornitori esteri, ma questo idrogeno dovrà molto probabilmente essere trasportato sotto forma di combustibili liquidi a base di idrogeno, come l'ammoniaca, senza quindi richiedere l'utilizzo di reti dedicate. Un approccio graduale alla conversione delle reti gas potrebbe essere quello preferibile dal punto di vista del rapporto costo-efficacia. Secondo tale approccio, le prime implementazioni di progetti di idrogeno vedrebbero la produzione localizzata il più vicino possibile al punto di consumo, facendo affidamento su brevi collegamenti di gasdotti dedicati o utilizzando piccole sezioni della rete del gas esistente in configurazione «in isola». In una seconda fase, quando l'elettrificazione diretta avesse ridotto l'utilizzo della rete gas, il *retrofitting* potrebbe essere progressivamente esteso a ulteriori sezioni della rete.

Queste tendenze sono in gran parte sotto il controllo delle autorità pubbliche, così che appare necessario sviluppare

strumenti di supporto al fine di incoraggiare i consumatori a sostituire le proprie apparecchiature, e i fornitori a investire nella realizzazione di filiere energetiche decarbonizzate.

La portata e il contenuto dell'azione pubblica devono essere oggetto di ulteriori analisi. In questa fase risulta opportuno concentrare l'attenzione su alcune aree interconnesse.

La definizione delle priorità nell'uso delle risorse pubbliche. I vincoli di bilancio pubblico e i crescenti problemi di accessibilità economica dell'energia richiedono che i decisori pubblici stabiliscano chiare priorità di intervento nei diversi settori, compresi i programmi di investimento nelle infrastrutture energetiche pagati tramite tariffe regolamentate.

Il coordinamento. Un'attenta pianificazione può ridurre materialmente il costo del processo di decarbonizzazione, e aumentare l'efficacia del sostegno pubblico. Ad esempio, con un'attenta analisi dei potenziali di espansione della capacità delle apparecchiature elettriche (sia dal lato della generazione che del consumo) si potrebbe evitare che le misure di sostegno si traducano in uno sfasamento tra aumento della domanda ed aumento dell'offerta di elettricità nel sistema. Sulla stessa linea, il coordinamento delle misure di sostegno per l'elettrificazione e per la dismissione anticipata delle reti di distribuzione del gas, nelle aree in cui l'elettrificazione è più semplice, o la loro conversione per il trasporto dell'idrogeno, può ridurre drasticamente il costo del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Un'ulteriore area in cui il coordinamento può essere fonte di significativi benefici è quella della mobilità integrata marittima (grandi navi e *cold ironing*), nautica (porti turistici) e terrestre (auto/ferroviario).

Le procedure autorizzative. Il disegno e l'attuazione delle procedure autorizzative sono tra i principali ostacoli all'attrazione di capitale nei settori dell'energia in Italia, sia per le tempistiche lunghe e incerte dei procedimenti per la realizzazione degli impianti, sia per il basso tasso di successo degli iter autorizzativi per progetti di ampia scala.

La tassazione. La coerenza della tassazione dei diversi vettori energetici con gli obiettivi di sostituzione delle fonti primarie è, infine, una delle aree su cui è necessario concentrare l'attenzione.