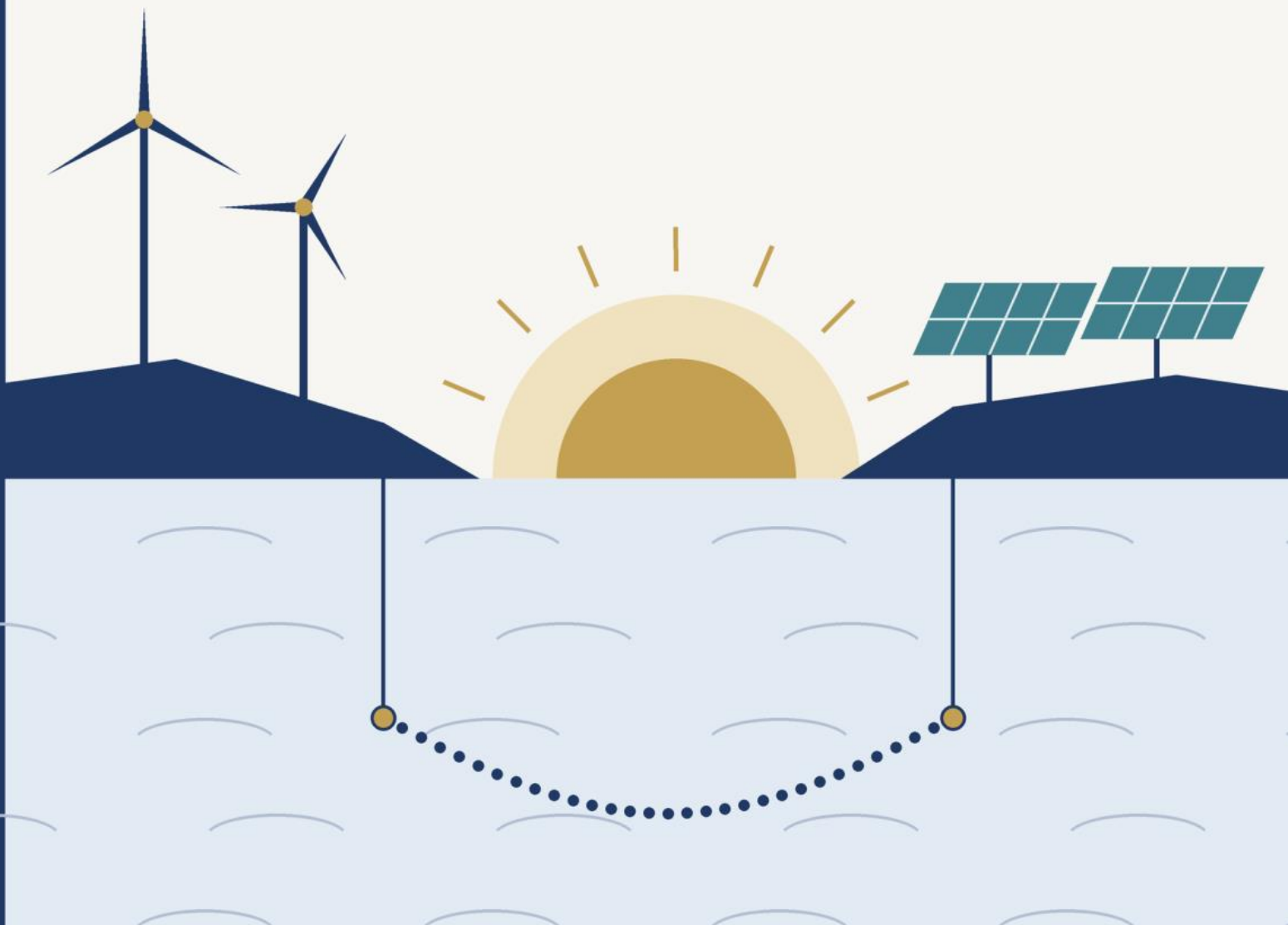
PROGETTO DI RICERCA

EURO MED
ASSOCIAZIONE EUROPA MEDITERRANEO ETS

Le sfide per un'autonomia e indipendenza energetica

Il caso dell'Italia e i rapporti con l'area euromediterranea



Le sfide per un'autonomia e indipendenza energetica

Il caso dell'Italia e i rapporti con l'area euromediterranea

Indice

1. Introduzione 3
1.1 Contesto globale e urgenza della sicurezza energetica 3
1.2 Obiettivi e domande della ricerca 4
1.3 Focus geografico: Italia e spazio euromediterraneo 4
1.4 Struttura del paper 5
1.5 Approfondimento: sicurezza energetica, competitività e crisi sistemica 5

2. Quadro teorico e concettuale 14
2.1 Autonomia energetica, indipendenza e sicurezza 14
2.2 Energia come fattore di sovranità e stabilità 14
2.3 Il Mediterraneo come spazio strategico di interconnessione 15
2.4 Dimensioni operative dell'autonomia energetica 15
2.5 Approfondimento: autonomia, sovranità e trilemma energetico 16

3. Metodologia della ricerca 18
3.1 Approccio comparativo e interdisciplinare 18
3.2 Fonti primarie e secondarie 18
3.3 Analisi documentale e casi studio 18
3.4 Indicatori empirici 19
3.5 Limiti della ricerca 19
3.6 Approfondimento: indicatori, triangolazione e lettura critica delle fonti 19

4. Dipendenza energetica dell'Italia 21
4.1 Composizione del mix energetico italiano 21
4.2 Evoluzione storica della dipendenza 21
4.3 Gas naturale: fornitori, rotte e vulnerabilità 22
4.4 Sistema elettrico e rinnovabili 22
4.5 Petrolio, trasporti e raffinazione 23
4.6 Efficienza energetica e riduzione della domanda 23
4.7 Prezzi, competitività e sistema produttivo 23
4.8 Approfondimento: fragilità strutturale del sistema italiano 24

5. L'area euromediterranea: potenzialità e criticità 29
5.1 Risorse energetiche e infrastrutture nell'area 29
5.2 Algeria: fornitore strategico e partner della transizione 29
5.3 Tunisia: Paese di transito e nodo elettrico emergente 30
5.4 Libia: potenziale energetico e instabilità 30
5.5 Egitto e Mediterraneo orientale 30
5.6 Cooperazione europea e strumenti disponibili 31
5.7 Geopolitica, clima e giustizia energetica 31

6. Diversificazione, rinnovabili e innovazione: la strategia italiana 32
6.1 Nuovi terminali, rigassificatori e rotte alternative 32
6.2 Il ruolo crescente delle fonti rinnovabili 32
6.3 Interconnessioni elettriche, reti e accumuli 33
6.4 Comunità energetiche e autonomia territoriale 33
6.5 Efficienza, elettrificazione e gestione intelligente della domanda 33
6.6 Idrogeno, biometano e combustibili della transizione 34
6.7 Il nucleare di nuova generazione nel dibattito italiano 34
6.8 Intelligenza artificiale, digitalizzazione e sicurezza energetica 35
6.9 Integrazione del mix e principio di complementarità 35
6.10 Approfondimento: rinnovabili, accumuli, nucleare, idrogeno e intelligenza artificiale 36

7. La dimensione politica, normativa e industriale 42

7.1 Il PNIEC e le strategie nazionali 42
7.2 Integrazione con il quadro europeo 42
7.3 Diplomazia energetica e Piano Mattei 42
7.4 Regioni, territori e consenso sociale 43
7.5 Governance, autorizzazioni e capacità amministrativa 43
7.6 Competitività industriale, PMI e finanza della transizione 43
7.7 Approfondimento: governance, PNIEC, UE e politica industriale 44

8. Casi studio 45
8.1 Il gasdotto Transmed: Algeria-Tunisia-Italia 45
8.2 Il progetto Elmed: interconnessione elettrica Italia-Tunisia 45
8.3 PRIMA: ricerca, innovazione e nesso acqua-energia-cibo 45
8.4 SoutH2 Corridor: l'idrogeno come opzione di lungo periodo 46
8.5 Valutazione comparata dei casi 46
8.6 Approfondimento: casi infrastrutturali e scientifici 47

9. Prospettive future e raccomandazioni 48
9.1 Scenari al 2030 e al 2050 48
9.2 Integrazione energetica euromediterranea: utopia o necessità? 48
9.3 Raccomandazioni per i policy maker 48
9.4 Raccomandazioni per imprese e attori industriali 49
9.5 Innovazione e cooperazione regionale 49
9.6 Approfondimento: scenari globali, 2030-2050 e innovazione 49

10. Conclusioni 90
10.1 Sintesi dei principali risultati 90
10.2 Implicazioni strategiche per l'Italia 90
10.3 Spunti per ulteriori approfondimenti 90
10.4 Approfondimento: implicazioni sistemiche e piste di ricerca 91

11. Bibliografia 92
11.1 Fonti istituzionali italiane 92
11.2 Fonti europee e internazionali 92
11.3 Letteratura di riferimento e temi di approfondimento 92

12. Appendici 94
Appendice A - Cronologia essenziale della questione energetica italiana ed europea 94
Appendice B - Griglia di valutazione dei progetti energetici euromediterranei 94
Appendice C - Schede sintetiche Paese 95
Appendice D - Glossario essenziale 95
Appendice E – Nota sulle fonti e sui dati aggiornati 96

1. Introduzione

1.1 Contesto globale e urgenza della sicurezza energetica

La sicurezza energetica è tornata a occupare una posizione centrale nelle agende politiche nazionali ed europee. Per molti anni la discussione pubblica sulla transizione energetica è stata dominata dal tema della decarbonizzazione, spesso considerato separatamente rispetto ai problemi di approvvigionamento, competitività industriale e stabilità dei prezzi. Gli eventi degli ultimi anni hanno invece mostrato che la transizione ecologica non può essere progettata come un percorso lineare, né può essere ridotta alla sola sostituzione di una fonte con un'altra. La guerra in Ucraina, la volatilità dei mercati del gas, la crescita della domanda elettrica connessa alla digitalizzazione, la competizione globale sulle tecnologie pulite e le tensioni lungo alcune rotte marittime hanno chiarito che energia, geopolitica e sicurezza economica sono dimensioni inseparabili.

Nel caso italiano la questione è particolarmente sensibile. L'Italia è una grande economia industriale, caratterizzata da una struttura produttiva composta in larga parte da piccole e medie imprese, da settori manifatturieri energivori e da un sistema elettrico in cui il gas naturale ha svolto a lungo un ruolo essenziale di flessibilità. Il Paese dispone di risorse fossili interne limitate, non possiede centrali nucleari in esercizio e presenta un'elevata esposizione alle importazioni di petrolio, gas e, in parte, elettricità. Ne deriva un problema strutturale: l'autonomia energetica italiana non può essere costruita soltanto ampliando la produzione nazionale, ma richiede una trasformazione complessiva del modo in cui l'energia viene prodotta, trasportata, accumulata, consumata e regolata.

La nozione di trilemma energetico sintetizza questa complessità. Ogni politica energetica deve conciliare sicurezza degli approvvigionamenti, sostenibilità ambientale e accessibilità economica. Se si privilegia una sola di queste dimensioni, il sistema rischia di generare effetti collaterali: una decarbonizzazione non accompagnata da adeguate reti e accumuli può ridurre l'affidabilità; una strategia centrata solo sulla sicurezza può prolungare il lock-in fossile; una politica rivolta esclusivamente al contenimento dei prezzi può rinviare investimenti necessari. L'autonomia energetica, quindi, non è un obiettivo tecnico isolato, ma un equilibrio dinamico tra infrastrutture, mercati, regole, comportamenti sociali e scelte geopolitiche.

Il piano europeo REPowerEU ha dato una risposta a questa nuova fase, proponendo risparmio energetico, diversificazione delle forniture, accelerazione delle rinnovabili, rafforzamento delle reti, sviluppo dell'idrogeno e riduzione della dipendenza dai combustibili fossili russi. In parallelo, la revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili ha innalzato l'obiettivo europeo al 2030 a una quota vincolante del 42,5 per cento, con aspirazione al 45 per cento. Questi obiettivi non sono meri indicatori ambientali: sono strumenti di sicurezza strategica. Ridurre la domanda di combustibili importati significa ridurre esposizione a crisi esterne, volatilità dei prezzi e pressioni politiche.

Allo stesso tempo, l'urgenza della sicurezza energetica non può giustificare un ritorno a una logica puramente fossile. La crisi del gas russo ha reso necessaria una diversificazione rapida attraverso GNL, fornitori alternativi e nuovi asset infrastrutturali; tuttavia, la sostituzione di un fornitore dominante con altri fornitori non elimina la vulnerabilità, ma la redistribuisce. Una vera autonomia, per l'Italia, passa dalla capacità di ridurre la domanda fossile strutturale e di costruire un sistema più elettrificato, efficiente, digitalizzato e integrato con le fonti rinnovabili.

1.2 Obiettivi e domande della ricerca

L'obiettivo del paper è valutare in che misura l'Italia possa rafforzare la propria autonomia energetica attraverso una strategia composita che tenga insieme diversificazione degli approvvigionamenti, sviluppo delle rinnovabili, efficienza energetica, innovazione tecnologica e cooperazione euromediterranea. Il lavoro non assume l'indipendenza energetica come autosufficienza assoluta, perché tale ipotesi non è realistica per un Paese integrato nei mercati europei e globali. La ricerca adotta invece una definizione di autonomia strategica relativa, intesa come capacità di ridurre le vulnerabilità, scegliere tra più opzioni, contenere gli shock e orientare la transizione secondo priorità nazionali ed europee.

La domanda principale può essere formulata nel modo seguente: in che misura l'Italia può rafforzare la propria autonomia energetica attraverso la combinazione tra diversificazione, riduzione della domanda fossile, crescita delle rinnovabili e integrazione con l'area euromediterranea? Da questa domanda discendono alcuni interrogativi secondari: quali sono le principali vulnerabilità del sistema energetico italiano? Quale ruolo svolgono Algeria, Tunisia, Libia ed Egitto nella strategia energetica nazionale? Le infrastrutture mediterranee possono trasformare l'Italia in un hub energetico europeo o rischiano di produrre nuove dipendenze? Quali strumenti normativi e finanziari dell'Unione europea possono sostenere tale percorso? Quale contributo possono offrire nucleare di nuova generazione, idrogeno, intelligenza artificiale e comunità energetiche?

Il paper sviluppa tre ipotesi. La prima è che la dipendenza italiana non possa essere risolta con una semplice sostituzione di fornitori fossili: sostituire gas russo con gas algerino, azero, statunitense o qatariota aumenta la resilienza tattica, ma non genera autonomia strutturale. La seconda è che rinnovabili, efficienza, elettrificazione e reti producono più autonomia di qualsiasi nuova rotta fossile, perché riducono il bisogno di importare combustibili. La terza è che il Mediterraneo può essere un moltiplicatore di sicurezza solo se la cooperazione energetica è accompagnata da stabilità politica, benefici locali, ricerca, formazione, sviluppo industriale e governance multilivello.

1.3 Focus geografico: Italia e spazio euromediterraneo

Il focus geografico del paper è rappresentato dall'Italia e dall'area euromediterranea. Quest'ultima viene intesa come uno spazio funzionale composto da Stati membri mediterranei dell'Unione europea, Paesi del Nord Africa, Paesi del Mediterraneo orientale, istituzioni europee, organizzazioni regionali, operatori infrastrutturali e reti fisiche che attraversano il bacino. Tale spazio non coincide con una regione geopoliticamente omogenea: comprende democrazie consolidate, sistemi autoritari, economie in transizione, Stati fragili, Paesi produttori, Paesi di transito e Paesi importatori. Proprio questa eterogeneità rende il Mediterraneo un laboratorio decisivo per la sicurezza energetica europea.

L'Italia occupa una posizione geografica e strategica peculiare. La penisola è protesa nel Mediterraneo, è terminale di gasdotti provenienti dal Nord Africa e dal Caspio, ospita terminali di rigassificazione, è connessa alle reti elettriche europee e può diventare un nodo per nuove interconnessioni con la sponda sud. Questa posizione di Paese-cerniera può generare vantaggi competitivi: maggiore diversificazione, centralità nei flussi energetici, capacità di mediazione diplomatica, ruolo industriale nelle infrastrutture. Tuttavia, espone anche il Paese a rischi: instabilità nordafricana, conflitti, fragilità delle reti, pressione migratoria, competizione tra potenze esterne e possibili strozzature logistiche.

Il paper dedica particolare attenzione ad Algeria, Tunisia, Libia ed Egitto. L'Algeria è centrale per le forniture di gas e per la possibilità di evolvere verso partnership su idrogeno e rinnovabili. La Tunisia è cruciale come Paese di transito del Transmed e come partner dell'interconnessione elettrica Elmed. La Libia rappresenta un caso di risorsa energetica significativa ma condizionata dall'instabilità politica e dalla fragilità infrastrutturale. L'Egitto è rilevante per il gas del Mediterraneo orientale, il GNL, le rinnovabili e la diplomazia energetica regionale. Questi Paesi mostrano che la sicurezza italiana non dipende soltanto dalla quantità di energia disponibile, ma dalla qualità politica e istituzionale delle relazioni che sostengono i flussi.

1.4 Struttura del paper

Il lavoro è articolato in dieci capitoli sostanziali, seguiti da bibliografia e appendici. Dopo l'introduzione, il secondo capitolo costruisce il quadro teorico, distinguendo autonomia, indipendenza e sicurezza energetica. Il terzo capitolo illustra metodologia, fonti e indicatori. Il quarto analizza la dipendenza energetica dell'Italia, con attenzione al mix energetico, al gas, al petrolio, al sistema elettrico, alle rinnovabili e ai prezzi. Il quinto capitolo studia l'area euromediterranea, le sue potenzialità e le sue criticità. Il sesto esamina la strategia italiana di diversificazione, rinnovabili, reti, comunità energetiche, idrogeno, nucleare e intelligenza artificiale. Il settimo affronta la dimensione politica e normativa, con particolare riferimento a PNIEC, direttive europee, diplomazia energetica, Piano Mattei, regioni e imprese. L'ottavo capitolo sviluppa i casi studio Transmed, Elmed, PRIMA e SoutH2 Corridor. Il nono propone scenari e raccomandazioni. Il decimo conclude discutendo le implicazioni strategiche per l'Italia.

La struttura scelta riflette una convinzione metodologica: l'autonomia energetica non può essere studiata separando tecnologia, geopolitica, economia e territorio. Una politica energetica efficace richiede simultaneamente investimenti in infrastrutture, innovazione, capacità amministrativa, consenso sociale e cooperazione internazionale. Il Mediterraneo, in questa prospettiva, non è solo una rotta di importazione, ma un campo di costruzione della sovranità energetica europea.

1.5 Approfondimento: sicurezza energetica, competitività e crisi sistemica

Le pagine seguenti ampliano la parte introduttiva ricostruendo il nesso tra sicurezza energetica, competitività e trasformazione tecnologica. L'obiettivo è rendere esplicito perché l'autonomia energetica italiana non possa essere valutata solo su base quantitativa, ma debba essere letta come questione di strategia industriale, coesione sociale e politica estera.

Questi temi sono infatti fondamentali, non solo per la stabilità del sistema energetico e la competitività del nostro sistema produttivo, ma anche per assicurare la decarbonizzazione.

Per molte imprese, infatti, il costo dell'energia è un fattore di competitività cruciale e le forti asimmetrie competitive presenti nel mercato dell'energia europeo avranno pesanti effetti sulle stesse, con forte rischio di delocalizzazione verso aree del globo con minori standard ambientali.

L'analisi del presente progetto di studio e di analisi, in merito all'indipendenza energetica, sottolinea l'importanza della vocazione industriale per l'Italia e al contempo, procedere nella

transizione energetica, approfondendo quelle soluzioni tecnologiche in grado di dare risposta al trilemma energetico: decarbonizzazione; competitività dei costi; sicurezza e indipendenza.

- la necessità di garantire un approvvigionamento energetico stabile e sicuro è fondamentale, soprattutto in caso di eventi imprevisti o crisi;
- la diversificazione delle fonti energetiche e la creazione di riserve strategiche sono misure importanti per rafforzare la sicurezza energetica.

1.5.1 Principali necessità della transizione energetica

- **Perseguire la sicurezza energetica:** La dipendenza dai combustibili fossili espone i paesi a rischi geopolitici e di mercato. La diversificazione delle fonti energetiche attraverso le rinnovabili può ridurre la vulnerabilità a crisi internazionali e fluttuazioni dei prezzi, ma soprattutto l'autoproduzione, gli accumuli e l'utilizzo di fonti in house sono fattori propedeutici al raggiungimento di un livello accettabile di autosufficienza.

1.5.2 Distorsioni e sfide del fenomeno

- **Resistenze di ordine politico e sociale:** in molti paesi, la transizione energetica incontra opposizioni dovute a interessi consolidati nei settori fossili, così come alla percezione di costi elevati per i consumatori e le imprese, soprattutto nell'adozione delle nuove tecnologie e rispetto alla sfida delle competenze.

Partendo da queste consapevolezze e guardando alla transizione energetica come un processo, che deve accompagnare la decarbonizzazione del sistema a una maggiore indipendenza dalle forniture estere, a una sicurezza più elevata degli approvvigionamenti e alla tenuta adeguata del sistema energetico, insieme all'obiettivo della neutralità climatica, l'energia nucleare, come peraltro in precedenza evidenziato, assume un ruolo determinante.

- **Flessibilità operativa:** La loro configurazione modulare consente una produzione scalabile, adattabile alle esigenze locali, con tempi di costruzione significativamente ridotti rispetto ai reattori tradizionali.
- **Ridotto impatto ambientale:** Minore consumo di acqua per il raffreddamento e possibilità di essere integrati in reti energetiche miste.
- estendere la durata di vita dell'attuale flotta di reattori per mantenere l'approvvigionamento a basse emissioni di carbonio, a condizione che se ne possa dimostrare la sicurezza;
- la produzione di componenti identici e standardizzati in serie consente all'industria degli SMR di prevedere e ottimizzare l'efficienza dei costi di installazione;
- una potenza inferiore consente a questi reattori di ridurre l'impatto ambientale e di eliminare alcune restrizioni di ubicazione imposte dai reattori di grandi dimensioni;
- alcuni progetti di AMR possono inoltre consentire la generazione di calore ad alta temperatura, sostenendo la decarbonizzazione dei settori industriali.

Peraltro oggi l'Italia importa una parte della propria energia da Paesi che utilizzano il nucleare, e il tema continua a dividere l'opinione pubblica tra chi sottolinea l'importanza del nucleare per ridurre le emissioni di CO2 e garantire una maggiore sicurezza energetica e chi dà maggior peso ai timori legati alla sicurezza, ai costi e alla gestione delle scorie radioattive.

Un cambiamento significativo nella politica energetica del Paese, orientato a rafforzare la sicurezza energetica e a ridurre la dipendenza dalle fonti esterne.

- La promozione del coinvolgimento in iniziative multilaterali, che incentiverebbe il trasferimento tecnologico e migliorerebbe la competitività del comparto facilitando, prima di tutto attraverso la cooperazione tra imprese e con istituti di ricerca, anche stranieri, la diffusione di competenze e l'adozione di best practices e l'integrazione di soluzioni innovative negli ecosistemi delle aziende medio piccole.

Ulteriori ritardi penalizzerebbero la competitività del Paese, con inevitabili ripercussioni sul PIL, i salari e l'occupazione.

In quest'ambito la questione energetica continua pertanto a rappresentare una sfida cruciale per le imprese italiane. Negli ultimi anni i costi per l'approvvigionamento dei vettori energetici hanno subito incrementi rilevanti, facendone registrare aumenti considerevoli del peso specifico nei bilanci aziendali. Seppur i picchi raggiunti nel corso del 2022 sembrerebbero ormai alle spalle, non si può certamente affermare che i costi siano completamente rientrati ai livelli pre-crisi energetica.

Per le aziende, valutare il grado d' indipendenza energetica di un paese diventa quindi un modo di misurare l'esposizione dell'industria locale a possibili shock di fornitura, e rappresenta uno dei diversi pilastri che compongono il grado di rischio di un possibile mercato target. Pertanto, in un mondo che cambia, la sicurezza energetica può diventare un tema di particolare interesse nella fase di analisi di un Paese e di valutazione rischi.

Attualmente, il panorama energetico globale appare in piena trasformazione.

La decarbonizzazione rappresenta un'opportunità per l'Europa non solo per rafforzare la propria sicurezza energetica, ma anche per abbassare i costi dell'energia e assumere un ruolo guida nelle tecnologie pulite (clean tech). Il processo di decarbonizzazione implica però l'adozione su larga scala di fonti energetiche a basso costo marginale di produzione, come le rinnovabili e il nucleare, permettendo così di rendere il sistema energetico europeo più efficiente e competitivo a livello globale.

In particolare, il rapporto individua alcune criticità nell'espansione della capacità rinnovabile nell'Unione

Lunghi tempi di attesa per ottenere i permessi necessari.

1.5.3 Una sfida collettiva

Interessante risulta anche analizzare il rapporto dell'ENEA del 2024, nell'ambito del contesto nazionale e internazionale, sull'efficienza energetica.

- L'inquadramento degli obiettivi all'interno di un quadro di implementazione del principio dell'efficienza energetica al primo posto;
- ci sono margini per approfondire lo sviluppo e l'efficienza del teleriscaldamento e teleraffrescamento, così come dell'efficienza nel settore della generazione elettrica;
- Programmare gli investimenti adottando un approccio integrato (considerando il complesso delle infrastrutture e degli interventi che compongono l'intero progetto, anche se alcune parti di esso possono operare in maniera autonoma);
- Considerare sia costi di investimento in conto capitale che i costi di esercizio (c.d. CAPEX ed OPEX);

- come applicare efficacemente il principio nel settore pubblico e nei comparti regolamentati, illustrando in particolare le diverse misure che possono agevolare questo processo.
- il procedimento attraverso il quale si esplica il meccanismo per colmare il divario di ambizione;
- **Autorità locali:** analogamente a quanto riferito per le autorità regionali, in questo caso l'identificazione si basa sul livello di classificazione NUTS 3.

Riguardo alle seconde tipologie di enti ("entità"), la Direttiva sottolinea come la natura pubblica è stabilita in base a tre criteri fondamentali. Rispetto a questi parametri la Raccomandazione specifica che:

- **Amministrazione:** l'autorità nazionale, regionale e locale deve detenere la maggioranza nelle decisioni sulla direzione che l'ente deve intraprendere;

Rispetto agli obblighi scaturiti dall'art. 7 in tema di appalti pubblici, particolare rilievo è dato a quegli aspetti che garantiscono la coerenza con il principio dell'EE1st, arrivando a suggerire di menzionare esplicitamente il principio tra i criteri di aggiudicazione o tra le specifiche tecniche, e produrre documenti che illustrino i criteri di attuazione del principio.

La Sezione 4.1. fornisce, attraverso l'utilizzo di tabelle estese e la trascrizione di formule esplicative, informazioni aggiuntive per il calcolo dei risparmi secondo le percentuali annuali prescritte, nell'intero periodo d'obbligo. In alcuni passaggi, sono esplicitate formule per il calcolo dei valori richiesti dalla Direttiva.

I consumi finali devono comprendere unicamente le bollette energetiche fatturate all'impresa e le eventuali quote di autoconsumo. Nel caso di strutture societarie complesse, l'entità dei consumi di un'impresa deve essere calcolata rispetto ad eventuali altre imprese collegate con un controllo superiore al 50%. Oltre alle imprese collegate la cui quota di controllo risulta inferiore, sono escluse dal calcolo dei consumi energetici le imprese associate.

La Raccomandazione illustra 6 fasi in cui si articolano le procedure attraverso cui sono identificate le imprese soggette all'obbligo stabilito dall'art. 11. I passaggi chiave riguardano:

- la valutazione dei consumi in un dato anno da parte delle imprese e la comunicazione all'Autorità Nazionale qualora questi oltrepassino la soglia imposta dalla Direttiva;
- il contatto tra l'AN e le imprese preselezionate, al fine di recepire i dati di consumo nel triennio precedente. Le comunicazioni saranno successivamente verificate attraverso un controllo a campione;
- L'AN procede a stilare un elenco definitivo delle imprese coinvolte a norma dell'art. 11 comma 1 e comma 2.

Artt. 21, 22-24: Disposizioni relative ai consumatori. La Raccomandazione (UE) 2024/2481 della Commissione, pubblicata il 13 settembre 2024 affronta l'interpretazione degli artt. 21, 22 e 24 della EED-III in tema di tutela e valorizzazione del ruolo dei consumatori.

- L'identità della controparte contrattuale, anche disponendo di informazioni di contatto, seppur non specificato nella Direttiva;
- riferimenti temporali certi riguardo la durata del contratto (data di inizio e data di fine), congiuntamente alle modalità per ricorrere ad una risoluzione anticipata del contratto.

Le principali disposizioni indicate nell'articolo 26 riguardano

- i criteri che un sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento deve soddisfare per aumentare l'efficienza energetica e la decarbonizzazione della fornitura;

Art. 29: Servizi energetici. La Raccomandazione (UE) 2024/2476 della Commissione, pubblicata il 13 settembre 2024 affronta l'interpretazione dell'articolo 29 della EED-III. L'articolo 29 ha un duplice obiettivo: favorire lo sviluppo del mercato dei servizi energetici e promuovere la diffusione dei servizi energetici nel settore pubblico; attribuire al settore pubblico il ruolo guida nell'efficienza energetica.

Al fine di creare sinergie tra le disposizioni sui servizi energetici e il ruolo guida del settore pubblico nell'efficienza energetica si punta alla promozione e all'uso, dove tecnicamente ed economicamente fattibile, dei contratti di rendimento energetico da parte degli enti pubblici per la ristrutturazione di edifici di grandi dimensioni (superficie di oltre 750 m2).

Raccomandazione della Commissione sul recepimento dell'art. 30 della Direttiva sull'Efficienza Energetica recast.

- i prestiti pubblici verdi offerti o indirettamente sponsorizzati dalle istituzioni pubbliche affinché famiglie, imprese e locatari possano coprire i costi iniziali delle misure di efficienza energetica. Si tratta in genere di prestiti agevolati, che offrono tassi di interesse o periodi di ammortamento più vantaggiosi rispetto ai prestiti commerciali. I prestiti pubblici verdi possono essere erogati da un fondo nazionale per l'efficienza energetica e/o da altri enti pubblici;

Particolare rilievo viene quindi dato al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica, strumento strategico per aumentare la diffusione degli investimenti privati nell'efficienza energetica e sostenere le misure di efficienza energetica a vantaggio anche di soggetti e famiglie in condizioni di povertà energetica, dei clienti vulnerabili, e delle persone che vivono negli alloggi sociali.

- il monitoraggio di consumi ed eventualmente trovare il modo per ridurre gli sprechi;
- nell'ottenimento di una positiva valutazione di impatto ambientale a fini esplorativi;
- in caso di positiva individuazione di fluidi geotermici, nell'ottenimento di una ulteriore valutazione di impatto ambientale preordinata al rilascio di una concessione per la coltivazione delle risorse geotermiche accordata per la durata di trent'anni;

1.5.4 Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)

ISPRED al minimo della serie storica, penalizzato dalle difficoltà nelle dimensioni Decarbonizzazione e Prezzi energia e competitività.

Alla fine del 2024 l'indice ENEA ISPRED (Indice Sicurezza energetica, Prezzi energia e competitività, Decarbonizzazione) si colloca sul livello più basso della serie storica, in calo del 25% rispetto a un anno prima (N.B.: l'indice, che può variare tra 0 e 1, non esprime una valutazione assoluta sullo stato del sistema, ma una valutazione relativa rispetto allo stato del sistema nell'arco di tempo analizzato, cioè tra il 2010 e oggi).

Il peggioramento dell'indice della transizione nel 2024 è riconducibile per la gran parte alla dimensione Decarbonizzazione. Tutti gli indicatori utilizzati per rappresentare questa dimensione sono infatti al minimo della serie storica, con l'unica eccezione delle emissioni dei settori ETS.

Balzo dei premi dei prezzi italiani sui mercati all'ingrosso. In calo i prezzi di elettricità e gas per le imprese.

Con riferimento ai prezzi al dettaglio, secondo stime basate sugli indici dei prezzi Eurostat (HICP) nel 2024 sia il prezzo dell'elettricità sia il prezzo del gas hanno registrato un nuovo calo dopo quello del 2023, che seguiva però i massimi storici del 2022: per l'elettricità si stima un calo nell'ordine del 10%, per il gas nell'ordine del 20%.

1.5.5 Indicatori di sicurezza energetica sui valori medi di lungo periodo

Gli indicatori di sicurezza energetica, nelle tre componenti relativa ai sistemi del petrolio, del gas e dell'elettricità, restano sui valori medi di lungo periodo, a indicare un livello di criticità moderato, inferiore dunque a quello delle dimensioni decarbonizzazione e prezzi.

Negli ultimi anni sulla dimensione Sicurezza energetica ha avuto un effetto positivo il calo dei consumi di gas, che nonostante la leggera ripresa nel 2024 sono rimasti sui minimi di lungo periodo, e inferiori di oltre il 20% rispetto al massimo degli ultimi quindici anni. Ne ha beneficiato il margine di adeguatezza del sistema: anche nel giorno di maggiore utilizzo di tutte le infrastrutture del sistema gas (di importazione, stoccaggio, produzione) è rimasta non utilizzata e disponibile una capacità superiore al 20% della domanda, un valore ampiamente maggiore rispetto ai minimi registrati nell'ultimo decennio, quando il sistema si era trovato più volte in situazioni critiche. In Europa resta comunque un potenziale deficit di offerta, con il rischio di pressioni sui prezzi per la necessità di ricostituire gli stoccaggi a partire da livelli più bassi di quelli di un anno fa.

1.5.6 Ancora un aumento dei consumi dei trasporti

Relativamente al trasporto su strada le vendite di carburanti sono cresciute di quasi 720 mila tonnellate rispetto al 2023 (+2%), anche per le 4 giornate lavorative in più. È notevole in particolare il nuovo aumento delle vendite di benzina (+5% sul 2023, quando erano aumentate di quasi il 4% sul 2022). Il risultato della benzina - 8,6 milioni di tonnellate, ai massimi degli ultimi 15 anni - è spiegato solo in parte dall'aumento del traffico veicolare (l'indice della mobilità di ANAS indica una crescita dei volumi di traffico sulla rete stradale dell'ordine dell'1%). Un ruolo lo ha anche la diffusione della motorizzazione a benzina (soprattutto nelle auto ibride, arrivate a rappresentare il 40% del mercato nel 2024), a conferma di quanto già osservato nel 2023.

È stato invece più modesto l'incremento delle vendite di gasolio, che segue la flessione del 2023 (-2%) ed è ascrivibile probabilmente al trasporto pesante, per il quale l'indice ANAS relativo ai mezzi pesanti vede un aumento superiore al punto percentuale.

1.5.7 Decarbonizzazione

Emissioni di CO2 ancora in calo su base annua ma in ripresa nel secondo semestre

In termini assoluti le FER elettriche sono cresciute in modo costante, dai 5 Mtep medi del quinquennio 2005-2010 fino ai 10 Mtep del 2020.

1.5.8 Sistema petrolifero

Tendenza ribassista dei prezzi del greggio per gran parte del 2024. Crescita della domanda inferiore alle aspettative.

Dal lato dell'offerta la produzione USA ha raggiunto nuovi record (13,2 Mb/g nel 2024, +300.000 b/g) e la produzione complessiva OCSE è aumentata di quasi 800 kb/g, mentre ha registrato un aumento solo marginale la produzione dei Paesi non-OCSE non aderenti all'OPEC+.

Resta forte incertezza sulla domanda, si conferma la situazione di eccesso di offerta

Questo quadro sembra dunque confermare l'eccesso di offerta che ha caratterizzato il mercato globale negli ultimi anni, che potrebbe perfino accentuarsi nel 2025, con conseguente pressione al ribasso sui prezzi.

1.5.9 Continua a contrarsi la quota OPEC

In termini di distribuzione dell'offerta globale si conferma il trend di contrazione della quota OPEC, prevista al 31% nel 2025, un punto in meno del 2024, laddove ancora nel 2017 era di poco inferiore al 40%.

In parallelo continua ad aumentare il peso della produzione non-OPEC (dei Paesi OCSE in particolare, grazie ai record della produzione USA), mentre resta costante la quota di mercato del greggio russo.

È invece tornata ad aumentare la produzione interna di greggio, salita a quasi 4,5 milioni di tonnellate (+6%), dopo tre anni di contrazioni.

1.5.10 Margini di raffinazione tornati a ridursi nel corso del 2024

Il 2024 ha visto un deciso peggioramento della redditività del settore della raffinazione su tutti i mercati, con un calo drastico in particolare nel III trimestre, per i ridotti crack spread dei prodotti.

1.5.11 Crack spread dei prodotti in calo

Netto calo delle esportazioni nette di prodotti raffinati. Rapporto produzione/consumo di gasolio appena sopra l'unità.

Prezzi gas in calo nel 2024, ma ancora più che doppi rispetto alle medie dello scorso decennio

In Europa i prezzi del gas al TTF sono diminuiti del 16,5% rispetto al 2023, scendendo a una media annua di 34,6 €/MWh, comunque più che doppia rispetto a quella quinquennale 2016-2020 (15,6 €/MWh) e maggiore del 50% rispetto a quella di lungo periodo 2010-2020. La media annua è inoltre condizionata dal I trimestre, quando l'inverno mite e gli alti livelli di stoccaggio avevano ridotto i prezzi alla metà del corrispondente trimestre 2023: nei successivi nove mesi dell'anno i prezzi medi 2024 sono risultati identici ai livelli 2023 (circa 37 €/MWh). La volatilità si è attenuata rispetto ai massimi del 2022 e del 2023, pur rimanendo in media superiore di circa il 50% a quella decennale 2010-2019.

I prezzi spot del GNL asiatico hanno seguito una traiettoria simile: le quotazioni JKM sono scese di circa il 17% rispetto al 2023 (a 37,8 €/MWh, quasi il doppio della media 2016-2020). Anche in questo caso la volatilità dei prezzi è rimasta elevata, quasi doppia rispetto al periodo 2010-2019, ma inferiore a quella europea (40% vs. 50%).

1.5.12 Nuovo massimo storico per la domanda globale di gas

Dal lato dell'offerta, nel 2024 l'offerta di GNL è aumentata solo del 2,5% (pari a 13 mld di m3), stesso ammontare dell'anno precedente, ancora ben al di sotto del tasso di crescita medio dell'8% registrato tra il 2016 e il 2020.

Nonostante ciò, in caso di ulteriore calo delle forniture russe in Europa si può stimare un deficit nell'ordine di 15 mld m3, che sommato ai minori stoccaggi a fine inverno potrebbe porre le basi per un aumento della domanda nel corso dell'estate per ricostituire le scorte, con conseguenti maggiori importazioni. Si riproporrebbe in tal caso lo schema competitivo con l'area asiatica, con possibili pressioni sui prezzi, e in ultima analisi una retroazione sulla domanda europea del 2025, la cui crescita potrebbe tornare al di sotto del 2%.

Dopo il drastico calo del 2022 (-14%) e quello marcato del 2023 (-7,5%), nel 2024 la domanda europea di gas si è stabilizzata appena al di sopra dei minimi trentennali dell'anno precedente (a 332 mld m3, +0,6%).

Il dato complessivo racchiude andamenti contrapposti della generazione elettrica (-2 mld m3, -6,8%) e degli usi civili e industriali (+7 mld m3, +2,7%). L'andamento di lungo periodo della domanda della termoelettrica mostra un trend discendente, pur in presenza del ridimensionamento dei prezzi, che fa seguito alla rapida salita dai 60 mld m3 del 2015 a un plateau di circa 90 nel quadriennio 2019-2022.

Evidentemente una condizione necessaria, sebbene forse non sufficiente, perché la domanda di gas torni ad essere elastica ai prezzi, è che questi ultimi tornino sui livelli delle medie di lungo periodo, che restano ancora molto inferiori ai livelli attuali.

L'evoluzione dei consumi europei di gas tra novembre 2024 e febbraio 2025 ha però richiesto prelievi molto più consistenti rispetto agli ultimi due anni, per cui già a fine febbraio il tasso di riempimento degli stoccaggi europei era sceso al di sotto del 40%.

1.5.13 Domanda elettrica in ripresa, più marcata nei mesi estivi

L'evoluzione della potenza di punta mensile ha seguito il normale andamento stagionale, e anch'essa per la gran parte dell'anno si è collocata su livelli di poco superiori ai minimi di lungo periodo.

Fanno però eccezione i mesi estivi (da luglio a settembre), quando i picchi hanno raggiunto valori vicini ai massimi storici (57,9 GW a luglio, 55,8 ad agosto, 52,1 a settembre). Rispetto al 2023 la punta mensile è stata maggiore di 6,4 GW ad agosto (+13%) e di 3,2 GW a settembre, ma inferiore di quasi 1 GW a luglio.

Nel 2024 la leggera ripresa della domanda elettrica ha determinato una leggera riduzione del margine di adeguatezza del sistema elettrico rispetto al 2023. Nell'1% delle ore dell'anno caratterizzate dal margine più ridotto (99° percentile) il minimo margine di capacità "effettivo" (cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda, incrementata della riserva di sostituzione) è stimato a circa 5 GW, un valore pari a circa il 10% della domanda registrata in quell'ora, in leggero calo rispetto all'11% stimato per il 2023.

L'ultimo biennio ha comunque visto un leggero miglioramento sul fronte dell'adeguatezza del sistema, grazie all'entrata in funzione di nuova generazione termoelettrica dopo molti anni.

1.5.14 Prezzi dell'energia elettrica

Prezzo dell'elettricità in calo su base annua, ma a fine anno di nuovo sui livelli 2023

Nel quarto trimestre 2024 il PUN è cresciuto ulteriormente rispetto al trimestre precedente, passando da 119 a 127 €/MWh. Il balzo si è avuto in particolare nel mese di novembre (+12% rispetto al mese precedente), ed è proseguito nell'ultimo mese dell'anno.

Rispetto ai prezzi medi del quinquennio precedente alla crisi dei prezzi del 2022, il prezzo medio di Borsa è stato nel 2024 maggiore del 110% in Italia, del 114% in Germania, del 32% in Spagna, del 39% in Francia.

I prezzi sul mercato libero restano ben maggiori di quelli sul tutelato.

1.5.15 Spread PSV-TTF di nuovo su livelli elevati

Per quanto riguarda i prezzi per le imprese, anche in questo caso mancando l'ultimo aggiornamento Eurostat si è proceduto ad una stima sulla base dei valori dell'indice armonizzato dei prezzi al consumo.

Anche per il gas prezzi sul mercato libero maggiori di quelli sul tutelato

1.5.16 Conclusioni

- il 20,8% da fonte eolica;
- il 18,3% da bioenergie, come biomasse solide, liquide e biogas;
- il 5,9% da fonte geotermica.

Nell'analisi del ruolo del nucleare, occorre distinguere tre diverse aree di intervento

I dati numerici attuali, rilevano fievolissime fluttuazioni nel tempo, non sufficienti a convertire il saldo energetico europeo da negativo a positivo.

Tuttavia non sono dati dettagli su come l'Osservatorio Nazionale svolgerà una funzione di raccordo rispetto al network di entità già operanti nel settore e come farà tesoro delle conoscenze già sviluppate. Inoltre, alla luce della nuova disciplina introdotta dall'art. 11 del D.Lgs. 210/2021, in tema di individuazione dei soggetti vulnerabili, per i quali sembra essere predominante il fattore dell'età, senza opportune valutazioni dell'elemento reddito.

- l'obbligo per i centri dati, con potenza assorbita nominale superiore a 1 MW, di usare calore di scarto;

Infine, un altro forte incremento hanno avuto i consumi di carboturbo (quasi 500 mila tonnellate in più del 2023, +11%), un dato in linea con il traffico aereo negli aeroporti nazionali (+11% il traffico passeggeri, dati ASSAEROPORTI). A valle della ripresa del periodo 2021-'24, i consumi di jet fuel sono ora tornati anche oltre i livelli pre-Covid.

Il crack del diesel (dati parziali) si è collocato a circa 20 $/bl (contro i 26 $/bl del 2023), il crack della benzina è stimato a circa 16 $/bl (contro i 21 $/bl del 2023). In entrambi i casi la contrazione è pari a circa 1/4 del valore 2023.

L'export netto del 2024, pari a 7 milioni di tonnellate, rappresenta un minimo di lunghissimo periodo, ampiamente inferiore al dato 2023 (poco più di 10 Mt) e anche ai dati del 2014 e 2020.

2. Quadro teorico e concettuale

2.1 Autonomia energetica, indipendenza e sicurezza

Il primo passaggio teorico consiste nel distinguere concetti spesso usati come sinonimi. L'indipendenza energetica, nel senso più rigido, indica la capacità di soddisfare il fabbisogno nazionale senza ricorrere a importazioni. Tale definizione è adatta a pochi Paesi dotati di vaste risorse interne o di un sistema energetico largamente autosufficiente. Per l'Italia essa risulta invece poco realistica: la struttura geologica, industriale e infrastrutturale del Paese rende inevitabile una quota significativa di interdipendenza con l'estero. Parlare di indipendenza in senso assoluto rischia quindi di produrre un obiettivo retorico più che una strategia praticabile.

Più utile è il concetto di autonomia energetica. Essa non implica assenza di scambi, ma capacità di governarli. Un Paese autonomo non è necessariamente un Paese isolato; è un Paese che dispone di alternative, riduce la concentrazione dei rischi, possiede infrastrutture resilienti, sa modulare la domanda, sviluppa competenze tecnologiche e partecipa a reti internazionali da una posizione non subalterna. L'autonomia è dunque una proprietà relazionale: dipende dal numero e dalla qualità dei fornitori, dalla flessibilità delle reti, dalla capacità di stoccaggio, dal grado di elettrificazione, dall'efficienza dei consumi e dalla solidità delle istituzioni.

La sicurezza energetica, a sua volta, indica la disponibilità di energia affidabile, sostenibile e accessibile a prezzi compatibili con la tenuta economica e sociale. In passato essa veniva spesso associata alla continuità fisica delle forniture. Oggi la sicurezza include anche la stabilità dei prezzi, la protezione delle infrastrutture critiche, la resilienza climatica, la cybersicurezza, la sostenibilità ambientale e la capacità di reagire a shock improvvisi. La sicurezza energetica contemporanea non può essere separata dalla transizione energetica: un sistema fossile può apparire stabile nel breve periodo, ma risultare vulnerabile nel medio-lungo periodo per ragioni geopolitiche, climatiche e finanziarie.

2.2 Energia come fattore di sovranità e stabilità

L'energia è un fattore di sovranità perché condiziona quasi ogni funzione essenziale di uno Stato moderno. Essa alimenta industrie, abitazioni, reti digitali, trasporti, servizi sanitari, difesa, agricoltura e pubblica amministrazione. Un sistema energetico fragile può generare effetti macroeconomici rilevanti: inflazione, perdita di competitività, delocalizzazione industriale, povertà energetica e tensioni sociali. Il costo dell'energia è particolarmente decisivo per un Paese come l'Italia, nel quale molte imprese operano in filiere esposte alla concorrenza internazionale e non possono trasferire integralmente i rincari sui prezzi finali.

La sovranità energetica non significa controllo statale totale del settore, ma capacità pubblica di orientare investimenti, infrastrutture, regole e mercati verso obiettivi di interesse generale. In un sistema liberalizzato, tale capacità si esercita attraverso strumenti normativi, incentivi, pianificazione di rete, autorizzazioni, politica estera, partecipazioni pubbliche strategiche e cooperazione europea. L'Italia dispone di attori industriali rilevanti, come Eni, Snam, Terna e GSE, che svolgono funzioni diverse nel sistema energetico e possono contribuire a una strategia nazionale coordinata. La sfida è evitare che le scelte infrastrutturali rispondano solo a emergenze contingenti, senza una visione coerente con gli obiettivi climatici e industriali.

La stabilità energetica è anche stabilità sociale. Prezzi elevati di gas ed elettricità incidono sulle famiglie vulnerabili, sulle imprese energivore e sui bilanci pubblici, costringendo lo Stato a misure compensative costose. Una strategia di autonomia deve quindi includere politiche contro la povertà energetica, efficienza degli edifici, elettrificazione conveniente, tariffe intelligenti, comunità energetiche e strumenti di tutela per i consumatori. Senza questa dimensione sociale, la transizione rischia di apparire come un costo imposto dall'alto e di generare resistenze.

2.3 Il Mediterraneo come spazio strategico di interconnessione

Il Mediterraneo è uno spazio di interconnessione materiale e politica. Attraverso il bacino passano gasdotti, cavi elettrici, rotte petrolifere, navi metaniere, infrastrutture portuali, reti digitali e flussi commerciali. La sua centralità dipende dalla prossimità tra domanda europea e risorse nordafricane, ma anche dal potenziale rinnovabile della sponda sud, dalla presenza di grandi operatori energetici e dalla possibilità di costruire mercati regionali più integrati. Per l'Italia, il Mediterraneo è il teatro naturale di una politica energetica esterna: non una periferia, ma una frontiera strategica.

Questa centralità non è priva di ambiguità. Il Mediterraneo è anche un'area di instabilità, segnata da crisi istituzionali, tensioni sociali, competizione tra potenze, conflitti armati, vulnerabilità climatica e disuguaglianze economiche. La disponibilità di gas o sole non garantisce automaticamente sicurezza. Un giacimento non è sicuro se le infrastrutture sono esposte a sabotaggi; un grande impianto solare non è sostenibile se sottrae risorse idriche o benefici alle comunità locali; un cavo elettrico non produce integrazione se mancano regole di mercato e fiducia politica. La cooperazione euromediterranea deve quindi evitare una logica estrattiva e costruire benefici reciproci.

Il Mediterraneo energetico del futuro non può essere fondato soltanto sul gas. Gasdotti e GNL restano importanti nella fase di transizione, ma l'integrazione regionale più promettente riguarda elettricità rinnovabile, accumuli, reti intelligenti, efficienza, idrogeno per usi selettivi, ricerca e formazione. In questa prospettiva, infrastrutture come Elmed e programmi come PRIMA assumono un valore strategico perché indicano un passaggio da una relazione fondata sull'importazione di combustibili a una cooperazione più articolata su tecnologia, scienza e sistemi territoriali.

2.4 Dimensioni operative dell'autonomia energetica

L'autonomia energetica può essere scomposta in alcune dimensioni operative. La prima è l'autonomia di approvvigionamento: pluralità di fornitori, contratti, rotte e vettori. La seconda è l'autonomia infrastrutturale: disponibilità di gasdotti, terminali GNL, stoccaggi, reti elettriche, accumuli e interconnessioni. La terza è l'autonomia tecnologica: capacità di produrre e gestire tecnologie pulite, componenti, software, sistemi di controllo e competenze. La quarta è l'autonomia economica: riduzione dell'esposizione alla volatilità dei prezzi internazionali. La quinta è l'autonomia normativa: capacità di pianificare, autorizzare e coordinare. La sesta è l'autonomia territoriale: partecipazione di regioni, comuni, imprese e cittadini. La settima è l'autonomia ambientale: riduzione del vincolo fossile attraverso efficienza ed elettrificazione.

Questa griglia consente di evitare una lettura riduttiva del problema. Un Paese può diversificare i fornitori ma restare vulnerabile se non dispone di reti adeguate; può installare

rinnovabili ma restare esposto se mancano accumuli; può attrarre investimenti ma incontrare ostacoli se i procedimenti autorizzativi sono lenti; può firmare accordi mediterranei ma indebolirne l'efficacia se non produce benefici per i partner. L'autonomia è dunque un risultato sistemico, non la somma meccanica di singoli progetti.

2.5 Approfondimento: autonomia, sovranità e trilemma energetico

L'approfondimento sviluppa la nozione di autonomia energetica come categoria complessa. La sicurezza degli approvvigionamenti non è soltanto disponibilità fisica di energia, ma capacità istituzionale, diversificazione, stabilità dei prezzi e coerenza tra transizione climatica e competitività.

Non vi è dubbio che una maggiore autonomia energetica, comporta diversi benefici, tra cui minori costi per le aziende e bollette più basse per i cittadini. Si tratta di una necessità, che può trasformarsi in un'opportunità.

2.5.1 La sicurezza dell'approvvigionamento

- la transizione verso l'indipendenza energetica richiede investimenti significativi in infrastrutture, tecnologie e ricerca;

Inoltre, la maggiore indipendenza dalle forniture estere, le cui implicazioni sempre attuali si acuiscono ulteriormente nel quadro dell'instabilità del contesto geopolitico contemporaneo, spinge ulteriormente a valutare il nucleare come parte di una strategia di diversificazione energetica.

Come è stato evidenziato, nel corso delle suesposte e articolate considerazioni, l'indipendenza energetica non rappresenta solo una questione economica: è una leva geopolitica che ha determinato guerre, crisi e alleanze per oltre un secolo. La mancanza d'indipendenza energetica rappresenta un fattore di rischio significativo per un Paese. Senza una solida autosufficienza energetica, un paese si espone a vulnerabilità economiche e geopolitiche. Le tensioni internazionali, le crisi globali e la dipendenza da fornitori esterni possono infatti destabilizzare il sistema produttivo, con impatti diretti sulla crescita e sulla sicurezza economica del Paese, come è stato riportato in precedenza.

Pechino ha però adottato una strategia duplice: mentre, attraverso accordi con altri Paesi, continua a importare combustibili fossili per sostenere il proprio fabbisogno interno, è diventata leader mondiale nella produzione di tecnologie per le energie rinnovabili. Ad esempio, in Cina è installato un terzo della nuova capacità globale di eolico e solare. Tuttavia, osservando il suo energy mix, il predominio del carbone e dei combustibili fossili rende ancora prematuro considerarla una nazione realmente sostenibile.

Per garantire la stabilità del proprio approvvigionamento, il Continente dovrà individuare soluzioni efficaci: se l'auto-produzione non sarà sufficiente, sarà fondamentale diversificare le fonti e i fornitori di energia, riducendo così il rischio di approvvigionamento, sempre più legato alle nuove dinamiche geopolitiche e alle tensioni tra gli attori mondiali.

In considerazione del quadro sin qui esposto, l'indipendenza energetica se poteva sembrare un concetto utopistico per molti operatori del settore, se analizzata verso una corretta prospettiva come il presente progetto di lavoro evidenzia, può costituire una realtà possibile se concentrato verso un modello energetico "grande e concentrato" e in completa autonomia dalla rete pubblica.

Pertanto, per indipendenza energetica s'intende la completa autonomia dalla rete pubblica, attraverso l'adozione di sistemi in grado di assicurare il proprio fabbisogno energetico. Si tratta di raggiungere la piena autonomia energetica da un modello di distribuzione e trasmissione centralizzato (quello dell'attuale rete elettrica), dove l'energia derivante da combustibili fossili e idrocarburi viene distribuita a cascata dalle grandi centrali elettriche ad alta e altissima tensione agli utenti finali tramite sistemi di distribuzione locale a media e bassa tensione con un processo che potrebbe potenzialmente implicare inutili sprechi di risorse. L'indipendenza energetica consiste invece nell'uso di un modello di rete più capillare, piccolo e veloce in cui la produzione di energia diventa decentrata e permette di autosostenersi. Non solo, ma consente anche di ottimizzare l'intero processo di alimentazione elettrica abbattendo i consumi e i costi della fornitura elettrica. Quindi più risparmio energetico e meno sprechi.

La strada per raggiungere l'indipendenza energetica è fatta di piccoli passi come

- l'analisi del proprio fabbisogno energetico (quanta energia è necessario produrre);

Torna a crescere il fabbisogno di energia primaria. In lieve aumento l'intensità energetica

Nel complesso si registra quindi una diminuzione contemporanea su tutti i principali canali di import, con l'unica eccezione della stabilità del TAP e la ripresa delle forniture russe.

Per i clienti domestici sono disponibili da ARERA i dati relativi al mercato tutelato di un consumatore tipo (3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo), che tuttavia nel corso di quest'anno è andato progressivamente a riguardare i soli clienti in regime di vulnerabilità.

3. Metodologia della ricerca

3.1 Approccio comparativo e interdisciplinare

Il paper adotta un approccio comparativo e interdisciplinare. La sicurezza energetica italiana viene analizzata incrociando economia dell'energia, relazioni internazionali, diritto dell'Unione europea, politiche industriali, studi infrastrutturali e governance territoriale. Tale scelta metodologica risponde alla natura del tema: l'energia non è solo una variabile tecnica, ma una questione politica, economica e sociale. Un'analisi esclusivamente ingegneristica non sarebbe in grado di spiegare i vincoli geopolitici; un'analisi solo geopolitica non coglierebbe le esigenze di rete, accumulo e dispacciamento; un'analisi solo normativa non mostrerebbe gli effetti sui prezzi e sulla competitività.

La comparazione viene utilizzata in due sensi. Il primo è temporale: si confronta il sistema energetico italiano prima e dopo la crisi europea del gas, evidenziando come la riduzione delle forniture russe abbia accelerato la diversificazione ma anche rivelato limiti strutturali. Il secondo è geografico: si distinguono i ruoli dei principali partner euromediterranei. Algeria, Tunisia, Libia ed Egitto non sono intercambiabili: l'Algeria è soprattutto produttore e fornitore; la Tunisia è Paese di transito e futuro partner elettrico; la Libia è produttore fragile; l'Egitto è attore del Mediterraneo orientale e del GNL. L'approccio comparativo consente di valutare rischi e opportunità specifici.

3.2 Fonti primarie e secondarie

Le fonti utilizzate comprendono documenti istituzionali italiani ed europei, rapporti tecnici, dati statistici e letteratura di supporto. Tra le fonti italiane rientrano il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, le pubblicazioni del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, i dati GSE sulle fonti rinnovabili, le statistiche Terna sul sistema elettrico, le relazioni ARERA sui mercati energetici, i rapporti ENEA su efficienza e transizione, i documenti Snam sulle infrastrutture gas e GNL, i rapporti Eni sulle attività mediterranee. Tra le fonti europee rientrano REPowerEU, la Direttiva energie rinnovabili, la Direttiva sull'efficienza energetica, i programmi Interreg NEXT MED ed ENI CBC MED, le piattaforme dell'Unione per il Mediterraneo e PRIMA.

Le fonti secondarie comprendono studi accademici e rapporti di think tank su autonomia strategica, geopolitica del gas, sicurezza energetica, clean tech, giustizia energetica, cooperazione mediterranea e transizione industriale. L'uso combinato di fonti primarie e secondarie permette di evitare sia una descrizione puramente normativa sia una lettura eccessivamente astratta. I dati energetici vengono interpretati alla luce delle scelte politiche, mentre le strategie vengono valutate rispetto alla loro fattibilità tecnica e infrastrutturale.

3.3 Analisi documentale e casi studio

L'analisi documentale è finalizzata a ricostruire obiettivi, strumenti e vincoli della politica energetica italiana. In particolare, il PNIEC viene letto come documento di pianificazione, ma anche come indicatore della distanza tra ambizione e capacità attuativa. REPowerEU viene interpretato come cornice europea di sicurezza e decarbonizzazione. La normativa sull'efficienza energetica viene utilizzata per mettere in evidenza il principio Energy Efficiency First, secondo cui la riduzione della domanda deve essere considerata prima dell'espansione

dell'offerta. I rapporti sui prezzi e sulla competitività consentono infine di collegare energia e sistema produttivo.

I casi studio sono stati scelti perché rappresentano forme diverse di cooperazione euromediterranea. Il Transmed è una infrastruttura fossile consolidata, essenziale per la sicurezza di breve periodo. Elmed è un'interconnessione elettrica che indica una possibile evoluzione verso integrazione rinnovabile tra Europa e Nord Africa. PRIMA è una piattaforma di ricerca che mostra il valore della diplomazia scientifica nel Mediterraneo. Il SoutH2 Corridor è un progetto di lungo periodo che permette di discutere opportunità e incertezze dell'idrogeno. I casi non sono presentati come esempi equivalenti, ma come tasselli di una trasformazione: dal gas alla cooperazione elettrica e tecnologica.

3.4 Indicatori empirici

Gli indicatori utilizzati riguardano cinque aree. La prima è la dipendenza energetica: quota di importazioni, concentrazione dei fornitori, peso di petrolio e gas nel mix. La seconda è la sicurezza infrastrutturale: capacità di rigassificazione, stoccaggi, gasdotti, reti elettriche, interconnessioni e accumuli. La terza è la transizione: quota di rinnovabili sui consumi finali, quota rinnovabile nel settore elettrico, nuova capacità installata, elettrificazione e riduzione delle emissioni. La quarta è la competitività: prezzi all'ingrosso e al dettaglio, spread tra hub, impatti sui settori energivori. La quinta è la governance: tempi autorizzativi, coordinamento Stato-Regioni, strumenti finanziari, capacità amministrativa e partecipazione locale.

L'uso di questi indicatori consente di valutare la qualità delle strategie. Una politica può migliorare un indicatore e peggiorarne un altro: ad esempio, un nuovo terminale GNL aumenta la sicurezza di breve periodo ma può accrescere il rischio di lock-in; un forte sviluppo del fotovoltaico migliora la decarbonizzazione ma richiede accumuli e reti; un'interconnessione elettrica aumenta la flessibilità ma espone a rischi regolatori se i mercati non sono coordinati. La valutazione deve quindi essere multidimensionale.

3.5 Limiti della ricerca

Il principale limite della ricerca riguarda la volatilità dei dati energetici. I flussi di gas, i prezzi, le importazioni elettriche e le quote di rinnovabili cambiano rapidamente in funzione di clima, domanda industriale, manutenzioni, andamento dei mercati e condizioni geopolitiche. Alcuni dati annuali possono essere influenzati da fattori contingenti, come inverni miti o riduzioni temporanee dell'attività produttiva. Per questo motivo il paper privilegia tendenze strutturali e rapporti tra variabili, evitando di attribuire significato eccessivo a singole oscillazioni.

Un secondo limite riguarda la distanza tra capacità nominale e flussi effettivi. Un gasdotto o un terminale GNL può disporre di capacità teorica elevata ma essere sottoutilizzato per ragioni commerciali, tecniche o politiche. Allo stesso modo, una rete elettrica può essere formalmente interconnessa ma non pienamente integrata se mancano regole di mercato, sistemi di accumulo o flessibilità. Un terzo limite riguarda gli scenari di lungo periodo, in particolare nucleare, idrogeno e grandi interconnessioni mediterranee: si tratta di opzioni strategiche rilevanti, ma esposte a incertezze su costi, tempi, consenso sociale e maturità tecnologica.

3.6 Approfondimento: indicatori, triangolazione e lettura critica delle fonti

Questo sviluppo metodologico integra il quadro delle fonti e chiarisce come i dati vadano interpretati in relazione a contesto politico, scenario internazionale e incertezza tecnologica. Il metodo adottato privilegia triangolazione e lettura critica.

- costruire nuovi reattori nucleari utilizzando tecnologie consolidate. Per rendere l'energia nucleare una fonte energetica efficiente dal punto di vista economico è necessario tenere sotto controllo i costi (i LCOE del nucleare sono aumentati del 46%, passando da 123 dollari/MWh nel 2009 a 180 dollari/MWh nel 2023, secondo i dati di Lazard e BNEF, al di sopra dei LCOE delle altre fonti di energia pulita più comuni);
- **Smantellamento degli impianti obsoleti:** dismissione delle vecchie centrali non destinate alla ricerca;
- Promozione della ricerca sulla fusione nucleare: investimenti in tecnologie innovative per una futura produzione energetica pulita;

Importanti chiarimenti sono contenuti, infine, nelle sezioni 7.6 e 7.7 in cui sono discusse in maniera approfondita, le condizioni specifiche per la contabilizzazione dei risparmi (Allegato V-2, f) da misure afferenti ai settori ETS, in particolare rispetto all'estensione ai nuovi settori che sarà conseguente all'entrata in funzione dell'ETS2 (Regolamento UE 2023/957) e da misure relative a tecnologie che sfruttano la combustione diretta di fonti fossili.

- nel rilascio di un apposito permesso ai fini della ricerca a scopi energetici delle risorse (c.d. permesso di ricerca) avente una durata massimo di quattro anni e prorogabile per non oltre un biennio);

La concentrazione del calo dei consumi di energia sulle due fonti fossili più carbon intensive ha permesso di ridurre le emissioni di CO2 (-3,5%) in misura molto maggiore della riduzione dei consumi.

Per il quarto anno consecutivo sono risultati in aumento gli indicatori di mobilità veicolare, e i trasporti sono infatti il settore di maggiore crescita dei consumi energetici (+3%). A fine 2024 l'Indice di Mobilità Rilevata di ANAS si colloca su valori superiori di oltre il 5% rispetto al 2019, prima del crollo della mobilità legato al Covid.

I consumi di carbone hanno registrato un altro crollo, dimezzandosi rispetto ai livelli del 2023, quando pure erano diminuiti di circa un terzo sull'anno precedente. Il risultato è da ricercare in gran parte nella termoelettrica, dove la produzione da solidi si è fermata ad appena 3,5 TWh, contro i 12 del 2023 (dati TERNA).

La riduzione delle emissioni del 2024 è da ricercare in larghissima parte nel settore della trasformazione (generazione elettrica e raffinazione), per il quale si stima un calo di circa 9 Mt CO2 (-12% sul 2023). Più modesta la flessione nell' industria, mentre sono aumentate le emissioni nei Trasporti (+2,5% sul 2023) e in misura minore nel civile (1%).

Secondo le stime ENEA nel 2024 i consumi di energia da fonti rinnovabili (calcolati secondo la metodologia Eurostat utilizzata per la valutazione del raggiungimento degli obiettivi europei) sono stati pari a poco più di 23 Mtep, in aumento del 3% rispetto al 2023. Il ritmo di crescita dei consumi di FER resta modesto: nell'ultimo decennio sono cresciuti da poco meno di 20 Mtep a circa 23 Mtep.

Con riferimento al solo settore elettrico, i consumi da FER (calcolati sempre con la metodologia Eurostat) nel 2024 sono stimati pari a quasi 11 Mtep, in aumento sul 2023 di quasi

il 4% (nonostante l'aumento della produzione idroelettrica sia del 30%, dal momento che la procedura di normalizzazione ne ridimensiona gli effetti).

4. Dipendenza energetica dell'Italia

4.1 Composizione del mix energetico italiano

Il punto di partenza dell'analisi è la composizione del mix energetico. L'Italia ha compiuto progressi significativi nello sviluppo delle rinnovabili, ma il sistema energetico complessivo resta dominato da petrolio e gas. Secondo i dati istituzionali più recenti utilizzati in questo lavoro, nel 2024 il mix energetico nazionale vedeva ancora una forte presenza di petrolio e gas, mentre le rinnovabili rappresentavano una quota importante ma non ancora sufficiente a modificare radicalmente la dipendenza estera. La quota rinnovabile è più elevata nel settore elettrico rispetto ai consumi finali complessivi, perché trasporti, riscaldamento e parte dell'industria restano legati a combustibili fossili.

Questa distinzione è cruciale. Un Paese può aumentare la produzione elettrica rinnovabile e, al tempo stesso, continuare a importare grandi quantità di petrolio per i trasporti e gas per usi civili, industriali e termoelettrici. La transizione energetica italiana, quindi, non può essere valutata soltanto sulla base della produzione elettrica. Deve essere considerata la struttura dei consumi finali: trasporti, edilizia, industria e servizi. È in questi settori che si gioca la riduzione della dipendenza strutturale.

Il gas naturale ha avuto storicamente una funzione strategica nel sistema italiano. È meno emissivo del carbone e ha consentito al Paese di ridurre l'uso di fonti più inquinanti, ma ha anche creato una vulnerabilità elevata, soprattutto nei momenti di tensione geopolitica. Il petrolio resta dominante nei trasporti e mantiene l'Italia esposta alle dinamiche dei mercati globali del greggio. Le rinnovabili riducono questa esposizione, ma la loro crescita deve essere accompagnata da accumuli, reti e procedure autorizzative più rapide.

4.2 Evoluzione storica della dipendenza

La dipendenza energetica italiana ha radici storiche profonde. Dopo le crisi petrolifere degli anni Settanta, il Paese ha cercato di diversificare le fonti e di aumentare il peso del gas naturale. La rinuncia al nucleare, confermata dai referendum, ha eliminato una possibile fonte nazionale di produzione elettrica a basse emissioni ma ha anche rispecchiato una scelta sociale e politica precisa. Negli anni successivi, l'Italia ha sviluppato una rete di gasdotti articolata, collegata a Russia, Nord Africa, Mare del Nord e Caspio, e ha progressivamente ampliato le rinnovabili, soprattutto grazie al fotovoltaico e all'idroelettrico.

La crisi energetica del 2021-2022 ha modificato profondamente il quadro. La dipendenza dal gas russo, considerata per anni gestibile, si è rivelata un fattore di vulnerabilità strategica. La risposta italiana ed europea ha puntato su riduzione dei consumi, diversificazione dei fornitori, rafforzamento del GNL e nuovi accordi con partner mediterranei e globali. La crisi ha però anche mostrato che la sicurezza non dipende solo dal volume importato, ma dalla concentrazione del rischio. Dipendere da un solo grande fornitore è più pericoloso che dipendere da più fornitori con rotte e contratti differenziati.

La diversificazione post-crisi ha avuto effetti positivi, ma non ha eliminato il problema. L'Italia resta fortemente esposta alle importazioni di gas, petrolio e materie prime critiche. Inoltre, la transizione verso tecnologie pulite genera nuove dipendenze potenziali: pannelli fotovoltaici, batterie, elettrolizzatori, semiconduttori e terre rare sono inseriti in catene globali

dominate da pochi attori. L'autonomia energetica del futuro dovrà quindi riguardare non solo combustibili, ma anche tecnologie, filiere industriali e competenze.

4.3 Gas naturale: fornitori, rotte e vulnerabilità

Il gas naturale è il punto più delicato della sicurezza energetica italiana. Nel breve periodo il gas resta necessario per garantire flessibilità al sistema elettrico, coprire consumi industriali e civili e compensare l'intermittenza di alcune fonti rinnovabili. Tuttavia, proprio questa centralità rende il Paese vulnerabile. Il tasso di dipendenza dall'estero per il gas è molto elevato e la produzione nazionale ha un ruolo limitato. Dopo la riduzione delle forniture russe, l'Algeria è diventata il principale fornitore fisico, affiancata da Azerbaigian, Qatar, Stati Uniti, Libia e altri esportatori.

La diversificazione delle rotte ha aumentato la resilienza del sistema. Il Transmed collega Algeria, Tunisia e Italia; il TAP collega il Caspio all'Italia attraverso il Corridoio meridionale; il Greenstream collega la Libia alla Sicilia; i terminali GNL consentono importazioni da mercati globali. Questa pluralità è un vantaggio, ma non equivale a indipendenza. Ogni rotta comporta rischi specifici: instabilità politica, tensioni regionali, capacità produttiva, domanda interna dei Paesi fornitori, concorrenza con altri acquirenti, vulnerabilità marittime e prezzo del GNL.

Il caso del GNL è emblematico. La capacità di rigassificazione rafforza la sicurezza perché permette di acquistare gas da molte aree del mondo. Tuttavia, il GNL è esposto a un mercato globale competitivo: l'Europa concorre con l'Asia, i prezzi possono aumentare rapidamente e le rotte navali sono sensibili a crisi geopolitiche. Inoltre, nuovi terminali e contratti di lungo periodo devono essere valutati alla luce della traiettoria di decarbonizzazione. Se la domanda di gas cala rapidamente, alcune infrastrutture potrebbero risultare sovradimensionate; se cala troppo lentamente, gli obiettivi climatici diventano più difficili da raggiungere.

4.4 Sistema elettrico e rinnovabili

Il settore elettrico è il segmento in cui la transizione italiana appare più avanzata. Le rinnovabili hanno raggiunto una quota significativa della produzione elettrica, grazie a idroelettrico, solare, eolico, bioenergie e geotermia. Nel 2024 la domanda elettrica italiana è risultata in crescita rispetto all'anno precedente e la produzione rinnovabile ha registrato livelli elevati, anche per effetto dell'aumento del fotovoltaico. La crescita degli impianti fotovoltaici rappresenta un dato positivo, ma non esaurisce il problema della sicurezza. Un sistema elettrico con alta penetrazione rinnovabile richiede reti più robuste, capacità di accumulo, demand response e strumenti di flessibilità.

L'Italia importa anche elettricità, soprattutto da Paesi confinanti. Le importazioni possono essere convenienti e utili alla sicurezza, ma evidenziano che l'autonomia elettrica non è pienamente raggiunta. In una prospettiva europea, importare elettricità non è necessariamente negativo: il mercato integrato consente di ottimizzare risorse e ridurre costi. Tuttavia, l'Italia deve evitare che la crescita della domanda elettrica, legata a pompe di calore, mobilità elettrica, industria e data center, aumenti la dipendenza esterna se non accompagnata da nuova capacità nazionale e da interconnessioni equilibrate.

La sfida principale è il passaggio da un sistema elettrico centrato sulla generazione programmabile a un sistema basato su fonti variabili. Fotovoltaico ed eolico producono in funzione di condizioni meteorologiche, non della domanda. Nei momenti di massima

produzione possono emergere congestioni e prezzi molto bassi; nei momenti di bassa produzione serve flessibilità. L'autonomia energetica elettrica, dunque, non coincide con il numero di impianti installati, ma con la capacità del sistema di integrarli senza compromettere stabilità, qualità del servizio e costi.

4.5 Petrolio, trasporti e raffinazione

Il petrolio rimane la fonte dominante nei trasporti. La mobilità su gomma, il trasporto merci, l'aviazione e parte della logistica mantengono il Paese esposto alle dinamiche del greggio e dei prodotti raffinati. Anche se la discussione pubblica si concentra spesso sul gas, il petrolio continua a essere una componente essenziale della dipendenza energetica italiana. La transizione nei trasporti è più complessa di quella elettrica perché richiede infrastrutture di ricarica, rinnovo del parco veicoli, trasporto pubblico, logistica ferroviaria, biocarburanti sostenibili e cambiamenti nei comportamenti.

Il sistema della raffinazione ha rappresentato storicamente un elemento di sicurezza, perché consente di trasformare greggio importato in prodotti utili al mercato interno e all'export. Tuttavia, la riduzione dei consumi di lungo periodo, la concorrenza internazionale e la transizione verso carburanti alternativi pongono interrogativi sulla sua evoluzione. Una politica industriale lungimirante dovrebbe accompagnare la riconversione di alcuni asset verso biocarburanti, idrogeno, cattura della CO2 dove appropriato e servizi logistici per combustibili della transizione, evitando perdita improvvisa di capacità strategiche.

4.6 Efficienza energetica e riduzione della domanda

Una delle tesi centrali del paper è che la riduzione della domanda sia la forma più solida di autonomia energetica. Ogni metro cubo di gas non consumato, ogni litro di carburante sostituito da mobilità elettrica o collettiva, ogni chilowattora risparmiato attraverso edifici efficienti riduce la dipendenza dall'estero. L'efficienza energetica non va quindi considerata come politica accessoria, ma come infrastruttura invisibile della sicurezza nazionale.

Gli edifici rappresentano un settore prioritario. Riscaldamento, raffrescamento, isolamento insufficiente e impianti obsoleti incidono sui consumi finali e sulla vulnerabilità delle famiglie. Pompe di calore, teleriscaldamento efficiente, riqualificazione energetica e sistemi di gestione intelligente possono ridurre la domanda di gas. Nell'industria, efficienza dei processi, recupero di calore, elettrificazione selettiva e digitalizzazione possono contenere costi e consumi. Nei trasporti, la riduzione del petrolio richiede un mix di elettrificazione, trasporto pubblico, ferrovia, logistica efficiente e carburanti alternativi per i settori difficili da elettrificare.

Il principio Energy Efficiency First, introdotto e rafforzato nel quadro europeo, impone di valutare le soluzioni di efficienza prima di investire in nuova offerta. Questo principio ha una rilevanza strategica per l'Italia: spesso è meno costoso ridurre il fabbisogno che costruire nuove infrastrutture di importazione. Tuttavia, l'efficienza richiede strumenti finanziari stabili, competenze tecniche, certezza normativa e capacità amministrativa. Senza queste condizioni, resta un obiettivo dichiarato ma non pienamente realizzato.

4.7 Prezzi, competitività e sistema produttivo

La dipendenza energetica incide direttamente sulla competitività. Le imprese italiane, in particolare le PMI e i settori energivori, sono esposte a differenziali di prezzo rispetto ai

concorrenti europei e globali. Prezzi elevati dell'elettricità e del gas possono ridurre margini, rinviare investimenti, indebolire filiere e aumentare il rischio di delocalizzazione verso aree con energia più economica o standard ambientali meno stringenti. La transizione energetica deve quindi essere disegnata come politica industriale, non solo ambientale.

La questione è particolarmente rilevante per chimica, carta, siderurgia, ceramica, vetro, cemento e altri comparti a elevata intensità energetica. Per questi settori, il costo dell'energia non è una voce marginale ma un fattore competitivo essenziale. L'autonomia energetica italiana deve garantire prezzi prevedibili e compatibili con la produzione, altrimenti la decarbonizzazione rischia di trasformarsi in deindustrializzazione. In questo senso, rinnovabili a basso costo marginale, contratti di lungo periodo, comunità energetiche industriali, autoconsumo, accumuli e reti efficienti possono diventare strumenti di competitività.

Tabella 1 – Indicatori chiave del sistema energetico italiano, 2024

Indicatore	Valore	Lettura strategica
Petrolio nel mix energetico	36,4%	Fonte ancora dominante, soprattutto per trasporti e usi finali non elettrificati
Gas naturale nel mix energetico	36,1%	Vettore critico per elettricità, industria e riscaldamento
Rinnovabili nel mix energetico	21,9%	Crescita importante ma non sufficiente a sostituire il peso fossile totale
Carbone	1,6%	Fonte residuale dopo la fase emergenziale del 2022
Dipendenza energetica estera	73%	Riduzione rispetto al 2022-2023, ma valore strutturalmente elevato
Dipendenza estera nel gas naturale	95,2%	Massima vulnerabilità nei combustibili importati

Fonte: elaborazione su ARERA, Sintesi Relazione annuale 2025, dati 2024.

Tabella 2 – Importazioni lorde di gas per provenienza fisica, 2024

Paese/area	Mld m3	Osservazione
Algeria	23,3	Primo fornitore fisico e partner mediterraneo centrale
Azerbaigian	10,3	Rilevante per il Corridoio Sud e TAP
Qatar	6,9	Rilevante per GNL e contratti di lungo periodo
Russia	5,7	Ridotta rispetto al 2021, ma non azzerata nei dati fisici 2024
Stati Uniti	5,2	Componente rilevante del GNL
Libia	1,4	Risorsa mediterranea condizionata da instabilità politica
Altri	0,7	Quota residuale e diversificata

Fonte: ARERA, Sintesi Relazione annuale 2025, dati preconsuntivi MASE 2024.

4.8 Approfondimento: fragilità strutturale del sistema italiano

L'approfondimento dedica spazio alla specificità italiana: alta dipendenza dall'estero, peso del gas, sensibilità delle imprese ai costi energetici, assenza di produzione nucleare nazionale e necessità di conciliare sicurezza e decarbonizzazione.

Dal punto degli scenari geoeconomici, occorre evidenziare come l'impatto della dipendenza dal gas russo, l'assenza di centrali nucleari in Italia e le politiche europee che privilegiano la sostenibilità ambientale senza considerare i costi economici, non hanno di certo favorito le politiche di trasformazione energetica, nel nostro Paese. Ciononostante, il nostro Paese ha compiuto importanti passi in avanti negli ultimi anni, rispetto verso l'indipendenza energetica, in un'ottica di perseguimento di obiettivi strategici.

In questo contesto il contributo di ognuno è fondamentale e può fare la differenza, per sostenere la diffusione delle energie rinnovabili in Italia a beneficio di tutta la società. L'indipendenza energetica rappresenta pertanto, la capacità di un Paese nel soddisfare il proprio fabbisogno energetico attraverso risorse e infrastrutture di produzione interne, riducendo al minimo la dipendenza dalle importazioni di energia dall'estero.

4.8.1 La dipendenza dalle fonti fossili

- molti Paesi dipendono fortemente dalle importazioni di combustibili fossili, il che li rende vulnerabili alle fluttuazioni dei prezzi e alle tensioni geopolitiche;
- i costi iniziali possono essere elevati, ma i benefici a lungo termine, come la riduzione della dipendenza dalle importazioni e la mitigazione dei cambiamenti climatici, sono considerevoli.
- ridurre il consumo di energia attraverso misure di efficienza energetica è fondamentale per diminuire la dipendenza dalle fonti esterne.
- **Disponibilità limitata di materie prime:** Le tecnologie rinnovabili richiedono grandi quantità di minerali critici, come litio, cobalto e terre rare. La crescente domanda di queste risorse potrebbe portare a nuove forme di dipendenza economica e conflitti geopolitici.

4.8.2 Il nucleare: perché può rappresentare un'opportunità per l'Italia

Un'iniziativa storica per reintrodurre l'energia nucleare nel mix energetico, puntando a diversificare le fonti, aumentare la sicurezza e ridurre la dipendenza dalle importazioni. Un piano che mira a promuovere soluzioni energetiche sostenibili, ridurre le emissioni di carbonio e contenere i costi per famiglie e imprese.

Pertanto, in questo quadro, il nucleare appare un'opzione imprescindibile, considerato che l'Italia storicamente dipendente dall'estero per l'energia deve affrontare una doppia sfida: garantire l'indipendenza energetica e gestire la transizione ecologica, senza compromettere, la competitività.

Ma, all'interno dello scenario su esposto, a che punto si trova l'Italia, nel percorso verso l'indipendenza energetica?

Mentre gli Stati Uniti consolidano la loro autosufficienza energetica, l'Europa, impegnata nella decarbonizzazione, cerca di ridurre la storica dipendenza dalle importazioni, affrontando la sfida di costruire un sistema energetico più resiliente e sostenibile, mentre la Cina si trova in un delicato equilibrio.

Sotto l'amministrazione Trump, l'indipendenza energetica è stata e lo è tutt'oggi, una priorità strategica. Washington ha drasticamente ridotto le importazioni, iniziando a esportare energia e acquisendo maggiore influenza sui mercati globali. Il cambiamento radicale del saldo energetico americano rileva attualmente, le profonde dipendenze dei primi anni 2000 alla quasi totale autosufficienza odierna.

Una posizione nettamente diversa, invece, occupa la Cina. Essa è il maggiore consumatore di carbone e il secondo di petrolio al mondo. La sua crescita economica ha alimentato una domanda insaziabile di energia, aumentando la dipendenza dalle importazioni e aggravando i problemi ambientali.

4.8.3 Europa: tra sostenibilità e dipendenza

L'Europa è storicamente dipendente dalle importazioni di energia, in particolare di gas e petrolio. Nonostante ingenti investimenti nelle rinnovabili e nel nucleare, il saldo energetico del continente rimane in negativo. La crisi tra Russia e Ucraina ha proprio messo in evidenza tale fragilità, accelerando la ricerca di alternative.

In questa corsa verso l'indipendenza bisogna innanzitutto essere consapevoli che non esistono trucchi o strattagemmi per ridurre le bollette, ma un approccio metodico di lotta allo spreco energetico che parte dalla valutazione dei propri stili di consumo energetico. Un'altra riflessione importante è che non è possibile farcela da soli, perché anche in questo caso è vero il motto "l'unione fa la forza". Questo approccio rende evidente come la soluzione non sia assolutamente tagliare il collegamento con la rete pubblica, ma usarla con logiche diverse e trovare un nuovo modo per sfruttare le risorse che abbiamo per essere indipendenti.

4.8.4 Tendenze del sistema energetico italiano

Resta inoltre il rischio che si rendano necessarie misure addizionali pari al 15% della domanda per evitare il rischio di demand curtailment, in particolare nel caso di situazioni estreme come l'azzeramento dei flussi di gas russo via pipeline, un inverno molto freddo, una bassa disponibilità di GNL (ENTSO-G, 2024).

Lato petrolio, invece, un dato rimarchevole del 2024 è il calo del tasso di utilizzo delle raffinerie e della quota di consumi di gasolio e benzina coperta con produzione interna.

Nel 2024 la quota di fossili è quindi scesa al 69% del mix energetico, due punti in meno dell'anno precedente, che rappresentava il precedente minimo storico. Fattore chiave è stato il nuovo forte calo del carbone (che ha più che compensato l'aumento di gas e petrolio), cui si è aggiunta la crescita delle rinnovabili elettriche e il persistente elevato ricorso alle importazioni nette di elettricità (al 7% del fabbisogno elettrico), sui livelli dell'anno precedente (contro il 5% medio dei precedenti dieci anni).

Altro crollo del carbone, ormai marginale nel mix. Importazioni di elettricità ancora sui massimi storici

Si conferma dunque il carattere congiunturale della ripresa dei consumi di carbone nel biennio 2021-'22 (+15% in media), spinto dai prezzi del gas e dal piano di contenimento dei consumi di gas. A fine 2024 i consumi di carbone sono inferiori ai 3 Mtep, di gran lunga il minimo storico, e coprono ormai meno del 2% del mix nazionale, contro il 4% del quinquennio precedente e l'8% dei 20 anni ancora prima.

Anche nel 2024 si sono confermate su livelli elevati le importazioni nette di elettricità, pari a 11,2 Mtep, appena sotto i massimi del 2023 (-0,5%) ma superiori di quasi un quinto rispetto al quinquennio precedente e sui massimi da inizio anni 2000.

Ad eccezione dei solidi, nel 2024 tutte le commodity sono stimate in ripresa, ma il contributo principale è arrivato dal petrolio (+1 Mtep sul 2023). Le vendite di prodotti petroliferi sono infatti aumentate del 2% rispetto al 2023, quando avevano subito un lieve calo sull'anno precedente dopo i rialzi del 2022 (+3%) e il rimbalzo del 2021 (+12%). La ripresa è stata del 2% circa nei primi due trimestri, del 3% nei mesi estivi e di 1 pp negli ultimi tre mesi dell'anno.

Il calo su base annua è riconducibile all'ampio ricorso alle FER (in particolare nella I parte dell'anno) e alla nuova drastica caduta del carbone, gli stessi fattori che avevano già prodotto una riduzione anche più marcata nel 2023 (insieme all'aumento delle importazioni nette di elettricità). Le due flessioni consecutive del biennio 2023-2024 hanno riportato le emissioni del sistema energetico italiano sui minimi di lungo periodo, al di sotto del 2020 (circa 7 Mt in meno, oltre il 2% in meno).

Oppure una netta contrazione ha riguardato anche l'intensità carbonica della produzione termoelettrica (gCO2 per kWhel prodotto), responsabile di circa la metà del risultato del 2024. Le emissioni specifiche del parco termoelettrico nazionale sono diminuite su base d'anno di circa 10 pp, in primis grazie al nuovo crollo dei consumi di carbone 2/3 rispetto ai livelli dell'anno precedente.

Lato offerta si stima che l'OPEC+ inizi a ridurre i tagli produttivi, a partire da un incremento contenuto a partire da aprile (di poco superiore ai 100.000 b/g), ma l'offerta globale di petrolio è già in aumento, perché la produzione USA continua ad aumentare in modo sostenuto: secondo l'EIA ha già raggiunto i 13,5 Mb/g nel IV trimestre 2024, e per il 2025 si prevede un aumento di 400.000 b/g. Aumenti produttivi significativi - superiori ai 100.000 b/g sono inoltre previsti anche in Canada, Brasile, Guyana.

Netto calo delle importazioni di greggio italiane, poco sopra i minimi storici. In leggero aumento la produzione interna

4.8.5 In calo gli ingressi di greggio nelle raffinerie italiane

Nel 2024 si è registrato un notevole cambiamento nel rapporto tra importazioni ed esportazioni italiane di prodotti raffinati: le esportazioni nette si sono ridotte in modo drastico (-30%)

A determinare questa evoluzione è stata la flessione delle esportazioni (-6%) e il contemporaneo forte aumento delle importazioni (+14%).

In particolare, è notevole la caduta dell'export netto di gasolio, che si è dimezzato, passando da quasi 4 a meno di 2 milioni di tonnellate, a seguito della riduzione delle esportazioni e dell'aumento delle importazioni.

4.8.6 Sistema del gas naturale

Di contro hanno accusato un drastico calo (-30 mld m3, a 127, -19,4%) le importazioni europee di GNL (…), dopo un intero biennio nel quale si erano mantenute invariate sui massimi storici intorno a 158 mld m3.

Importazioni in calo. Scende il gas algerino ma resta prima fonte, leggera ripresa del gas russo.

Dal lato dell'offerta, nel 2024 le importazioni sono diminuite di circa 1,9 mld m3 (-3,2%), mantenendosi sulla traiettoria discendente dell'ultimo biennio ed avvicinandosi al minimo degli ultimi 15 anni (i 55 mld m3 del 2014).

In termini assoluti il calo maggiore riguarda il gas algerino, che diminuisce di quasi 2 mld m3 (dai 23 del 2023 ai 21 del 2024), riportandosi sui livelli del 2021, primo anno del suo exploit. Il gas russo, che nel 2023 era sceso ai minimi storici, vede un import più che raddoppiato (5,5 mld m3 vs. 2,5) pur restando su livelli circa cinque volte inferiori a quelli pre-bellici (28 mld). Diminuisce anche l'import dal Nord Europa (- 550 mln m3, pari a -8,6%), mentre il TAP risale ai massimi della sua ancor breve operatività (10,3 mld m3), soprattutto in termini di incidenza sul totale (16,7%), ormai terza fonte di approvvigionamento, con valenza strategica.

Nel 2024 la quota di produzione termoelettrica sulla domanda ha toccato un nuovo minimo di lunghissimo periodo, fermandosi al 47%, ben 4 punti percentuali in meno del minimo precedente del 2023. Il calo si è concentrato nel I semestre (-17% rispetto al 2023), compensata dalla crescita di idroelettrico, eolico, solare e importazioni. La produzione termoelettrica si è poi stabilizzata nel III trimestre ed è tornata a crescere nel IV (+9% rispetto allo stesso periodo del 2023), tornando a superare il 50% della richiesta, per compensare il calo della produzione idroelettrica ed eolica (-2% la produzione da FER).

Le importazioni nette sono state pari a 51 TWh, sullo stesso livello del 2023 (-0,5%), restando dunque sui massimi di lunghissimo periodo.

Le dinamiche del PUN e del costo marginale della generazione termoelettrica determinato dal costo variabile del ciclo combinato a gas naturale sono rimaste fondamentalmente parallele anche nel 2024, ma è interessante che le due curve sembrano presentare una leggera divaricazione a partire dalla metà del 2024. A conferma di ciò, la correlazione tra le due serie limitatamente ai dodici mesi del 2024 sia pari 0,94, valore significativamente inferiore al valore di 0,99 che si registra se la correlazione è calcolata su un arco temporale più lungo.

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso del 2024 è stato pari a circa 1,72 €/litro, in calo rispetto all'1,79 € dell'anno precedente (-4,3%).

Nell'insieme del 2024 nel resto dei Paesi UE il prezzo medio del gasolio è stato pari a 1,6 €/litro, oltre 10 €cent in meno rispetto al prezzo italiano, che si conferma il più alto tra le principali economie europee.

4.8.7 L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon

Nel 2024, valutato come anno mobile compreso tra dicembre 2023 e novembre 2024 in ragione dei dati più aggiornati disponibili al momento della redazione del presente testo, il passivo commerciale relativo al comparto delle tecnologie low-carbon presenta un significativo miglioramento, arrestando la tendenza al forte peggioramento registrata nell'ultimo quinquennio. Il deficit si attesta su un valore di 5 miliardi e 497 milioni di euro, diminuendo del 14% rispetto all'anno (mobile) precedente. Tale riduzione discende inoltre da una contrazione del 23% dell'interscambio complessivo, che contrasta con quella, pari a solo l'1%, rilevata per il commercio totale dell'intero comparto manifatturiero. In particolare, le esportazioni si portano su un valore di 3 miliardi e 906 milioni di euro, registrando una contrazione in termini percentuali superiore a quella delle importazioni (-28% contro-20%), che però diminuiscono di più in termini assoluti in ragione degli assai più elevati livelli di

partenza, attestandosi su un valore 9 miliardi e 403 milioni di euro. Estremamente bassa risulta nondimeno l'incidenza sul totale dell'export manifatturiero raggiunta dalle esportazioni, che passa dallo 0,9% allo 0,65%, mentre la corrispondente quota relativa alle importazioni si attesta sul 2%, riportando una riduzione di mezzo punto percentuale rispetto al 2023.

La consistente riduzione della voce di importazione rilevata a livello aggregato è riconducibile alla forte contrazione dell'import registrata per gli accumulatori agli ioni di litio e per i pannelli fotovoltaici (rispettivamente del 39 e 45%), due tra i settori di maggior peso sulla domanda di importazioni del comparto delle tecnologie low-carbon, con una quota complessiva che nel 2023 è superiore al 50%.

Al fine di raggiungere gli obiettivi europei e di ottenere (almeno in parte) la già citata indipendenza energetica, l'Italia, con il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), ha introdotto soluzioni innovative che permettono di fronteggiare l'attuale crisi. L'indipendenza energetica di un Paese come l'Italia, passa pertanto per le rinnovabili e il nucleare.

5. L'area euromediterranea: potenzialità e criticità

5.1 Risorse energetiche e infrastrutture nell'area

L'area euromediterranea è uno spazio energetico composito. La sponda sud dispone di risorse fossili, potenziale solare, potenziale eolico, spazi per infrastrutture e una posizione geografica vicina ai mercati europei. La sponda nord dispone di domanda, capitali, tecnologia, regolazione e obiettivi di decarbonizzazione. Questa complementarità può sostenere una cooperazione strutturale, ma non produce automaticamente integrazione. Servono infrastrutture fisiche, regole condivise, accordi stabili, capacità amministrativa e consenso sociale.

Le infrastrutture esistenti sono soprattutto fossili: gasdotti, terminali GNL, oleodotti, raffinerie, porti e stoccaggi. Esse hanno garantito sicurezza nel passato e continueranno a svolgere un ruolo nella transizione. Tuttavia, l'integrazione futura dovrà includere interconnessioni elettriche, reti intelligenti, produzione rinnovabile, accumuli, idrogeno, efficienza e ricerca. Il passaggio dal gas all'elettricità rinnovabile richiede un cambiamento profondo: mentre il gas viene trasportato come combustibile e bruciato a valle, l'elettricità richiede sincronizzazione di reti, bilanciamento, regole di mercato, capacità di riserva e coordinamento tra operatori.

Il potenziale rinnovabile del Nord Africa è rilevante, ma deve essere trattato con cautela. L'elevata irradiazione solare non basta a rendere sostenibile un progetto. Occorrono connessioni alla rete, stabilità normativa, finanziamenti, disponibilità di suolo, gestione dell'acqua, integrazione con la domanda locale e garanzie che i benefici non siano concentrati solo sugli importatori europei. L'errore da evitare è immaginare il Sud del Mediterraneo come semplice piattaforma di esportazione energetica. Una cooperazione stabile deve migliorare anche accesso all'energia, occupazione, competenze e sviluppo industriale dei Paesi partner.

5.2 Algeria: fornitore strategico e partner della transizione

L'Algeria è il partner energetico mediterraneo più importante per l'Italia nel breve periodo. Il gas algerino, trasportato attraverso il Transmed, ha contribuito in modo determinante alla diversificazione dopo la crisi delle forniture russe. La relazione Italia-Algeria è rafforzata dalla presenza storica di operatori energetici, dalla prossimità geografica e da una convergenza di interessi: l'Italia cerca sicurezza e diversificazione; l'Algeria cerca mercati stabili, investimenti e valorizzazione delle proprie risorse.

Questa partnership presenta però alcuni limiti. La capacità produttiva algerina deve tenere conto della domanda interna, della manutenzione degli impianti, degli investimenti necessari e delle relazioni con altri clienti europei. Inoltre, la stabilità politica e sociale del Paese resta un fattore da monitorare. L'autonomia italiana non può dipendere eccessivamente da un singolo sostituto della Russia. L'Algeria deve essere parte di una strategia diversificata, non il nuovo perno esclusivo.

Nel medio-lungo periodo la relazione potrebbe evolvere verso rinnovabili e idrogeno. Il potenziale solare algerino e la possibilità di utilizzare infrastrutture esistenti per gas rinnovabili alimentano l'interesse europeo. Tuttavia, l'idrogeno richiede produzione rinnovabile addizionale, acqua, elettrolizzatori, standard, domanda industriale e prezzi

competitivi. Per questo motivo la cooperazione con l'Algeria dovrebbe essere progressiva e realistica, evitando annunci non supportati da basi industriali e regolatorie solide.

5.3 Tunisia: Paese di transito e nodo elettrico emergente

La Tunisia svolge una funzione strategica spesso sottovalutata. Pur non essendo un grande produttore di idrocarburi, è essenziale come Paese di transito del Transmed, che collega Algeria e Italia. La sicurezza italiana dipende quindi anche dalla stabilità tunisina, dalla gestione delle infrastrutture e dalla qualità delle relazioni politiche. Questo dimostra che la sicurezza energetica non riguarda solo i Paesi produttori, ma anche quelli attraversati da reti e corridoi.

La Tunisia è inoltre il partner del progetto Elmed, l'interconnessione elettrica tra Italia e Tunisia. Tale progetto ha valore strategico perché introduce una logica diversa da quella del gas: non più soltanto flusso di combustibile verso l'Italia, ma potenziale scambio elettrico bidirezionale, integrazione delle reti e sviluppo di rinnovabili. Se ben gestito, Elmed può aprire la strada a un mercato elettrico mediterraneo più integrato, nel quale la Tunisia non sia solo corridoio di transito ma attore della transizione.

La fragilità economica tunisina rappresenta tuttavia un rischio. La cooperazione energetica non può essere separata da sviluppo, occupazione, formazione tecnica e stabilità istituzionale. Progetti percepiti come orientati prevalentemente agli interessi europei potrebbero generare opposizione o sfiducia. La Tunisia deve essere coinvolta come partner, non come infrastruttura geografica.

5.4 Libia: potenziale energetico e instabilità

La Libia possiede risorse energetiche rilevanti e una vicinanza geografica che la rende naturalmente importante per l'Italia. Il Greenstream collega la Libia alla Sicilia e rappresenta un asset strategico. Tuttavia, la Libia mostra in modo evidente la differenza tra disponibilità di risorse e sicurezza degli approvvigionamenti. La frammentazione politica, le tensioni tra attori locali, la vulnerabilità degli impianti e l'instabilità istituzionale riducono l'affidabilità dei flussi.

Per l'Italia, la Libia resta un partner necessario ma complesso. Una strategia energetica prudente deve tenere conto del rischio di interruzioni, della sicurezza delle infrastrutture, della presenza di attori esterni e della difficoltà di costruire accordi duraturi in un contesto istituzionale fragile. La cooperazione con la Libia deve essere accompagnata da una più ampia politica di stabilizzazione, sviluppo locale e rafforzamento delle capacità amministrative. Senza queste condizioni, l'energia libica resta un potenziale più che una garanzia.

5.5 Egitto e Mediterraneo orientale

L'Egitto è un attore importante del Mediterraneo orientale, con un ruolo nel gas, nel GNL, nelle infrastrutture regionali e nel potenziale rinnovabile. La scoperta e valorizzazione di risorse offshore nel Mediterraneo orientale ha aumentato la rilevanza energetica egiziana, mentre gli impianti di liquefazione possono contribuire ai flussi verso l'Europa. L'Egitto è inoltre un Paese demograficamente ed economicamente centrale, con una domanda interna crescente che può ridurre la quota disponibile per l'export.

Per l'Italia, l'Egitto rappresenta un partner su più livelli: energetico, industriale, diplomatico e infrastrutturale. Tuttavia, anche in questo caso la cooperazione deve considerare vincoli

interni, stabilità politica, sostenibilità ambientale e risorse idriche. Il potenziale rinnovabile egiziano è significativo, ma lo sviluppo di grandi progetti deve essere compatibile con domanda locale, uso del suolo e disponibilità di acqua, soprattutto se collegato a produzione di idrogeno.

5.6 Cooperazione europea e strumenti disponibili

La cooperazione euromediterranea non è affidata solo ad accordi bilaterali. L'Unione europea dispone di strumenti che possono sostenere integrazione energetica, ricerca, reti, rinnovabili, efficienza e sviluppo territoriale. REPowerEU ha rafforzato il nesso tra sicurezza e transizione; Interreg NEXT MED ed ENI CBC MED sostengono cooperazione transfrontaliera; PRIMA promuove ricerca e innovazione su acqua, agricoltura, cibo ed ecosistemi; l'Unione per il Mediterraneo fornisce piattaforme di dialogo su energia e clima. Questi strumenti possono ampliare la portata della diplomazia energetica italiana, rendendola più coerente con obiettivi europei e mediterranei.

L'Italia dovrebbe utilizzare tali strumenti non come cornici formali, ma come leve operative. Le infrastrutture richiedono finanziamenti, autorizzazioni, standard e coordinamento tra operatori. La ricerca richiede reti accademiche e imprese. Le comunità locali richiedono partecipazione e benefici. Una strategia nazionale mediterranea efficace deve combinare accordi governativi, strumenti europei, investimenti industriali e cooperazione territoriale.

5.7 Geopolitica, clima e giustizia energetica

L'integrazione euromediterranea deve misurarsi con sfide geopolitiche e climatiche. La regione è vulnerabile a ondate di calore, stress idrico, desertificazione, eventi estremi e crescita della domanda elettrica per raffrescamento. Questi fattori incidono sulla produzione energetica, sulla stabilità sociale e sulla disponibilità di risorse necessarie alla transizione. La produzione di idrogeno verde, ad esempio, può generare pressioni sull'acqua se non accompagnata da desalinizzazione alimentata da rinnovabili e da pianificazione ambientale.

La giustizia energetica è un criterio essenziale. Una cooperazione che trasferisce energia verso l'Europa senza migliorare condizioni locali rischia di produrre nuove tensioni. I partner mediterranei devono beneficiare di accesso all'energia, occupazione qualificata, formazione, trasferimento tecnologico, infrastrutture locali e tutela ambientale. In assenza di reciprocità, l'integrazione energetica può essere percepita come una nuova forma di estrazione. In presenza di benefici condivisi, invece, può diventare uno strumento di stabilità regionale.

Tabella 3 – Funzione dei principali partner euromediterranei

Paese	Funzione energetica	Criticità principale
Algeria	Fornitura gas via Transmed; potenziale per rinnovabili e idrogeno	Capacità produttiva, domanda interna, stabilita e relazioni regionali
Tunisia	Paese di transito del Transmed; partner Elmed	Stabilità economica, governance e accettabilità sociale dei progetti
Libia	Gas via Greenstream e produzione upstream	Instabilità politica e sicurezza infrastrutturale
Egitto	Gas del Mediterraneo orientale, GNL, rinnovabili e idrogeno	Domanda interna, vincoli idrici, pressione demografica

Fonte: elaborazione su fonti istituzionali UE, Eni, ARERA e documenti di progetto.

6. Diversificazione, rinnovabili e innovazione: la strategia italiana

6.1 Nuovi terminali, rigassificatori e rotte alternative

La prima risposta italiana alla crisi energetica è stata la diversificazione degli approvvigionamenti. Nuovi accordi con fornitori mediterranei e globali, rafforzamento del GNL e potenziamento della capacità di rigassificazione hanno ridotto la dipendenza da una singola rotta e aumentato la flessibilità del sistema. I terminali GNL consentono di importare gas da una pluralità di mercati e rappresentano una forma di assicurazione contro interruzioni improvvise dei gasdotti.

Questa strategia ha una razionalità chiara nel breve periodo. Un Paese fortemente dipendente dal gas non può dismettere immediatamente le infrastrutture fossili senza mettere a rischio sicurezza e prezzi. Tuttavia, la diversificazione fossile deve essere trattata come strumento transitorio e non come destinazione finale. L'obiettivo non deve essere sostituire indefinitamente una dipendenza con un'altra, ma guadagnare il tempo necessario per ridurre la domanda di gas attraverso rinnovabili, efficienza, elettrificazione e accumuli.

La pianificazione deve quindi evitare il rischio di lock-in. Nuove infrastrutture gas devono essere valutate rispetto a scenari di domanda decrescente, possibilità di riconversione, compatibilità con gas rinnovabili e costi per i consumatori. La sicurezza di breve periodo non deve compromettere la decarbonizzazione di lungo periodo. La formula corretta è flessibilità senza inerzia: mantenere capacità adeguata per evitare shock, ma orientare investimenti e regole verso la progressiva riduzione del vincolo fossile.

6.2 Il ruolo crescente delle fonti rinnovabili

Le rinnovabili rappresentano il principale strumento di autonomia strutturale. A differenza del gas e del petrolio, sole, vento, acqua e calore geotermico non devono essere importati come combustibili. Il loro sviluppo riduce la dipendenza dai mercati internazionali, abbassa il costo marginale della produzione elettrica e contribuisce alla decarbonizzazione. Il PNIEC prevede un forte aumento della capacità rinnovabile al 2030, con un ruolo centrale del fotovoltaico e una crescita necessaria dell'eolico.

Il fotovoltaico è la tecnologia con maggiore rapidità di installazione e con costi in calo, ma richiede gestione del suolo, integrazione con edifici, agrivoltaico, accumuli e reti. L'eolico onshore incontra spesso resistenze locali e vincoli paesaggistici; l'eolico offshore, soprattutto galleggiante, può offrire opportunità per alcune aree costiere e insulari, ma richiede tempi più lunghi e filiere industriali dedicate. L'idroelettrico resta una risorsa fondamentale, ma è esposto alla variabilità climatica e alla disponibilità idrica. Bioenergie e biometano possono contribuire in modo selettivo, purché sostenibili e non in competizione con usi agricoli o ambientali.

L'accelerazione delle rinnovabili richiede una riforma profonda dei processi autorizzativi. La lentezza dei permessi è uno dei principali ostacoli alla transizione. Aree idonee, coordinamento Stato-Regioni, procedure digitalizzate, certezza dei tempi e criteri ambientali chiari sono indispensabili. L'opposizione locale non può essere liquidata come irrazionale: deve essere affrontata con partecipazione, trasparenza e redistribuzione dei benefici. La

transizione energetica non può essere imposta esclusivamente dall'alto; deve essere costruita anche nei territori.

6.3 Interconnessioni elettriche, reti e accumuli

La crescita delle rinnovabili rende le reti il vero collo di bottiglia della transizione. Senza linee adeguate, gli impianti non possono essere connessi o producono congestioni. Senza accumuli, l'energia prodotta nelle ore di picco solare può essere sprecata mentre il sistema resta dipendente dal gas nelle ore serali. Senza digitalizzazione, la domanda non può essere modulata in modo efficiente. Una strategia di autonomia deve quindi investire in trasmissione, distribuzione, accumuli, pompaggi, batterie, sistemi di controllo e demand response.

Le interconnessioni elettriche con l'estero aumentano la sicurezza perché consentono scambi, bilanciamento e integrazione dei mercati. Tuttavia, devono essere progettate in modo coerente con l'interesse nazionale ed europeo. L'Italia non deve diventare solo importatore di elettricità, ma nodo di un sistema mediterraneo capace di scambiare energia in modo bidirezionale. In questo senso, Elmed rappresenta un progetto simbolico: collega la Sicilia alla Tunisia e apre una prospettiva di integrazione elettrica tra Europa e Nord Africa.

Gli accumuli sono il complemento indispensabile delle rinnovabili. Le batterie possono gestire la flessibilità giornaliera; i pompaggi idroelettrici possono offrire capacità di maggiore durata; l'idrogeno può avere un ruolo nello stoccaggio stagionale o negli usi industriali, ma non è efficiente per tutti gli impieghi. La scelta tecnologica deve essere guidata da criteri di efficienza, costo, maturità e funzione sistemica, evitando soluzioni presentate come universali.

6.4 Comunità energetiche e autonomia territoriale

Le comunità energetiche rinnovabili introducono una dimensione territoriale dell'autonomia. Esse permettono a cittadini, imprese, comuni ed enti locali di condividere energia prodotta da fonti rinnovabili, riducendo consumi dalla rete e creando benefici economici locali. Non possono sostituire le grandi infrastrutture, ma possono contribuire a ridurre povertà energetica, aumentare consenso sociale, diffondere cultura energetica e valorizzare superfici già urbanizzate.

Il loro valore è anche politico. La transizione energetica incontra resistenze quando viene percepita come imposizione esterna o come vantaggio per grandi operatori. Le comunità energetiche, se ben progettate, trasformano i territori da destinatari passivi a soggetti attivi. Possono coinvolgere scuole, condomini, aree industriali, piccoli comuni, cooperative e soggetti vulnerabili. In questo modo l'autonomia energetica diventa anche democrazia energetica.

Restano però limiti significativi. Molti comuni non dispongono di competenze tecniche; i piccoli soggetti incontrano difficoltà finanziarie; il quadro regolatorio può essere complesso; la distribuzione territoriale rischia di favorire aree già organizzate. Per rendere le comunità energetiche uno strumento efficace servono assistenza tecnica, modelli contrattuali standard, accesso al credito, semplificazione amministrativa e integrazione con piani urbanistici ed energetici locali.

6.5 Efficienza, elettrificazione e gestione intelligente della domanda

Efficienza ed elettrificazione sono la coppia decisiva per ridurre la dipendenza fossile. L'elettrificazione consente di sostituire combustibili importati con elettricità rinnovabile

prodotta localmente o a livello europeo. Le pompe di calore possono ridurre il gas negli edifici; i veicoli elettrici possono ridurre petrolio nei trasporti; alcuni processi industriali possono essere elettrificati. Tuttavia, l'elettrificazione aumenta la domanda elettrica e deve quindi essere accompagnata da nuova capacità rinnovabile, reti e flessibilità.

La gestione della domanda diventa sempre più importante. In un sistema con alta quota rinnovabile, non basta produrre energia: occorre consumarla nei momenti più convenienti, spostare carichi, utilizzare accumuli distribuiti, coordinare ricarica dei veicoli elettrici e sfruttare segnali di prezzo. Le tecnologie digitali, inclusi contatori intelligenti, piattaforme di aggregazione e algoritmi previsionali, possono trasformare i consumatori in risorse di flessibilità. Questo richiede però regole di mercato adeguate e tutela dei dati.

6.6 Idrogeno, biometano e combustibili della transizione

L'idrogeno è una tecnologia strategica ma deve essere collocato correttamente. L'idrogeno rinnovabile può contribuire alla decarbonizzazione di settori difficili da elettrificare, come alcune produzioni industriali, chimica, acciaio, fertilizzanti, trasporti pesanti selettivi e stoccaggio di lungo periodo. Non è invece efficiente come soluzione generalizzata per il riscaldamento domestico o per usi nei quali l'elettrificazione diretta è più conveniente. Una politica razionale deve evitare sia l'entusiasmo indiscriminato sia lo scetticismo assoluto.

Il biometano può offrire un contributo più immediato, soprattutto se prodotto da scarti agricoli, rifiuti organici e filiere sostenibili. Può essere immesso nelle reti esistenti e ridurre parte della domanda di gas fossile. Il suo potenziale è però limitato rispetto ai volumi complessivi di gas consumati. Anche in questo caso la parola chiave è selettività: usare ogni vettore dove produce il massimo beneficio sistemico.

Nel quadro mediterraneo, l'idrogeno assume un significato geopolitico. Progetti come il SoutH2 Corridor mirano a collegare Nord Africa, Italia, Austria e Germania, trasformando l'Italia in possibile snodo europeo. Questa prospettiva è coerente con la centralità geografica italiana, ma resta esposta a incertezze su costi, domanda, produzione rinnovabile addizionale, acqua, elettrolizzatori e standard. L'idrogeno potrà rafforzare l'autonomia solo se inserito in una strategia industriale realistica.

6.7 Il nucleare di nuova generazione nel dibattito italiano

Una parte rilevante della letteratura esaminata dedica ampio spazio al nucleare, evidenziandone il possibile ruolo complementare rispetto alle rinnovabili. Nel dibattito italiano il tema è tornato centrale perché il nucleare produce energia a basse emissioni e programmabile, quindi potrebbe contribuire a risolvere il problema dell'intermittenza e dell'uso del suolo. In particolare, i piccoli reattori modulari e i reattori avanzati sono presentati come opzioni potenzialmente adatte a comparti industriali energivori, che necessitano di elettricità e calore a costi stabili.

L'analisi deve però essere equilibrata. Il nucleare non può offrire una soluzione immediata alla sicurezza energetica italiana, perché richiede tempi lunghi, quadro normativo, competenze, consenso sociale, siti, gestione dei rifiuti, sistema di controllo e investimenti significativi. Gli SMR potrebbero ridurre alcuni problemi di scala e localizzazione, ma sono ancora in fase di sviluppo commerciale e non possono essere considerati una risposta di breve

periodo alla dipendenza da gas. La fusione nucleare, pur promettente, resta una tecnologia di prospettiva e non uno strumento operativo per il 2030.

Il nucleare può essere discusso come opzione di lungo periodo all'interno di un mix tecnologico pluralista. Il punto non è contrapporre nucleare e rinnovabili, ma valutare costi, tempi, rischi e funzioni. Le rinnovabili sono indispensabili per la riduzione rapida della dipendenza; il nucleare, se politicamente e tecnicamente praticabile, potrebbe contribuire alla produzione programmabile a basse emissioni in scenari di lungo periodo. In ogni caso, il suo eventuale ritorno richiederebbe una strategia trasparente, una forte base scientifica e un consenso sociale oggi non scontato.

6.8 Intelligenza artificiale, digitalizzazione e sicurezza energetica

L'intelligenza artificiale presenta una doppia natura. Da un lato, aumenta la domanda elettrica attraverso data center, calcolo ad alte prestazioni e servizi digitali. Le stime internazionali indicano una crescita significativa dei consumi elettrici dei data center, con impatti sulla pianificazione delle reti e sulla localizzazione degli impianti. Dall'altro lato, l'IA può migliorare efficienza e sicurezza del sistema energetico: previsioni di produzione rinnovabile, manutenzione predittiva, ottimizzazione delle reti, gestione della domanda, trading energetico, controllo degli accumuli e riduzione delle perdite.

Per l'Italia, l'IA può diventare un fattore di autonomia se integrata con infrastrutture digitali sicure e competenze nazionali. Le smart grid richiedono dati, algoritmi e capacità di controllo in tempo reale. Tuttavia, la digitalizzazione aumenta anche i rischi di cybersicurezza. Un sistema energetico più connesso è più efficiente ma anche più esposto ad attacchi informatici, errori algoritmici e dipendenze da fornitori tecnologici. La sicurezza energetica deve quindi includere sicurezza digitale, protezione dei dati e controllo delle infrastrutture critiche.

6.9 Integrazione del mix e principio di complementarità

La strategia italiana non può fondarsi su una singola tecnologia. Rinnovabili, reti, accumuli, efficienza, gas di transizione, GNL, idrogeno, biometano, digitale e, eventualmente, nucleare di nuova generazione devono essere valutati in termini di complementarità. Ogni tecnologia ha una funzione specifica, tempi diversi e limiti propri. Il rischio principale è trasformare il dibattito energetico in una contrapposizione ideologica: rinnovabili contro nucleare, gas contro elettrificazione, grandi infrastrutture contro comunità locali. La realtà richiede invece un mix coerente e gerarchizzato.

La gerarchia dovrebbe essere chiara: prima ridurre sprechi e consumi; poi elettrificare dove è efficiente; poi produrre elettricità rinnovabile; poi costruire reti e accumuli; poi usare gas e altri vettori per coprire funzioni residue e garantire sicurezza; infine valutare tecnologie di lungo periodo in modo trasparente. Questa sequenza non elimina la complessità, ma evita che l'emergenza giustifichi scelte incoerenti con gli obiettivi strutturali.

Tabella 4 – Strumenti della diversificazione energetica italiana

Strumento	Orizzonte	Contributo	Rischio
GNL e rigassificatori	Breve-medio periodo	Flessibilità di approvvigionamento e riduzione dipendenza da singoli gasdotti	Esposizione ai prezzi globali e rischio lock-in fossile

Strumento	Orizzonte	Contributo	Rischio
Rinnovabili elettriche	Medio-lungo periodo	Riduzione strutturale di importazioni fossili	Ritardi autorizzativi, congestioni di rete, opposizione locale
Accumuli e demand response	Medio periodo	Flessibilità del sistema e integrazione FER	Costi, regolazione e coordinamento tecnologico
Comunità energetiche	Medio periodo	Autonomia territoriale e contrasto povertà energetica	Complessità amministrativa e divari territoriali
Idrogeno rinnovabile	Lungo periodo	Decarbonizzazione settori hard-to-abate	Costi, domanda incerta, disponibilità rinnovabile e idrica

Fonte: elaborazione dell'autore su PNIEC, GSE, Consiglio UE e documenti infrastrutturali.

6.10 Approfondimento: rinnovabili, accumuli, nucleare, idrogeno e intelligenza artificiale

L'approfondimento sviluppa la dimensione tecnologica della strategia italiana, collegando rinnovabili, accumuli, idrogeno, nucleare di nuova generazione, intelligenza artificiale, efficienza e reti digitali.

In tale ambito, l'intelligenza artificiale, svolge un ruolo strategico, la cui integrazione specie nel settore delle energie rinnovabili sta rivoluzionando la produzione, la distribuzione e il consumo di energia, promuovendo una maggiore efficienza e sostenibilità. Per dare un'idea della sfida dell'intelligenza artificiale, le stime dell'Agenzia internazionale dell'energia che danno il consumo di elettricità, rilevano che i data center raddoppieranno i consumi entro il 2026, a cui si aggiungerebbero 1.000 terawattora nel 2026.

In questa prospettiva, il nucleare di quarta generazione può ricoprire un ruolo fondamentale, in grado di fornire un'alternativa complementare ed eventualmente anche inesauribile alle capacità intermittenti delle fonti rinnovabili. Un esempio per tutti: i piccoli reattori modulari, che rappresentano una soluzione ideale per i comparti industriali energivori, ovvero quelli che hanno bisogno di calore e di elettricità assieme e a basso costo.

Nucleare e rinnovabili sono fonti necessarie entrambe, alleate, complementari della transizione energetica.

Non solo il nucleare può risolvere il tema dell'intermittenza di alcune rinnovabili, ma in particolare in Italia garantisce anche una migliore ottimizzazione dell'utilizzo del suolo.

- la transizione verso fonti energetiche rinnovabili è essenziale, ma richiede investimenti significativi e cambiamenti infrastrutturali.

6.10.1 La transizione verso le energie rinnovabili

- le energie rinnovabili, come il solare e l'eolico, sono fondamentali per l'indipendenza energetica, ma la loro produzione è variabile e richiede sistemi di stoccaggio efficienti;
- l'espansione delle infrastrutture per le rinnovabili, come le reti elettriche e gli impianti di stoccaggio, è una sfida importante.

Un elemento cruciale per il successo della transizione energetica è poi lo sviluppo di sistemi di accumulo energetico, che consentano di gestire l'intermittenza delle fonti rinnovabili legata

alla loro fisiologica vocazione naturale legata anche ai fattori meteorologici. Ferme restando le carenze esistenti a livello di sistemi di accumulo, le batterie al litio continuano a rappresentare la tecnologia attualmente più diffusa, ma sono in corso ricerche su alternative più sostenibili oltre che maggiormente efficienti, come le batterie allo stato solido e i sistemi di accumulo gravitazionale. Dalla buona tenuta dei sistemi di accumulo dipendono anche l'espansione e la modernizzazione delle reti elettriche, fondamentali per integrare le nuove capacità di generazione distribuita.

6.10.2 Il dibattito sull'integrazione dell'energia nucleare nel mix energetico

In questo quadro, va consolidandosi sempre più il dibattito sul ruolo dell'energia nucleare nella transizione energetica e nel processo di decarbonizzazione, in particolare sul potenziale impiego del cosiddetto "nucleare pulito" -ossia tecnologie di nuova generazione, come i reattori modulari avanzati e quelli a fusione. Tale possibile ulteriore diversificazione appare sempre più cruciale per definire strategie tecnologicamente avanzate - a partire dalla consapevolezza, ormai diffusa, che lo sviluppo delle sole energie rinnovabili non basta per il raggiungimento degli obiettivi della transizione energetica.

Se da un lato il ritorno al nucleare evoca interrogativi legati alla sostenibilità e alla gestione dei rischi, dall'altro offre una prospettiva concreta per garantire e coadiuvare una produzione energetica stabile e a basse emissioni di carbonio. Ancora, la sua natura intrinsecamente complessa e la considerazione delle prospettive del nucleare "pulito" la rende una risorsa che richiede una riflessione equilibrata e contestualizzata.

In questo quadro, il nucleare non va inteso come una soluzione totalizzante, ma come uno degli strumenti complementari all'interno di un sistema energetico più articolato, in cui fonti rinnovabili, tecnologie emergenti e strategie di efficienza energetica giocano ruoli altrettanto fondamentali. L'inclusione del nucleare in questo percorso invita a superare posizioni ideologiche polarizzanti, per guardare invece a un approccio pragmatico che sappia bilanciare le esigenze ambientali, sociali ed economiche.

Guardare al nucleare come parte della transizione energetica significa, dunque, considerarlo all'interno di un equilibrio molto complesso, che tenga conto delle specificità dei diversi contesti nazionali e delle esigenze globali e che, anziché operare una scelta rigida e definitiva, deve essere parte di un percorso accompagnato da una costante riflessione critica, capace di adattarsi alle evoluzioni tecnologiche e alle nuove competenze.

6.10.3 Energia nucleare: perché deve essere riconsiderata

Uno dei principali vantaggi dell'energia nucleare risiede nella sua capacità di produrre grandi quantità di elettricità con emissioni di carbonio estremamente basse. Le centrali nucleari, infatti, durante il loro funzionamento non emettono anidride carbonica, contrariamente alle centrali a carbone o a gas. Questo aspetto rende il nucleare un alleato strategico nella lotta al cambiamento climatico, permettendo di ridurre l'impatto ambientale del settore energetico. Inoltre, rispetto alle energie rinnovabili come l'eolico o il solare, l'energia nucleare offre il vantaggio di una produzione costante e indipendente dalle condizioni meteorologiche o dall'alternanza giorno-notte. Questa caratteristica garantisce una stabilità di approvvigionamento che si rivela essenziale per supportare sistemi energetici nazionali complessi e sempre più interconnessi.

Un ulteriore punto a favore del nucleare riguarda l'efficienza dei materiali utilizzati e la densità energetica del combustibile nucleare. L'uranio, ad esempio, contiene una quantità di energia enormemente superiore rispetto ai combustibili fossili tradizionali, il che significa che una quantità relativamente ridotta di combustibile può alimentare una centrale per lunghi periodi. Questo non solo riduce la necessità di estrazioni massicce di risorse naturali, ma consente anche di diminuire la quantità di rifiuti prodotti rispetto ai combustibili convenzionali, sebbene la gestione dei rifiuti radioattivi rappresenti ancora una sfida tecnologica e politica da affrontare.

A proposito delle nuove tecnologie nucleari, una riflessione a parte meritano certamente i reattori modulari di piccola scala (SMR, Small Modular Reactors) e i progetti di fusione nucleare, che possono offrire vantaggi in termini di efficienza, sicurezza e riduzione degli impatti ambientali, a partire dalle seguenti caratteristiche che riteniamo particolarmente rilevanti:

- **Reattori modulari di piccola scala (SMR):** – Sicurezza intrinseca: Gli SMR utilizzano sistemi passivi per il raffreddamento e la gestione dei reattori, riducendo il rischio di incidenti gravi.
- **Fusione nucleare:** – Sostenibilità ambientale: La fusione genera energia senza emissioni di gas serra e con una produzione minima di scorie radioattive a breve durata.

Risorse abbondanti: Utilizza isotopi di idrogeno (deuterio e trizio), reperibili in natura o facilmente producibili.

L'energia nucleare detiene altresì un'ottima capacità di garantire una produzione continua e stabile, a differenza delle fonti rinnovabili, la cui generazione come già evidenziato è più volatile in quanto strettamente connessa alle condizioni climatiche e meteorologiche. Questo aspetto consentirebbe al nucleare di coprire il fabbisogno energetico di base, contribuendo alla stabilità della rete elettrica e favorendo una programmazione più efficiente della produzione a lungo termine. Proprio rispetto al tema della continuità e della fornitura, il nucleare si può altresì ragionevolmente porre come fonte a zero emissioni in grado di sostenere, e quindi mitigare, l'impatto ambientale delle alte tecnologie come i data center e della produttività ad alta intensità energetica come nel caso delle industrie energivore.

L'energia nucleare può contribuire, insieme all'ampia diffusione delle energie rinnovabili e di altre tecnologie, a raggiungere gli obiettivi climatici dell'UE e a rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento. Allo stesso tempo, lo sviluppo dell'energia nucleare contribuisce a garantire un approvvigionamento affidabile e a promuovere la leadership dell'UE nell'industria del nucleare. L'energia nucleare ha il vantaggio di essere una fonte di energia neutra per quanto riguarda la produzione di gas serra, non intermittente e con cicli lunghi nelle sue catene di approvvigionamento che limitano i rischi di dipendenza. Il "nuovo nucleare" potrebbe inoltre svolgere un ruolo nei sistemi energetici integrati con un'alta penetrazione di energie rinnovabili, fornendo una produzione flessibile. Inoltre, la nuova generazione di tecnologie nucleari può contribuire a costruire una catena di approvvigionamento tecnologico competitiva nell'UE.

- introdurre sul mercato una nuova generazione di reattori nucleari, inclusi i reattori modulari di piccole dimensioni (SMR). Questa introduzione avrebbe un impatto

sull'offerta solo nel medio termine, poiché la maggior parte dei piani di diffusione in Europa è prevista a partire dal prossimo decennio.

- **Sviluppo di nuove centrali nucleari:** costruzione e gestione di impianti nucleari sostenibili, inclusa la produzione di idrogeno;
- **Adeguamento normativo:** allineamento delle leggi nazionali agli standard europei e internazionali nel settore nucleare;
- **Gestione dei rifiuti radioattivi:** implementazione di soluzioni sicure per lo stoccaggio e il trattamento dei rifiuti nucleari;

Inoltre, l'adozione di SMR, caratterizzati da modularità e tempi di realizzazione ridotti, potrebbe favorire il coinvolgimento del settore privato, rivedendo il posizionamento delle piccole e medie imprese nel comparto nucleare, finora limitato, a partire da un abbattimento delle barriere, soprattutto economiche ma anche tecnologiche, che finora hanno limitato la partecipazione delle PMI nel comparto nucleare.

- La promozione di incentivi fiscali per generare benefici economici, in particolare modo in relazione all'implementazione di reattori SMR, grazie all'abbattimento dei costi di produzione energetica e agli incentivi fiscali associati ai siti di installazione. La realizzazione di una rete di piccole centrali nucleari potrebbe inoltre favorire la creazione di comunità energetiche rinnovabili (CER) specifiche per il nucleare, con un modello di gestione decentrata dell'energia che includa attivamente le piccole e medie imprese italiane da valutare, chiaramente, in combinato disposto con un'azione significativa per il blocco dei prezzi dell'energia, a partire dalla possibile ipotesi di separazione dei prezzi di energia elettrica e gas, che contribuirebbe a una maggiore stabilità economica per le imprese.
- l'energia ricavata dagli impianti eolici è arrivata a coprire il 7,6% della domanda elettrica nazionale, rappresentando circa un quinto del totale delle fonti rinnovabili elettriche;
- si sono moltiplicate le comunità energetiche, un modello innovativo di gestione dell'energia.

6.10.4 Energie rinnovabili, sviluppo al 2030, oltre le aspettative

Secondo il modello predittivo 'principale' usato dall'IEA infatti, la capacità produttiva delle fonti rinnovabili aumenterà di 2,7 volte al 2030 rispetto al 2023 ma, nonostante questo risultato superi le aspettative e gli obiettivi di 70 paesi, non sembra raggiungersi la fatidica triplicazione globale prevista dalla COP28.

Ma cosa significa realmente parlare di energia? Il concetto chiave è l'energy mix, ovvero la composizione delle fonti energetiche di un Paese. Petrolio, gas, carbone, nucleare e rinnovabili si combinano in proporzioni diverse, determinando il livello di indipendenza o vulnerabilità di una Nazione. Le differenze nel mix energetico tra USA, Cina ed Europa, evidenziano quanto i combustibili fossili siano ancora dominanti in alcune aree, mentre le rinnovabili e il nucleare assumono un peso maggiore in altre.

Dai cambiamenti nell'equilibrio geopolitico alle innovazioni nelle tecnologie a basse emissioni di carbonio e alla crescente influenza dell'intelligenza artificiale, il 2025 presenta opportunità e rischi critici per le parti interessate lungo tutta la filiera energetica.

L'Unione europea sembra rispettare i suoi obiettivi al 2030 per il settore fotovoltaico, mentre sarà necessario maggior impegno per allineare anche quello eolico.

- soluzioni sul lato della domanda e flessibilità del sistema (gestione della domanda, stoccaggio di energia e adozioni di tecnologie e dispositivi per il controllo dei consumi;

Per realizzare la transizione mercati come Usa e Cina hanno introdotto meccanismi di incentivazione delle tecnologie di decarbonizzazione che dimostrano di funzionare meglio di quelli penalizzanti della Ue (tassa sulle emissioni) permettendo loro di fare maggiori investimenti e trarne beneficio in termini di economia di scala e competitività. L'evoluzione da Green Deal a Industrial Deal è questa: favorire lo sviluppo di tecnologie su scala europea che possano stare al passo con Usa e Cina. È una sfida complessa da affrontare con pragmatismo, senza ideologie e con un respiro europeo. L'indipendenza energetica è diventata pertanto un tema cruciale nel contesto delle turbolenze economiche globali. Con l'aumento delle energie rinnovabili, che nel 2023 rappresentavano il 24,5% dell'energia consumata nell'Unione europea, si sta delineando da alcuni anni, un nuovo scenario economico. Come si evince dal presente progetto pertanto, la diversificazione degli investimenti in varie tecnologie rinnovabili riduce l'esposizione alla volatilità del mercato e aumenta la stabilità del portafoglio. Questo approccio non solo mitiga i rischi legati alle fluttuazioni dei prezzi delle materie prime, ma offre anche una maggiore resilienza economica. L'adozione di un approccio multi-asset nelle energie rinnovabili consente pertanto di cogliere le opportunità di crescita nei mercati emergenti, massimizzando i rendimenti a lungo termine. Investire in più classi di attività permette di navigare in un ambiente normativo favorevole, riducendo l'esposizione ai cambiamenti politici. Tale processo risulta particolarmente rilevante in un contesto in cui si prevede che il mercato delle energie rinnovabili crescerà significativamente entro il 2025, con investimenti potenziali di 7 miliardi di euro solo in Italia. L'impatto positivo sulla società è evidente anche nella creazione di posti di lavoro. Gli investimenti nelle energie rinnovabili superano i tassi di crescita dei posti di lavoro nei combustibili fossili, contribuendo a una crescita economica sostenibile. Le economie locali beneficiano dei progetti rinnovabili, favorendo lo sviluppo delle infrastrutture e la creazione di posti di lavoro. Inoltre, la transizione verso le energie rinnovabili migliora la qualità dell'aria, riducendo i rischi per la salute pubblica. Guardando al futuro, le prospettive per il mercato delle energie rinnovabili sono promettenti. Con un quadro normativo favorevole e un crescente interesse per la sostenibilità, si prevede un aumento delle possibilità lavorative nel settore. La diversificazione geografica apre le porte a nuove opportunità nei mercati emergenti, dove la domanda di energie rinnovabili è in crescita. Questo non solo massimizza i rendimenti potenziali, ma favorisce anche la transizione energetica globale. In sintesi, l'indipendenza energetica attraverso le energie rinnovabili non solo protegge dalle turbolenze economiche, come è stato in precedenza evidenziato, ma offre anche un percorso verso un futuro più sostenibile e prospero. Gli eventi internazionali infatti, hanno messo in luce le vulnerabilità delle filiere energetiche globali, inducendo molti Paesi a riconsiderare le proprie strategie di approvvigionamento e sicurezza, diversificando fonti e vettori, e accelerando la transizione verso un modello energetico più sostenibile e indipendente.

- nell'ottenimento dell'autorizzazione unica come ridefinita dal recente D.Lgs 190/2024 (c.d."TU Rinnovabili").

Mai così lontani gli obiettivi 2030 relativi alle emissioni di CO2 e alla quota delle fonti rinnovabili sui consumi finali.

Anche la crescita del peso delle fonti rinnovabili nel sistema energetico italiano resta decisamente inferiore a quella coerente con il target 2030. Il 2024 ha registrato una forte accelerazione delle installazioni di impianti fotovoltaici (+6,8 GW, un dato inferiore solo all'aumento record del 2011), ma la quota di rinnovabili elettriche è stimata al 40% circa, contro il 43% previsto dal PNIEC 2024, mentre la quota di rinnovabili totali sui consumi finali è stimata di poco inferiore al 20%, un dato già inferiore di oltre 2,5 punti percentuali rispetto all'obiettivo fissato nel PNIEC 2024, che per il 2024 prevedeva una quota del 22,6%.

Forte aumento per le rinnovabili, ma in ripresa anche gas e petrolio (oltre 1 Mtep nell'insieme)

Nell'anno sono aumentati anche i consumi di petrolio (+0,7 Mtep sul 2023, +1,2%), tornati sui livelli del 2022 (56,6 Mtep), dopo la flessione del 2023. Oltre la metà del risultato del 2024 è maturato nei mesi estivi (+3% nel III trimestre, +7% a luglio), mentre la crescita è stata più modesta nei mesi primaverili (+1%) e marginale nel I e IV trimestre. A favorire la ripresa anche il calendario, che ha visto 4 giornate lavorative in più rispetto al 2023. I consumi di petrolio del 2024 (56,5 Mtep) restano comunque ben al di sotto ai livelli pre-Covid (58 Mtep in media nel quinquennio 2015-19). Le fonti rinnovabili hanno registrato un altro notevole incremento, e nel 2024 sono stimate superiori a 37 Mtep, oltre 3 Mtep in più del 2023 (+10%, oltre i livelli massimi del 2020 (circa 35 Mtep). Principale driver di questa crescita è stata la performance della produzione idroelettrica, superiore del 30% rispetto al 2023 (e di oltre il 15% rispetto alla media dei 10 anni precedenti). Ma anche la produzione da fonti intermittenti è cresciuta di oltre l'8%, raggiungendo nel 2024 un nuovo record storico: il risultato positivo del fotovoltaico (+19%) ha più che compensato il calo dell'eolico (-5%). Dopo il calo del 2022 e la ripresa del 2023, nel 2024 le fonti rinnovabili hanno coperto oltre il 23% dei consumi di energia primaria, 1 punto in più del massimo del 2020.

Il risultato del 2024 si registra dopo quello anche più marcato del 2023 (oltre il 15% sull'anno precedente), quando ai fattori che hanno agito nel 2024 (riduzione del carbone e ampio ricorso a rinnovabili e import elettrico) si era aggiunto il calo dell'attività produttiva.

Emissioni della generazione elettrica ai minimi storici: import e rinnovabili ai massimi, carbone ai minimi.

- diversamente da quanto osservato nel 2023, nel 2024 l'aumento della produzione nazionale, di circa 6 TWh (+3% circa sull'anno precedente), ha fornito un impulso alle emissioni settoriali. Circa la metà del calo delle emissioni del 2024 è imputabile alla minore produzione termoelettrica, che nei 12 mesi si è ridotta di quasi 10 TWh sul 2023 (-13 TWh nel I semestre), a causa del maggiore ricorso alle rinnovabili). Nei 12 mesi la produzione termica, inferiore ai 147 TWh, ha coperto appena il 47% della domanda elettrica, nuovo minimo di lungo periodo, ben 4 punti in meno del 2023 e 10 in meno rispetto alla media dei 10 anni precedenti (58%).

Nuova capacità di impianti FER, nel 2024 accelera il PV (quasi 7GW), mentre resta insufficiente il passo dell'eolico.

Il risultato positivo della generazione da rinnovabili è ascrivibile sia ai livelli molto elevati della produzione idroelettrica che ai nuovi record raggiunti dalle FER intermittenti. Nel 2024 la nuova capacità installata di solare fotovoltaico è stata pari a 6,8 GW (superando quota 37 GW installati, dati TERNA), un dato che conferma e migliora il risultato del 2023 (5 GW), decisamente in rialzo rispetto alla media dei cinque anni precedenti (1 GW/anno), ed in linea

con il ritmo richiesto per raggiungere il target di 79 GW al 2030 (al netto degli impianti in dismissione). Nel caso dell'eolico la nuova capacità è stata pari a circa 685 MW (per 13 GW totali installati a fine anno), in aumento quindi rispetto ai 487 MW del 2023, ma ancora insufficienti rispetto ai 2 GW/anno necessari per arrivare al target di 26 GW entro il 2030.

Quota di rinnovabili sui consumi finali di energia in lieve aumento, stimata poco al di sotto del 20%.

Un discorso simile vale per il settore trasporti, in cui nell'ultimo decennio la quota di rinnovabili nei trasporti è cresciuta da poco meno del 6% a poco più del 10%.

Quota della termoelettrica al minimo storico, massimo storico per la produzione da rinnovabili

Anche la produzione da fonti rinnovabili variabili (solare ed eolico) ha raggiunto un nuovo massimo pari a 58 TWh (+8,4%), con una quota del 19% della domanda, un punto percentuale in più del precedente massimo del 2023, ma ancora ben al di sotto del fissato nel PNIEC per il 2025.

6.10.5 Nuovi massimi storici di penetrazione oraria delle rinnovabili nel 2024

Nel 2024, le fonti rinnovabili hanno raggiunto nuovi massimi di copertura oraria della domanda elettrica: nell'1% delle ore di massima penetrazione delle FER queste hanno coperto almeno l'88% della domanda, in netto progresso rispetto al 76% del 2023, massimo precedente.

Anche le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) hanno raggiunto nuovi massimi di copertura oraria della domanda, arrivando a rappresentare, nell'1% delle ore di loro massima penetrazione, i 2/3 della domanda (e i 3/4 nel II trimestre), contro il 61% del 2023, massimo precedente.

- il 25% da fonte solare;

7. La dimensione politica, normativa e industriale

7.1 Il PNIEC e le strategie nazionali

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima rappresenta il principale documento di pianificazione energetica e climatica italiana. Esso definisce obiettivi in materia di decarbonizzazione, efficienza, sicurezza, mercato interno, ricerca, innovazione e competitività. Il PNIEC aggiornato conferma l'aumento della capacità rinnovabile al 2030 e introduce anche uno scenario di lungo periodo sul possibile contributo del nucleare. La sua importanza non sta soltanto nei target, ma nella funzione di coordinamento tra politiche energetiche, industriali, ambientali e infrastrutturali.

Il problema centrale è l'attuazione. La distanza tra obiettivi e realizzazioni effettive dipende da autorizzazioni, reti, accumuli, investimenti, accettazione sociale e capacità amministrativa. Il PNIEC può indicare una traiettoria, ma non garantisce da solo che gli impianti vengano costruiti, che le reti siano potenziate o che i consumi finali diminuiscano. Per questo motivo la politica energetica deve essere accompagnata da meccanismi di monitoraggio, milestone intermedie, responsabilità istituzionali chiare e strumenti finanziari stabili.

7.2 Integrazione con il quadro europeo

L'Italia opera dentro un quadro europeo vincolante. REPowerEU, Fit for 55, la Direttiva energie rinnovabili, la Direttiva efficienza energetica, il regolamento TEN-E, le regole sui mercati elettrici e gas, il PNRR e la tassonomia definiscono obiettivi, incentivi e vincoli. L'autonomia energetica nazionale non può quindi essere pensata contro l'Europa. Al contrario, l'integrazione europea può rafforzare l'Italia attraverso potere negoziale, finanziamenti, standard comuni, interconnessioni e mercati integrati.

La revisione della Direttiva sull'efficienza energetica rafforza il principio Energy Efficiency First, imponendo di considerare la riduzione della domanda come alternativa o complemento a nuovi investimenti di offerta. Le raccomandazioni europee sottolineano la necessità di valutare costi di investimento e costi operativi, impatti sistemici e soluzioni dal lato della domanda. Per l'Italia questo principio è decisivo, perché consente di collegare sicurezza, riduzione dei costi e decarbonizzazione.

Il quadro europeo impone anche una riflessione sui settori non-ETS, come trasporti ed edifici, nei quali la riduzione delle emissioni è più difficile. La traiettoria verso il 2030 richiede politiche più incisive in questi ambiti, altrimenti il progresso nel settore elettrico rischia di essere compensato da ritardi nei consumi finali.

7.3 Diplomazia energetica e Piano Mattei

La diplomazia energetica italiana nel Mediterraneo è condotta attraverso una combinazione di governo, imprese strategiche e strumenti europei. Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, il Ministero degli Affari Esteri, la Presidenza del Consiglio, Eni, Snam, Terna, CDP, SACE e altri attori concorrono alla costruzione di accordi, infrastrutture e investimenti. Questa pluralità può essere un punto di forza se coordinata; può diventare un limite se genera sovrapposizioni o messaggi incoerenti.

Il Piano Mattei per l'Africa rappresenta una cornice politica rilevante, perché propone di rafforzare la collaborazione con i Paesi africani attraverso progetti in energia, infrastrutture, formazione, agricoltura, acqua e sviluppo. In campo energetico può sostenere una strategia mediterranea più ampia, capace di integrare sicurezza degli approvvigionamenti e sviluppo locale. Tuttavia, il piano deve evitare il rischio di essere percepito come strumento per importare energia senza un ritorno adeguato per i partner. La sua credibilità dipenderà dalla qualità dei progetti, dalla trasparenza, dalla partecipazione locale e dalla capacità di generare benefici misurabili.

7.4 Regioni, territori e consenso sociale

Le regioni e gli enti locali sono decisivi per la realizzazione della transizione. Impianti rinnovabili, elettrodotti, rigassificatori, accumuli, comunità energetiche, aree idonee e interventi sugli edifici ricadono su territori specifici. Una politica nazionale che non tenga conto delle competenze regionali e delle sensibilità locali rischia di incontrare ritardi e opposizioni. Il conflitto tra interesse nazionale e impatti locali è una delle questioni più delicate della governance energetica italiana.

Il consenso sociale non può essere ridotto a comunicazione. Occorrono processi partecipativi, compensazioni, benefici diretti, coinvolgimento delle comunità e criteri chiari di localizzazione. La transizione energetica modifica paesaggi, usi del suolo, economie locali e aspettative sociali. Per questo motivo deve essere accompagnata da strumenti di giustizia territoriale. Le comunità energetiche, l'agrivoltaico ben progettato e i fondi di compensazione possono contribuire a ridurre conflitti, ma non sostituiscono una pianificazione pubblica solida.

7.5 Governance, autorizzazioni e capacità amministrativa

La capacità amministrativa è una componente spesso trascurata dell'autonomia energetica. Non basta definire obiettivi ambiziosi se i procedimenti autorizzativi richiedono tempi incompatibili con la traiettoria 2030. L'Italia ha introdotto semplificazioni e strumenti normativi, ma la frammentazione tra livelli istituzionali resta un problema. Progetti rinnovabili e infrastrutturali possono essere rallentati da sovrapposizioni di competenze, ricorsi, incertezza sulle aree idonee, vincoli paesaggistici e mancanza di personale tecnico nelle amministrazioni.

Una governance efficace dovrebbe prevedere sportelli unici realmente operativi, tempi certi, digitalizzazione dei procedimenti, rafforzamento delle amministrazioni locali, coordinamento con Terna e distributori, pianificazione preventiva delle aree, criteri ambientali trasparenti e monitoraggio pubblico degli avanzamenti. La velocità non deve significare riduzione delle tutele, ma eliminazione di duplicazioni e incertezze.

7.6 Competitività industriale, PMI e finanza della transizione

La letteratura esaminata insiste correttamente sul nesso tra energia e competitività delle PMI. Le piccole e medie imprese italiane spesso non hanno la capacità finanziaria e tecnica per gestire volatilità dei prezzi, investimenti in efficienza, autoproduzione e contratti energetici complessi. Una politica di autonomia deve quindi includere strumenti dedicati: garanzie

pubbliche, contratti di lungo periodo, aggregazione della domanda, comunità energetiche industriali, audit energetici, incentivi per efficienza e supporto tecnico.

La finanza della transizione è decisiva. Rinnovabili, reti, accumuli, efficienza, idrogeno e digitalizzazione richiedono capitali ingenti. Le risorse pubbliche non bastano; devono mobilitare investimenti privati attraverso regole stabili e rischio regolatorio ridotto. PNRR, fondi europei, green bond, contratti per differenza, PPA e strumenti di garanzia possono ridurre il costo del capitale. Tuttavia, la qualità degli investimenti conta quanto la quantità: finanziare infrastrutture non coerenti con la domanda futura può generare costi bloccati.

7.7 Approfondimento: governance, PNIEC, UE e politica industriale

Le pagine seguenti inquadrano PNIEC, politiche europee e politica industriale come condizioni istituzionali della transizione. L'autonomia energetica dipende anche dalla capacità di governo, regolazione e autorizzazione.

7.7.1 Cosa ci dice il Rapporto Draghi sull'utilizzo dell'energia nucleare

Relativamente al focus sulla povertà energetica, il PNIEC non riporta un obiettivo specifico e non fornisce una quantificazione puntuale del numero di famiglie che versano in questa condizione, anche se questa informazione era stata documentata nel precedente PNIEC del 2019.

La Raccomandazione evidenzia, inoltre, la casistica delle soluzioni di efficienza energetica che si conformano agli obblighi stabiliti dall'art. 3, ricollegandosi alle precedenti normative, in particolare il Regolamento Governance (REG/2018/1999). Nello specifico:

- le misure complementari che la Commissione può richiedere agli SM qualora venissero osservati persistenti scostamenti rispetto al contributo atteso, sulla base del monitoraggio biennale richiesto dal Regolamento Governance (REG/2018/1999). Tra le misure nazionali la Commissione suggerisce di trarre spunto da quanto riportato nei database delle policy sviluppati dall'Agenzia Europea dell'Ambiente o nell'ambito del progetto ODYSSEE-MURE.
- la compilazione da parte della AN di un elenco di preselezione, che includa anche le imprese che risultavano soggette all'obbligo in base alla precedente normativa;

Altri spunti interessanti riguardano le indicazioni fornite agli Stati Membri sulla definizione dei requisiti dei piani d'azione rientranti nella prescrizione e dell'art.11 comma 2. La Commissione, al fine di non aggiungere oneri di comunicazione eccessivi, raccomanda di concentrarsi su contenuti minimi indispensabili che si basano sulle informazioni che già rientrano negli obblighi di comunicazione stabiliti dalla normativa sulla sostenibilità.

Nel 2024 la quota di FER sui consumi elettrici è stimata vicina al 40%, oltre mezzo punto percentuale in più rispetto al 2023 e nuovo massimo storico, ancora però lontano dal target PNIEC (65%).

Grazie al nuovo forte aumento della produzione idroelettrica (+30%, dopo il +42% del 2023, con una quota del 17% della domanda totale, secondo valore massimo degli ultimi quindici anni) nel 2024 la produzione da FER ha raggiunto un nuovo massimo storico, pari a 128 TWh (+13,4% sul 2023), arrivando a coprire il 41% della domanda, 4 punti percentuali più del 2023, ma ancora 6 punti al di sotto dell'obiettivo fissato nel PNIEC per il 2025.

8. Casi studio

8.1 Il gasdotto Transmed: Algeria-Tunisia-Italia

Il Transmed è il caso più significativo per comprendere la relazione storica tra Italia, Algeria e Tunisia. Il gasdotto collega i giacimenti algerini al mercato italiano attraversando la Tunisia e approdando in Sicilia. Nel quadro successivo alla crisi del gas russo, il Transmed ha assunto un ruolo ancora più rilevante, consentendo all'Italia di rafforzare le forniture dal Nord Africa e di ridurre la concentrazione su rotte orientali.

Il valore strategico del Transmed è triplice. Primo, garantisce una rotta relativamente vicina e consolidata. Secondo, rafforza il ruolo dell'Italia come terminale mediterraneo del gas. Terzo, mostra l'importanza dei Paesi di transito: la Tunisia, pur non essendo il produttore, è indispensabile per la continuità del flusso. La sicurezza del Transmed dipende quindi non solo dai rapporti Italia-Algeria, ma anche dalla stabilità e cooperazione tunisina.

Le vulnerabilità sono altrettanto evidenti. L'Algeria deve soddisfare domanda interna e impegni verso altri clienti; la produzione richiede investimenti; la Tunisia attraversa fragilità economiche e politiche; il gas stesso è un combustibile fossile destinato a ridursi negli scenari di decarbonizzazione. Il Transmed rafforza la sicurezza tattica, ma non costituisce autonomia strutturale. La sua funzione migliore è accompagnare la transizione, non sostituirla.

8.2 Il progetto Elmed: interconnessione elettrica Italia-Tunisia

Elmed è un progetto chiave perché modifica la natura della cooperazione energetica mediterranea. L'interconnessione elettrica tra Italia e Tunisia prevede un collegamento sottomarino in corrente continua capace di consentire scambi di potenza tra le due sponde del Mediterraneo. A differenza del Transmed, Elmed non trasporta combustibile fossile ma elettricità, aprendo la possibilità di integrare sistemi elettrici, rinnovabili e mercati regionali.

Il progetto è strategico per diverse ragioni. Rafforza la sicurezza del sistema elettrico italiano, aumenta la capacità di scambio con il Nord Africa, sostiene la diversificazione e può incentivare lo sviluppo di rinnovabili in Tunisia. Inoltre, valorizza la Sicilia come piattaforma energetica mediterranea. Se il gasdotto rappresenta il passato e il presente della sicurezza energetica, Elmed può rappresentare una parte del futuro: un Mediterraneo non solo attraversato da combustibili, ma connesso da elettricità pulita.

Le criticità riguardano governance, mercato, benefici locali e infrastrutture complementari. Un cavo elettrico non basta se non esistono produzione rinnovabile, reti tunisine adeguate, regole di scambio, sostenibilità economica e accettazione territoriale. Il progetto deve quindi essere accompagnato da investimenti su entrambe le sponde, evitando che la Tunisia diventi soltanto un punto di esportazione verso l'Europa. La sua riuscita dipenderà dal grado di reciprocità.

8.3 PRIMA: ricerca, innovazione e nesso acqua-energia-cibo

PRIMA, Partnership for Research and Innovation in the Mediterranean Area, rappresenta una forma diversa di cooperazione. Non è una infrastruttura fisica, ma una piattaforma di ricerca e innovazione orientata a gestione dell'acqua, sistemi agricoli, filiere alimentari e nesso Water-Energy-Food-Ecosystems. Nel Mediterraneo questo nesso è essenziale: la produzione

energetica influenza l'uso dell'acqua, l'agricoltura richiede energia e acqua, il cambiamento climatico altera disponibilità idriche e domanda elettrica, gli ecosistemi subiscono pressioni crescenti.

Il valore strategico di PRIMA sta nella diplomazia scientifica. Cooperare su ricerca significa costruire fiducia, competenze, reti accademiche, trasferimento tecnologico e capacità locale. L'autonomia energetica mediterranea non può essere ridotta a gasdotti e cavi; richiede conoscenza condivisa, adattamento climatico, innovazione agricola, gestione sostenibile dell'acqua e formazione. PRIMA mostra che la stabilità energetica è legata alla stabilità ecologica e sociale della regione.

Il contributo diretto di PRIMA ai volumi energetici italiani è limitato, ma il suo contributo indiretto è rilevante. Un Mediterraneo più capace di gestire acqua, cibo ed energia è un Mediterraneo più stabile. E un Mediterraneo più stabile rafforza la sicurezza italiana. In questo senso, la ricerca è una forma di infrastruttura immateriale.

8.4 SoutH2 Corridor: l'idrogeno come opzione di lungo periodo

Il SoutH2 Corridor è un caso prospettico. Il progetto punta a collegare Nord Africa, Italia, Austria e Germania attraverso una rete dedicata all'idrogeno, utilizzando in parte infrastrutture esistenti e nuove connessioni. L'idea è trasformare la posizione geografica italiana in un vantaggio industriale, facendo del Paese un corridoio tra produzione rinnovabile mediterranea e domanda industriale europea.

Le opportunità sono evidenti: decarbonizzazione dei settori hard-to-abate, valorizzazione del potenziale rinnovabile nordafricano, rafforzamento del ruolo italiano, cooperazione con Algeria e Tunisia, sviluppo di filiere tecnologiche. Tuttavia, le incertezze sono altrettanto rilevanti. Il costo dell'idrogeno rinnovabile è ancora elevato; la domanda deve essere costruita; le infrastrutture devono essere adattate; gli standard devono essere definiti; la produzione richiede grandi quantità di elettricità rinnovabile addizionale; la disponibilità idrica deve essere gestita con attenzione.

Il SoutH2 Corridor va quindi valutato come opzione strategica di lungo periodo, non come soluzione immediata alla sicurezza energetica. Può rafforzare l'autonomia se sostiene usi industriali prioritari e partenariati equilibrati. Può invece diventare un rischio se alimenta aspettative eccessive o investimenti non coerenti con la domanda effettiva.

8.5 Valutazione comparata dei casi

La comparazione mostra che nessun caso, isolatamente, risolve la questione energetica italiana. Il Transmed è utile ma fossile; Elmed è innovativo ma richiede sviluppo sistemico; PRIMA è strategico ma indiretto; SoutH2 è promettente ma incerto. L'autonomia nasce dalla combinazione di queste dimensioni, accompagnata da riduzione della domanda e crescita delle rinnovabili nazionali.

Tabella 5 – Valutazione comparata dei casi studio

Caso	Tipo	Contributo all'autonomia	Criticità
Transmed	Gasdotto Algeria-Tunisia-Italia	Sicurezza tattica e diversificazione rispetto alla rotta russa	Lock-in fossile e dipendenza da stabilita nordafricana

Caso	Tipo	Contributo all'autonomia	Criticità
Elmed	Interconnessione elettrica Italia-Tunisia	Integrazione elettrica e potenziale supporto alle rinnovabili	Regole di mercato, benefici locali, tempi realizzativi
PRIMA	Cooperazione R&D mediterranea	Diplomazia scientifica e capacità di innovazione	Impatto energetico indiretto
SoutH2 Corridor	Corridoio idrogeno Nord Africa-Italia-Europa	Possibile ruolo italiano come hub di gas rinnovabili	Costi, domanda, acqua, necessita di rinnovabili addizionali

Fonte: elaborazione su Terna, Commissione europea, PRIMA, Eni e documenti SoutH2.

8.6 Approfondimento: casi infrastrutturali e scientifici

L'approfondimento collega i casi studio alla questione più ampia della geopolitica delle infrastrutture. Gasdotti, cavi elettrici, corridoi dell'idrogeno e programmi R&D non sono semplici progetti tecnici, ma dispositivi di relazione politica.

Anche i consumi elettrici del settore sono stimati in netto aumento (+4% sul 2023), un dato coerente con l'indice ISMER elaborato da Terna per il comparto dei Servizi. Aumenti particolarmente notevoli si sono registrati nei mesi estivi (+5% medio, anche per il clima di agosto, più caldo di oltre 2° rispetto all'anno prima).

Dal lato offerta, l'import via gasdotto (che nel precedente biennio era calato di 105 mld m3, -60 nel 2022 e -45 nel 2023), ha recuperato 36,4 mld m3 (risalendo a 176,4).

Negli ultimi due anni stoccaggi costantemente sui massimi storici, ma la stagione dei prelievi 2025 inizierà da livelli molto più ridotti di un anno prima.

Dopo i forti incrementi del quinquennio 2019-2023 al netto della parentesi pandemica culminati nei valori record del 2023 (16,3 mld m3), l'import di GNL registra la sua prima significativa inversione di tendenza (-10%), pur mantenendosi su livelli molto elevati (14,7 mld m3).

Nel corso del 2024 si è registrata una riduzione continua del prezzo, che è passato da 1,78 €/litro medio del primo trimestre a 1,64 €/litro dell'ultimo trimestre 2024 (-8%). Rispetto al 2023, si conferma la contrazione del prezzo durante i mesi primaverili, ma nel 2024 la dinamica di riduzione prosegue per il resto dell'anno, a differenza del 2023 quando nel terzo trimestre si era registrato un rimbalzo del prezzo.

9. Prospettive future e raccomandazioni

9.1 Scenari al 2030 e al 2050

Per valutare le prospettive italiane è utile costruire scenari. Il primo scenario è la continuità fossile diversificata: l'Italia riduce la dipendenza dalla Russia ma resta fortemente legata a gas, petrolio e GNL. Questo scenario migliora la resilienza di breve periodo ma mantiene vulnerabilità a prezzi, rotte e fornitori. Il secondo scenario è l'accelerazione rinnovabile nazionale: fotovoltaico, eolico, accumuli, reti ed efficienza crescono rapidamente, riducendo la domanda fossile. È lo scenario più utile per l'autonomia, ma richiede governance efficace e consenso territoriale.

Il terzo scenario è l'integrazione euromediterranea sostenibile: Italia e partner mediterranei sviluppano interconnessioni elettriche, rinnovabili, idrogeno selettivo, ricerca e benefici condivisi. Questo scenario unisce sicurezza, decarbonizzazione e cooperazione regionale, ma richiede stabilità politica e reciprocità. Il quarto scenario è la frammentazione geopolitica: instabilità nordafricana, ritardi infrastrutturali, shock GNL e opposizioni interne rallentano la transizione, lasciando l'Italia esposta a prezzi elevati e dipendenze persistenti.

9.2 Integrazione energetica euromediterranea: utopia o necessità?

L'integrazione energetica euromediterranea è una necessità, non un'utopia. L'Italia non può costruire autonomia isolandosi dai mercati e dai partner. La sua posizione geografica e la sua dipendenza storica rendono inevitabile una politica mediterranea attiva. Tuttavia, l'integrazione non è automaticamente positiva: può rafforzare la sicurezza se diversifica, decarbonizza e produce benefici condivisi; può invece generare nuove dipendenze se si limita a importare energia senza trasformare il sistema.

La cooperazione mediterranea deve poggiare su tre principi. Il primo è sostenibilità: i progetti devono essere coerenti con obiettivi climatici, tutela dell'acqua, biodiversità e uso responsabile del suolo. Il secondo è reciprocità: i Paesi partner devono ottenere accesso all'energia, investimenti, competenze, occupazione e infrastrutture locali. Il terzo è resilienza: le reti devono essere flessibili, ridondanti, digitalmente sicure e non dipendenti da un unico vettore o da un unico partner.

9.3 Raccomandazioni per i policy maker

La prima raccomandazione è trattare l'efficienza energetica come politica di sicurezza nazionale. Ridurre la domanda fossile deve avere priorità rispetto alla costruzione di nuova offerta fossile. La seconda è evitare nuove dipendenze concentrate: la diversificazione deve riguardare fornitori, rotte, vettori e tecnologie. La terza è accelerare rinnovabili, reti e accumuli in modo coordinato. Installare impianti senza rete produce congestioni; costruire rete senza impianti produce costi inutilizzati; incentivare elettrificazione senza nuova generazione aumenta importazioni.

La quarta raccomandazione è stabilizzare il quadro autorizzativo. Servono tempi certi, aree idonee, personale tecnico e coordinamento istituzionale. La quinta è integrare diplomazia energetica e politica industriale: gli accordi mediterranei devono sostenere anche filiere italiane ed europee su componenti, accumuli, elettrolizzatori, reti, efficienza e digitale. La sesta è condizionare i partenariati a benefici locali, evitando modelli estrattivi. La settima è valutare

idrogeno e nucleare con criteri realistici, evitando promesse di breve periodo non fondate. L'ottava è rafforzare comunità energetiche, autoconsumo e protezione dei consumatori vulnerabili.

9.4 Raccomandazioni per imprese e attori industriali

Le imprese devono considerare l'energia come variabile strategica, non solo come costo operativo. Efficienza, autoproduzione, contratti di lungo periodo, accumuli, flessibilità e gestione digitale possono ridurre esposizione ai prezzi. Le PMI necessitano di strumenti aggregati: comunità energetiche industriali, consorzi di acquisto, audit energetici condivisi, piattaforme di monitoraggio e accesso facilitato a finanziamenti. I grandi operatori energetici devono sviluppare investimenti compatibili con scenari di domanda decrescente per il gas e crescente per l'elettricità.

Gli attori industriali coinvolti nel Mediterraneo dovrebbero adottare standard elevati di sostenibilità e cooperazione. Progetti in Algeria, Tunisia, Libia o Egitto devono includere formazione, trasferimento tecnologico, occupazione locale e tutela ambientale. La reputazione e la stabilità dei progetti dipendono sempre più dalla capacità di creare valore condiviso. Nel lungo periodo, la sicurezza energetica italiana sarà rafforzata da partner più stabili e sviluppati, non da relazioni sbilanciate.

9.5 Innovazione e cooperazione regionale

L'innovazione è il fattore che può trasformare la transizione da costo a opportunità. Accumuli, reti digitali, intelligenza artificiale, materiali, elettrolizzatori, efficienza industriale, agrivoltaico, eolico offshore e nuove tecnologie nucleari richiedono ricerca, sperimentazione e filiere. L'Italia può valorizzare il proprio tessuto di PMI tecnologiche, università e grandi imprese energetiche, ma deve evitare dipendenza eccessiva da componenti importati. La politica industriale clean tech è parte integrante dell'autonomia energetica.

La cooperazione regionale è il complemento dell'innovazione. Nessun Paese mediterraneo può gestire da solo le sfide di clima, acqua, energia e sviluppo. Programmi come PRIMA, Interreg NEXT MED e le piattaforme dell'Unione per il Mediterraneo offrono strumenti per costruire capacità condivise. L'Italia dovrebbe posizionarsi come promotore di un Mediterraneo energetico sostenibile, capace di connettere infrastrutture, ricerca, industria e territori.

Tabella 6 – Scenari strategici per Italia e Mediterraneo

Scenario	Descrizione	Effetto atteso
Continuità fossile diversificata	Più fornitori di gas e GNL, domanda fossile ancora elevata	Migliora la resilienza tattica ma lascia vulnerabilità strutturale
Accelerazione rinnovabile nazionale	Forte crescita di FER, reti, accumuli ed efficienza	Riduce la dipendenza in modo strutturale
Integrazione euromediterranea sostenibile	Interconnessioni, idrogeno selettivo, ricerca e benefici locali	Costruisce autonomia come interdipendenza governata
Frammentazione geopolitica	Instabilità, ritardi infrastrutturali, shock dei prezzi	Mantiene alta esposizione a crisi esterne e costi elevati

Fonte: elaborazione dell'autore.

9.6 Approfondimento: scenari globali, 2030-2050 e innovazione

L'approfondimento amplia gli scenari al 2030 e al 2050 collocando l'Italia dentro competizione tecnologica globale, traiettorie di USA, Cina ed Europa, crescita delle rinnovabili e domanda elettrica indotta dalla digitalizzazione.

Il presente progetto, analizza e approfondisce, le esigenze relative all'indipendenza e alla sicurezza energetica, messe sempre più in evidenza dagli avvenimenti degli ultimi anni che rendono indispensabile l'adozione di nuove soluzioni in grado di conciliare gli obiettivi di decarbonizzazione europei, con la stabilità socioeconomica del Paese, in relazione alle opportunità di investimento, d'innovazione tecnologica e di adeguamento del sistema industriale. In questo contesto, la costruzione di un mix energetico basato sulla complementarità di diverse soluzioni tecnologiche appare la soluzione primaria in un'ottica di diversificazione degli approvvigionamenti. Al riguardo, la visione delle politiche energetiche, s'inserisce all'interno dell'ampio dibattito economico, sociale, politico sulle scelte strategiche per traguardare gli obiettivi di decarbonizzazione. In questo dibattito, i temi della competitività svolgono ovviamente il ruolo di attore principale e l'energia, come noto, costituisce anche un elemento fondamentale dell'attività d'impresa. Per troppo tempo, le scelte sulle politiche energetiche europee sono state concentrate solo su alcuni aspetti (come la sola sostenibilità ambientale, sottovalutando la complessità del percorso di transizione energetica) dando per scontata la garanzia di potere sempre disporre di risorse energetiche in abbondanza e a prezzi competitivi, anche senza investimenti a supporto, in una logica più di esclusività che di complementarità e sinergia delle diverse soluzioni. Il tema della sicurezza energetica si è così aggiunto, per rilevanza e vitalità, al tema della transizione ecologica, facendo sì che si venisse a creare una situazione in cui le due cose non possono più prescindere l'una dall'altra, dovendo necessariamente trovare un punto di incontro. L'indipendenza energetica rappresenta, com'è noto, un obiettivo cruciale per molti Paesi, incluso l'Italia e comporta una serie di sfide complesse. Siamo di fronte, attualmente, a un punto di svolta nella storia contemporanea, in quanto dobbiamo soddisfare la domanda crescente di energia e di indipendenza energetica, ma a costi bassi e stabili, in modo da assicurare la competitività dell'industria europea e italiana, tutto questo raggiungendo rapidamente l'obiettivo di emissioni zero e di riduzione dell'impatto ambientale nella produzione di energia. La crisi in Ucraina e la corsa all'intelligenza artificiale, sono due esempi che hanno messo in luce la necessità di fonti di energia che garantiscano la sicurezza energetica e la competitività nei confronti, per esempio di Paesi come la Cina e gli Stati Uniti, oltre dell'affidabilità degli approvvigionamenti, in considerazione della grande dipendenza dell'Italia dagli stessi. L'attuale scenario energetico rappresenta, infatti, una delle sfide più critiche per il tessuto produttivo italiano, in particolare per le piccole e medie imprese industriali, che stanno affrontando una fase congiunturale tendenzialmente negativa. Il rincaro dei prezzi dell'energia, determinato dalla volatilità dei mercati, dalle connesse possibili speculazioni e dalle tensioni geopolitiche in corso, rischia di compromettere definitivamente la competitività delle nostre PMI industriali. La guerra in Ucraina, come su esposto, richiama pertanto ad una ancor più veloce transizione energetica. Non solo per rendere l'Europa sempre meno dipendente dalla Russia ma, in prospettiva, per raggiungere l'indipendenza energetica e la decarbonizzazione dell'economia. Un traguardo importante, per assicurare a imprese e famiglie la sicurezza energetica e alle future generazioni un'economia più sostenibile. Alla luce di questa situazione, per raggiungere obiettivi energetici così ambiziosi è ancora più urgente utilizzare in maniera rapida ed efficace le risorse del PNRR. È perciò quanto mai necessario attuare politiche che siano in grado di attrarre gli investimenti privati, a cominciare da pratiche

più veloci per la realizzazione di impianti di energia rinnovabile e una cooperazione ancor più stretta tra settore pubblico e privato, in grado di generare un effetto moltiplicatore per gli investimenti verdi. Come reperire maggiori risorse finanziarie e stimolare più investimenti, con particolare riferimento al settore privato, in progetti che accelerino la transizione? Quali sono le priorità di investimento per assicurare una più veloce transizione? Quale ruolo avrà l'idrogeno nel favorire la transizione energetica e dove reperire i fondi per tali investimenti? Il presente progetto di lavoro, analizza in maniera articolata il complesso tema dell'efficienza energetica e le sfide in corso per una indipendenza e la chiave per affrontare le sfide più urgenti del nostro tempo.

Le sfide principali, che da anni le comunità europee sono chiamate ad affrontare, ed in particolare quella italiana, riguardano in linea principale:

9.6.1 Accettazione sociale e politica

- la realizzazione di nuovi progetti energetici, come parchi eolici o impianti solari, può incontrare resistenze da parte delle comunità locali;
- appare essenziale un dialogo aperto e trasparente con la società per garantire l'accettazione e il sostegno alle politiche energetiche.
- l'ammodernamento degli edifici, l'adozione di tecnologie a basso consumo e la promozione di comportamenti responsabili sono azioni chiave.

In termini più espliciti: l'indipendenza energetica rappresenta un obiettivo ambizioso che richiede un approccio integrato e una collaborazione tra governi, imprese e cittadini. Affrontare le sfide legate alla transizione energetica sarà essenziale per garantire un futuro sostenibile e sicuro, soprattutto con riferimento alle minacce dei cambiamenti climatici.

La transizione energetica non si presenta come un processo lineare o uniforme, ma è influenzata da una serie di fattori tecnici, economici, sociali e geopolitici, che lo prefigurano come un percorso che necessita di alcuni fattori chiave per essere effettivamente portato a compimento, ma è ostacolato da una serie di distorsioni del mercato.

- **Riduzione delle emissioni di gas serra:** Per limitare il riscaldamento globale a 1,5°C, come stabilito dall'Accordo di Parigi, è necessario dimezzare le emissioni globali di gas serra entro il 2030 e raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050, richiamando l'opportunità di una trasformazione radicale dei modelli di produzione e consumo energetico.
- **Garantire l'accesso universale all'energia:** Circa 733 milioni di persone nel mondo non hanno ancora accesso all'elettricità. La transizione energetica deve essere accompagnata da politiche di inclusione per garantire che nessuno venga lasciato indietro, per far sì che uno dei fattori chiave del benessere economico e sociale della popolazione non sia un fattore di discriminazione, anche tra diverse aree del mondo.
- **Diseguaglianze regionali:** La transizione energetica è caratterizzata da forti disparità geografiche oltre che dalle sopra citate diseguaglianze sociali. I paesi più avanzati hanno maggiori risorse finanziarie e tecnologiche per investire in rinnovabili e nella diversificazione energetica, mentre i paesi in via di sviluppo affrontano ostacoli come la mancanza di infrastrutture e la dipendenza economica dai combustibili fossili a partire dal carbone.

La transizione energetica si prefigura quindi come una sfida complessa ma non impossibile, che si rende fattibile attraverso un approccio integrato che possa portare a promuovere l'innovazione, a garantire politiche di sostegno per le comunità periferiche e più vulnerabili e a rafforzare la cooperazione internazionale tanto per la diversificazione e sicurezza degli approvvigionamenti, quanto per una gestione sostenibile delle risorse critiche.

Al netto di queste riflessioni di scenario sistemico, la fotografia dello stato attuale della transizione energetica a livello nazionale e globale ci offre una serie di constatazioni indiscutibili.

Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), negli ultimi due decenni si è registrata una crescita significativa delle fonti rinnovabili, in particolare solare ed eolico, che nel 2023 hanno rappresentato circa il 30% della capacità elettrica installata a livello globale. Tuttavia, questa crescita è distribuita in modo disomogeneo tra le diverse regioni del mondo. Mentre l'Europa e alcune aree dell'Asia orientale hanno raggiunto notevoli traguardi, altre regioni, come l'Africa subsahariana, faticano ad accedere alle tecnologie necessarie.

Occorre ricordare inoltre, come la transizione energetica non si limita al settore elettrico, ma coinvolge anche settori hard-to-abate come l'industria pesante (acciaio, cemento, chimica) e i trasporti, per i quali è ancora più necessario immaginare delle fonti di alimentazione alternative. L'idrogeno verde e i biocarburanti emergono come soluzioni promettenti, benché ancora in fase di sviluppo tecnologico e con costi elevati.

La neutralità climatica rappresenta l'obiettivo ultimo di questa transizione, e per raggiungerla è indispensabile considerare la questione da una prospettiva di lungo termine - nel nostro caso, l'orizzonte dei target al 2050. In questo senso, il nucleare potrebbe fungere da "ponte" per garantire una transizione ordinata, soprattutto in quei contesti in cui le rinnovabili, come già richiamato per loro natura intermittenti, non sono ancora in grado di rispondere in modo esaustivo alla domanda energetica. Già nel 2018 la Commissione Europea, nella Comunicazione "Un pianeta pulito per tutti - Visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra" del 28.11.181, guardava al 2050 come a uno scenario in cui una quota di energia nucleare del 15% circa, insieme ad oltre l'80 % da fonti rinnovabili (sempre più di provenienza off-shore) rappresenteranno la spina dorsale di un sistema interamente decarbonizzato.

D'altro canto, non va tralasciato che il nucleare solleva anche sfide significative: dai costi iniziali elevati per la costruzione degli impianti alla gestione a lungo termine delle scorie, fino alla necessità di garantire la massima sicurezza operativa. Questi aspetti richiedono politiche solide, trasparenti e condivise, che sappiano dare risposte non solo tecnologiche ma anche sociali, costruendo un consenso informato e partecipato attorno al ruolo del nucleare. La travagliata esperienza dell'individuazione del Deposito Nazionale per la gestione delle scorie radioattive ce lo insegna, in considerazione delle numerose problematiche e lungaggini verificatesi per la realizzazione dell'impianto che, non ancora localizzato, non diventerà operativo prima del 2039.

- **Sfide tecnologiche:** Sebbene i primi impianti sperimentali (es. ITER) siano promettenti, restano da superare ostacoli significativi per la commercializzazione su larga scala, prevista non prima del 2050.

Un ulteriore aspetto di rilievo è il valore sociale dell'integrazione del nucleare nel mix energetico, poiché la sua adozione deve tenere conto delle esigenze delle comunità locali e

dell'impatto dei costi energetici, spesso influenzati da dinamiche geopolitiche globali. Si guardi ad esempio, a partire dal periodo del Covid e successivamente con lo scoppio del conflitto in Ucraina, le numerose problematiche che si sono verificate già all'interno delle nostre comunità locali rispetto all'utilizzo dell'energia, a causa dell'aumento vertiginoso dei costi influenzati da tali variabili esogene.

Dal punto di vista economico, è importante considerare che, nonostante i costi iniziali di costruzione delle centrali nucleari siano elevati, il costo operativo è competitivo nel lungo termine grazie ad una serie di fattori. Sebbene infatti la costruzione di una centrale nucleare soprattutto di nuova generazione richiede ingenti investimenti iniziali, legati principalmente alla complessità tecnologica, alle rigorose normative di sicurezza e ai lunghi tempi di realizzazione, ha una vita operativa molto lunga che può addirittura arrivare a superare i 60 anni con adeguati interventi di manutenzione e aggiornamento, potendo in tal modo ammortizzare progressivamente il costo iniziale nel corso dei decenni. Inoltre, le centrali nucleari beneficiano di economie di scala: una volta costruite, i costi di gestione e manutenzione si distribuiscono su un periodo molto lungo e su una produzione continua e stabile di energia, senza le intermittenze tipiche delle fonti rinnovabili. Questo garantisce un costo livellato dell'energia LCOE, Levelized Cost of Energy competitivo rispetto ad altre fonti, specialmente se si considera l'assenza di emissioni di CO_2, che in un contesto di transizione energetica e di politiche di carbon pricing può rappresentare un vantaggio economico significativo. Infine, rileva il fatto che il costo del combustibile nucleare è relativamente basso rispetto alla quantità di energia prodotta.

Infine, l'energia nucleare ha beneficiato, negli ultimi decenni, di significativi progressi tecnologici che ne hanno aumentato l'efficienza e la sicurezza. I reattori di quarta generazione, attualmente in fase di sviluppo, promettono di utilizzare meglio il combustibile nucleare, ridurre ulteriormente la produzione di scorie radioattive e garantire standard di sicurezza più elevati. Questi miglioramenti potrebbero contribuire a superare molte delle criticità tradizionalmente associate all'energia nucleare, rendendola un'opzione ancora più sostenibile e accettabile per l'opinione pubblica.

Nell'ambito delle riflessioni sin qui esaminate, l'integrazione dell'energia nucleare nel mix energetico non è quindi da considerare solo una possibilità, ma una necessità, per raggiungere gli obiettivi climatici globali e garantire un futuro energetico stabile e sostenibile. Tuttavia, questa strada richiede non solo politiche responsabili e una seria pianificazione degli investimenti, ma anche l'abbattimento di significative differenze territoriali che ostacolano la fruizione dei potenziali benefici di questa fonte di energia.

L'esempio più emblematico a questo proposito è quello dell'Europa, descritto nel Rapporto Draghi sul futuro della competitività europea di recente pubblicazione, in cui si evidenzia chiaramente che "La decarbonizzazione energetica dell'UE è caratterizzata da un passaggio dall'energia da combustibili fossili e ad alta intensità di carbonio a tecnologie più pulite. Tuttavia, il percorso di decarbonizzazione dell'UE non segue un approccio "universale". Gli Stati membri perseguono approcci diversi, adattati ai loro specifici sistemi energetici. La Francia, ad esempio, si affida in modo significativo all'energia nucleare. Entro il 2040 si prevede che due terzi della quota del suo mix energetico totale provengano da fonti rinnovabili e un quarto dall'energia nucleare. Si prevede che la Germania, invece, si affidi sempre di più alle energie rinnovabili, compreso un maggiore uso dell'idrogeno, delle CCUS e dello stoccaggio di

energia". Nonostante ciò, il Rapporto avanza una serie di solide argomentazioni e valutazioni sulle possibilità di ricorso e sviluppo dell'energia nucleare all'interno dell'Unione europea.

Attualmente, dodici Stati membri utilizzano l'energia nucleare per produrre elettricità a basse emissioni di carbonio in 100 reattori (96 GW di capacità totale netta installata), rappresentando circa il 23% della produzione totale di elettricità dell'UE nel 2023. Questa percentuale ammontava al 34% nel 2004. Le centrali nucleari dell'UE stanno invecchiando e le nuove costruzioni sono notevolmente rallentate.

L'interesse per lo sviluppo dei reattori modulari di piccole dimensioni è in crescita a livello globale, con oltre 80 progetti di SMR in diverse fasi di sviluppo in 18 paesi del mondo. Paesi come gli Stati Uniti, il Regno Unito, il Canada, il Giappone e la Repubblica di Corea stanno sviluppando attivamente i propri progetti. Russia e Cina hanno già collegato i loro primi SMR alla rete rispettivamente nel 2019 e nel 2021.

Nell'UE, diversi Stati membri hanno espresso interesse per la diffusione delle tecnologie SMR e hanno chiesto un'azione collaborativa per sostenere i loro sforzi. Rispetto alle grandi centrali nucleari tradizionali, gli SMR possono offrire un'economia di numeri, piuttosto che un'economia di scala, e diversi vantaggi potenziali:

La fusione nucleare rappresenta pertanto, in relazione a quanto in precedenza esposto, una tecnologia dirompente che ha il potenziale per rivoluzionare il panorama energetico nella seconda metà di questo secolo.

La fusione richiede che gli atomi di idrogeno leggeri siano riscaldati a una temperatura estremamente elevata, costringendoli a fondersi e a rilasciare enormi quantità di energia.

Potrebbe svolgere un ruolo fondamentale come soluzione energetica a basse emissioni di carbonio, attenta agli aspetti climatici, economica e sicura, basata su una fornitura abbondante e accessibile di materiale combustibile.

Il progetto ITER, situato in Francia, è stato avviato nel 2006 dall'UE in collaborazione con partner internazionali (Cina, India, Giappone, Corea, Russia e Stati Uniti). Ha spinto l'UE all'avanguardia nella ricerca mondiale sulla fusione, investendo miliardi di euro nella catena di approvvigionamento e nella ricerca del settore. Nonostante i notevoli progressi nella ricerca sulla fusione a livello mondiale, la sua applicazione pratica rimane lontana diversi decenni e richiede ulteriori sforzi e investimenti di concerto per portare questa rivoluzionaria fonte di energia sul mercato.

L'Italia ha una storia complessa legata all'utilizzo dell'energia nucleare, a partire dagli anni Cinquanta con l'avvio di programmi di ricerca e sviluppo sull'onda degli orientamenti internazionali in merito, fin quando nel 1957 fu costituito il Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare, successivamente trasformato nell'ENEA, e che ha rappresentato il principale organismo responsabile della promozione e regolamentazione del settore.

Durante gli anni Sessanta, l'Italia divenne uno dei primi Paesi al mondo a dotarsi di centrali nucleari operative. Furono costruiti tre impianti principali: la centrale di Latina, con un reattore di tipo Magnox, la centrale di Garigliano e quella di Trino Vercellese, entrambe dotate di reattori ad acqua pressurizzata. Questi impianti posero l'Italia tra i leader nel settore nucleare, dimostrando una capacità tecnologica notevole e un'ambizione di autonomia energetica.

Già negli anni Settanta iniziarono poi a emergere i primi contrasti legati all'energia nucleare. La crisi energetica del 1973 spinse inizialmente verso un maggiore interesse per questa fonte, ma i crescenti timori per la sicurezza degli impianti, uniti a movimenti di opposizione da parte della società civile, iniziarono a rallentare l'espansione del programma nucleare italiano.

Il colpo decisivo arrivò negli anni Ottanta, in un clima di crescente scetticismo verso l'energia atomica, influenzato soprattutto dall'impatto profondo che il disastro di Chernobyl del 1986 ebbe sull'opinione pubblica italiana, accrescendo il timore per i rischi associati al nucleare. L'anno dopo, nel 1987, un referendum popolare sancì la fine del programma nucleare italiano. Sebbene il quesito referendario non abolisse direttamente il nucleare, ebbe comunque l'effetto di bloccare la costruzione di nuove centrali, portando alla chiusura graduale degli impianti esistenti.

Da allora, l'Italia ha abbandonato la produzione di energia nucleare, ma il dibattito su questa fonte non si è mai completamente esaurito. Negli anni 2000 in particolare, ci furono tentativi anche governativi di riaprire la discussione. Tuttavia, l'incidente di Fukushima nel 2011 fece riaffiorare le preoccupazioni, e un secondo referendum popolare sempre nel 2011 confermò la volontà di mantenere il Paese lontano dall'energia atomica.

Ripercorrere queste tappe ci è utile per comprendere come la presenza di una storicità italiana su questo tema e la costruzione di un'eccellenza, seppure in tempi pregressi, pongono ragionevolmente le basi per poter riaprire ad un concorso da parte del nostro Paese su questo tema, guardando ad un possibile sviluppo tanto in termini di ricerca e sperimentazione, quanto per la realizzazione di nuovi impianti, ferme restando tutte le variabili sopra considerate.

In questo quadro, è estremamente rilevante che anche a livello di produzione legislativa si torni ad affrontare la questione, attraverso uno schema di disegno di legge delega elaborato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica in qualità di testo unico sul nucleare sostenibile, approvato recentemente dal Consiglio dei Ministri. Sistematizzando l'intera materia, il provvedimento dovrebbe prevedere, tra le altre cose, l'istituzione di un'autorità indipendente dedicata e un programma nazionale entro il 2027, aprendo all'utilizzo delle migliori tecnologie tra cui modulari ed avanzate. L'auspicio condiviso è dunque che tale attività di normazione possa essere quanto più possibile condivisa con tutti gli stakeholder e garantendo l'informazione consapevole dell'opinione pubblica, ma soprattutto essere portata a termine efficacemente, attraverso il completamento della parte attuativa successiva. Si potrebbe altresì valutare l'opportunità di inserire nel disegno di legge anche la previsione di eventuali incentivi per le piccole e medie imprese italiane, che possono giocare un ruolo strategico in vari snodi della filiera del nucleare, ad esempio nella fornitura di componentistica avanzata, tecnologie digitali per il monitoraggio e sistemi di sicurezza, oltre che beneficiare dall'abbassamento dei costi dell'energia che ne potrebbe derivare. L'indipendenza e la sicurezza energetica rappresentano pertanto obiettivi ambiziosi e sicuramente alla portata di un Paese come l'Italia che vanta competenze e know how di eccellenza, come dimostra l'egregio lavoro condotto all'estero dalle aziende italiane del comparto nucleare. Il nuovo nucleare sostenibile, su cui si concentra il disegno di legge delega che presto arriverà in Parlamento, non rappresenta pertanto un miraggio ma un'opportunità concreta che è indispensabile cogliere per realizzare pienamente il mix energetico nel solco di quella neutralità tecnologica che il Governo Meloni ha tracciato come strada maestra da seguire.

Il disegno di legge prevede diverse azioni chiave

Inoltre, è prevista la creazione di un'Autorità indipendente per la vigilanza e il controllo degli impianti, assicurando elevati standard di sicurezza e trasparenza.

Il Governo prevede di adottare i decreti legislativi necessari entro dodici mesi dall'entrata in vigore della legge delega. L'obiettivo è avviare la costruzione dei primi impianti nucleari entro la fine del 2027, contribuendo significativamente alla decarbonizzazione dell'industria e al raggiungimento degli obiettivi climatici nazionali.

Questa pianificazione ambiziosa mira a integrare il nucleare in modo sostenibile nel panorama energetico nazionale, assicurando un approccio equilibrato e rispettoso dell'ambiente. La decisione di reintrodurre l'energia nucleare arriva in un momento in cui l'Italia affronta sfide legate all'alto costo dell'energia. Paesi come la Spagna e il Portogallo, focalizzandosi su energie rinnovabili come solare ed eolico, hanno ottenuto una maggiore stabilità dei prezzi energetici. L'Italia, invece, con la sua nuova strategia nucleare, mira a diversificare le fonti energetiche per ridurre la dipendenza dalle importazioni e stabilizzare i costi. L'integrazione dell'energia nucleare nel mix energetico italiano rappresenta una mossa strategica per affrontare le sfide della transizione energetica, come ad esempio la riduzione dei consumi energetici. Con un piano ben definito e misure concrete, l'Italia punta pertanto a garantire una fornitura energetica sicura, sostenibile e a costi competitivi, rafforzando la propria posizione nel panorama energetico europeo.

9.6.2 Energia nucleare: le implicazioni per le PMI italiane

Le implicazioni che una rivalutazione dell'energia nucleare rispetto al mix energetico nazionale avrebbe sul comparto delle piccole e medie imprese italiane, in termini di partecipazione diretta alla filiera, di opportunità di mercato e di ricadute economiche e pratiche sul comparto in quanto tale, appare indiscutibile.

L'inserimento del nucleare pulito nel panorama energetico italiano potrebbe infatti aprire nuove opportunità di mercato per le PMI, consentendo loro di inserirsi in una filiera industriale in espansione e offrendo lo spazio per specializzarsi nella fornitura di componentistica avanzata, nei servizi di ingegneria, o ancora nel monitoraggio dei reattori. Oltretutto potrebbe riguardare una pluralità di settori, quali ad esempio difesa, meccanica ed elettrotecnica.

A livello di strumenti operativi segnaliamo in particolare due

Paesi come la Francia, che utilizzano l'energia nucleare, hanno bollette e maggiore sicurezza energetica, mentre Italia e Germania, dipendono ancora dai fossili, per il "carico di base" sebbene l'UE imponga il progressivo abbandono.

Si rafforza sempre di più pertanto la convinzione che il nucleare, non costituisce soltanto una fonte di energia stabile e programmabile, ma ha applicazioni cruciali nella medicina, la produzione di idrogeno, l'agricoltura e la ricerca, la desalinizzazione e la propulsione aerospaziale.

Nel passato l'Italia era all'avanguardia nel settore, ma tuttavia scelte politiche e paure infondate hanno portato alla chiusura delle centrali, esponendo il Paese alla speculazione sui prezzi dell'energia, riducendo la competitività delle industrie, costrette a pagare fino al 30% in più per le fonti fossili, rispetto al nucleare. Dopo anni di stallo il Governo attualmente in carica, ha riaperto il dibattito con un disegno di legge delega per la reintroduzione del nucleare.

Tale decisione rappresenta indubbiamente un passo fondamentale, che tuttavia richiede un cambiamento culturale. Occorre informare adeguatamente l'opinione pubblica, con dati

scientifici, superando ideologie e paure irrazionali, attraverso una informazione trasparente e chiara, coinvolgendo le scuole, l'università, i media e le istituzioni.

Questo scenario implica necessariamente una serie di conseguenze che impattano in maniera negativa sulle imprese e che possono essere contrastate soltanto grazie a interventi tecnologici e organizzativi mirati.

Proprio per le predette ragioni, la transizione energetica, deve essere vissuta come un'opportunità di crescita e non come una zavorra gravante sul sistema industriale. Poter contare su una riduzione dei costi di approvvigionamento della materia energia significa anche subire in maniera minore le fluttuazioni di mercato e garantire un livello di servizio più elevato verso il cliente.

L'indipendenza energetica potrebbe rappresentare probabilmente una chimera per aziende manifatturiere ad elevati consumi di energia; tuttavia, non è così per le ragioni, in precedenza esposte e comunque essa deve comunque rappresentare un obiettivo a lungo termine per tendere costantemente al miglioramento continuo e puntare ad un pianeta più sostenibile.

La salvaguardia del pianeta e la riduzione globale delle emissioni di gas serra passano inevitabilmente anche da una transizione energetica strutturale ed efficace.

Le innovazioni in corso come i reattori di piccola taglia, in precedenza evidenziati, potrebbero accrescere l'indipendenza dei siti industriali con un minore consumo di suolo rispetto a quello che sarebbe necessario con altri sistemi. Un impianto nucleare di piccola taglia a parità di energia elettrica prodotta, secondo l'analisi in precedenza evidenziata, richiede una porzione di territorio inferiore di circa 100 volte rispetto a un impianto fotovoltaico utility-scale.

Lungo la strada della transizione le sfide del mix energetico, si confermano essere sempre più un punto chiave delle politiche degli Stati, in uno scenario di instabilità geopolitica e di incertezze economiche, che tuttavia presenta un panorama complesso di sfide, tra obiettivi e contraddizioni.

Mediante il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030, l'Italia punta quindi ad arrivare entro il 2030 al 40% di copertura dei consumi energetici da fonti rinnovabili, fondamentale per raggiungere i target europei di riduzione delle emissioni di CO2 e di decarbonizzazione dell'economia. Attualmente si stima che il livello di autonomia energetica dell'Italia sia intorno al 22%, mentre la media europea arriva al 39%.

Il nostro Paese, dunque, che si colloca al secondo posto in Europa per disponibilità di fonti rinnovabili, è chiamato a lavorare per migliorare tale valore. In questi anni, comunque, si sono registrati diversi progressi, con un aumento della potenza installata e della produzione di energia green:

- gli impianti fotovoltaici in Italia hanno superato la quota 1,5 milioni, per una potenza complessiva di quasi 29 GW;
- gli impianti idroelettrici nel nostro Paese producono oltre il 40% dell'energia complessiva rinnovabile;

All'interno delle suesposte considerazioni, si ritiene pertanto essenziale che vengano individuati strumenti di breve, medio e lungo periodo che consentano di contenere il costo dell'energia, prevedendo misure di contenimento efficaci e tempestive, come peraltro si evince dalle misure suggerite dal presente progetto di lavoro.

Sebbene ancora non sufficientemente, lo sviluppo del mercato dell'energia rinnovabile supererà le aspettative di molti governi e sarà trainato al 60% dalla Cina. Questo è quanto emerge dall'ultimo rapporto sulle rinnovabili dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA, Renewables 2024).

Tale traguardo viene invece potenzialmente raggiunto dal modello 'accelerato', che prevede, e dunque suggerisce, ulteriori sforzi pratici e legislativi soprattutto da parte di Cina, Europa, India e Stati Uniti.

9.6.3 Stati Uniti: la rivoluzione dello shale oil

Per gran parte del XX secolo, gli Stati Uniti hanno fatto affidamento sulle importazioni di petrolio da Arabia Saudita, Venezuela e Iraq. Ma la rivoluzione dello shale oil ha riscritto le regole del gioco. Grazie al fracking, una tecnologia che utilizza acqua ad alta pressione e sabbia per fratturare la roccia e liberare idrocarburi, gli Stati Uniti sono diventati il principale produttore mondiale di petrolio e gas.

Questo cambiamento ha avuto ripercussioni significative: l'aumento dell'offerta ha abbassato i costi energetici, tuttavia il dominio dei combustibili fossili potrebbe non durare a lungo.

Gli Stati Uniti, pur avendo infatti raggiunto una quasi autosufficienza energetica, devono ciononostante, affrontare le sfide della transizione ecologica e delle pressioni politiche interne per ridurre l'impatto ambientale del fracking e delle emissioni di carbonio.

La nuova amministrazione Trump avrà un impatto sulle priorità energetiche nazionali e globali, tra cui l'attivazione di qualsiasi leva disponibile per aumentare la produzione nazionale di petrolio, anche se è improbabile che l'industria risponderà a questo stimolo.

Tuttavia, Trump potrebbe avere più successo nell'accelerare gli investimenti nelle infrastrutture GNL, i cui risultati non si faranno sentire per diversi anni. Queste dinamiche sottolineano l'importanza di una navigazione attenta, mentre il settore bilancia le sfide a breve termine con le opportunità a lungo termine".

9.6.4 Cina: il paradosso delle energie pulite

La strategia cinese sembra quindi mirata più alla sicurezza energetica che alla decarbonizzazione: Pechino sfrutta la produzione di beni alimentati da energia pulita per il mercato mondiale, pur non beneficiandone appieno a livello interno. Inoltre, accordi commerciali con Paesi in via di sviluppo garantiscono al Paese un accesso stabile alle risorse necessarie.

A differenza di Cina e Stati Uniti, l'Europa sta però compiendo passi concreti verso la transizione energetica. Attualmente, quasi il 19% del mix energetico europeo è composto da fonti rinnovabili (biocombustibili, geotermico, solare, eolico, idroelettrico), contro il 10% della Cina e l'8.5% degli Stati Uniti.

Per il 2025, secondo gli scenari geoeconomici più realisti, la spinta per la decarbonizzazione continuerà, ma persisteranno al contempo numerose sfide, tra cui l'instabilità economica, l'evoluzione della domanda di energia e i vincoli infrastrutturali. Mentre le industrie si adattano ad un panorama in continua evoluzione, come è stato constatato nel corso dell'analisi del presente progetto, stanno emergendo diverse tendenze che plasmeranno la traiettoria del settore energia.

Un tassello fondamentale di questa strategia è il Clean Industrial Deal, lanciato dall'Unione europea per aprire un nuovo capitolo nella storia industriale del continente.

L'obiettivo è restituire competitività all'economia europea senza rinunciare alla leadership mondiale in materia di sostenibilità. Questo piano mira a rafforzare la produzione industriale verde, incentivare l'innovazione tecnologica e ridurre la dipendenza da risorse fossili, consolidando così un modello di crescita resiliente e a basse emissioni di carbonio.

Nonostante i progressi nella transizione energetica, il bilancio import-export dell'Europa rimane negativo.

In considerazione degli scenari su esposti, gli Stati Uniti hanno dimostrato pertanto che innovazione e investimenti mirati possono ridurre la dipendenza dalle importazioni. La Cina, pur continuando a essere fortemente dipendente dalle importazioni di carbone e petrolio, mantiene la propria sicurezza energetica attraverso la produzione di beni a energia pulita destinati all'export e accordi con paesi emergenti. L'Europa invece rappresenta l'unica grande potenza che sta puntando davvero su una transizione energetica strutturale, ma tuttavia deve ridurre la propria vulnerabilità legata alle importazioni.

Lo scenario globale evidenzia che nei prossimi anni, la crescita della capacità rinnovabile sarà dovuta principalmente ai pannelli fotovoltaici, soprattutto dopo il crollo del prezzo causato dalla sovrapproduzione cinese che, con sei anni di anticipo, ha già raggiunto l'obiettivo fissato al 2030 dei 1.200 GW (GigaWatt) generati da solare ed eolico. In particolare, le nuove installazioni fotovoltaiche costituiranno l'80% della crescita totale delle rinnovabili e al 2030 saranno la prima fonte di energia rinnovabile, superando quella l'idroelettrica, che manterrà la stessa flebile espansione dello scorso decennio. Anche il settore eolico giocherà un ruolo rilevante con una crescita della capacità produttiva doppia tra il 2024 e il 2030 rispetto alla finestra 2017-2023, grazie al superamento parziale dei recenti problemi economici e della filiera produttiva che lo riguardano. Per le altre fonti rinnovabili, tra cui bioenergia ed energia biotermica, sarà previsto invece un significativo calo di rilevanza, soprattutto per una mancanza di supporto pubblico. Anche l'idrogeno prodotto da energia rinnovabile rimarrà un fattore trascurabile, costituendo al 2030 solo il 4% della sua generazione complessiva. Se nel 2023 il 13% del consumo energetico globale proveniva da fonti rinnovabili, si prevede che al 2030 questo dato raggiungerà il 20% grazie alla domanda, raddoppiata rispetto al periodo 2017-2023, proveniente dai settori dei trasporti, dell'edilizia e dell'industria. Una crescita significativa, ma che ci ricorda come, considerando tale anche il nucleare, alla fine di questo decennio l'80% della domanda globale di energia verrà ancora soddisfatta da combustibili fossili. Come già accennato, l'espansione della capacità rinnovabile globale supera le attuali ambizioni di molti paesi (tra cui i membri di G20 e G7). Ciononostante, è richiesto un ulteriore sforzo per conseguire la triplicazione necessaria a raggiungere i 11.000 GW stabiliti dalla COP28. Il rapporto sollecita infatti ad un maggior impegno nel breve termine con politiche mirate, integrazioni delle rete elettriche (le cosiddette grid), facilitazione dell'accesso a finanziamenti e ai permessi necessari per l'installazione di nuovi impianti; questo vale particolarmente per alcune aree geografiche, come il Medio Oriente e gran parte dell'Africa, rimaste indietro sulla tabella di marcia.

9.6.5 Uno sguardo all'Europa

In generale, infatti, la capacità rinnovabile totale non raggiungerà gli obiettivi di REPowerEU (1236 GW), soprattutto per le persistenti complicazioni nell'implementazione di impianti

eolici, nonostante i recenti provvedimenti della Commissione (tra cui l'European Wind Power Action Plan e l'EU Action Plan for Grids).

Mancanza di pianificazione di medio-lungo periodo, con conseguente sotto-investimento nella rete elettrica che ritarda la connessione ai nuovi impianti solari ed eolici.

Insufficiente flessibilità dell'attuale sistema nel compensare le fluttuazioni nella generazione di energia rinnovabile.

Recentemente gli Stati membri hanno consegnato le bozze dei loro piani per raggiungere gli obiettivi comunitari. Quanto delineato sembra in generale sufficiente a soddisfare i propositi sulla generazione elettrica, ma manca ambizione per quanto riguarda gli altri settori, tra cui trasporti, industria ed edilizia. Il rapporto prevede infatti che solo 10 paesi raggiungano effettivamente i propri obiettivi, mentre per gli altri 17 saranno necessari ulteriori sforzi. Di questi ultimi, solo altri 7 raggiungo gli obiettivi nello scenario 'accelerato', evidente prova di come la transizione energetica in Europa stia avvenendo in maniera marcatamente eterogenea e poco collaborativa e di come i paesi più in difficoltà siano drasticamente distanti da quelli più virtuosi.

Il rapporto evidenzia chiaramente come i trend attuali, per quanto positivi, non siano sufficienti a soddisfare gli obiettivi globali per la lotta al cambiamento climatico. Nonostante il mercato in sé stia lentamente diventando remunerativo ed allettante, la maggior parte dell'espansione delle fonti rinnovabili è ancora attribuibile a politiche governative, che portano sul tavolo sussidi, investimenti e sgravi fiscali. Dovrebbe dunque essere arrivato il momento di unire gli sforzi e concentrare le misure pubbliche a rendere il mercato attraente per gli investitori, di modo da innescare un circuito autonomo per la crescita del settore, invece di applicate politiche provvisorie di supporto alla produzione. Ad esempio, potrebbe risultare utile consolidare catene di approvvigionamento stabili e sicure per le materie prime e facilitare così l'accesso al credito quando è previsto l'uso o la produzione di energia rinnovabile, nonché agevolare l'ottenimento dei permessi necessari alla costruzione di nuovi impianti. Inoltre, i Paesi maggiormente virtuosi dovranno impegnarsi nell'assicurare l'accesso ad energia stabile e pulita per i Paesi più in difficoltà, perché la transizione verde deve unire e coinvolgere tutti.

Il primo rilievo messo in evidenza dalla Commissione europea, per quanto concerne la dimensione efficienza energetica, riguarda la fissazione del target complessivo di risparmio di energia finale al 2030. L'applicazione della formula per il calcolo di ciascun contributo nazionale, suggerita dalla Commissione nella EED-III e l'applicazione del relativo margine di flessibilità del 2,5%, conducono ad una stima del livello dei consumi al 2030 di 115 Mtep per l'energia primaria e 94,4 Mtep per l'energia finale. Tuttavia, nell'ipotesi di impatto delle misure previste nello scenario PNIEC, si prevede che i consumi raggiungano un livello di 121,5 Mtep di energia primaria e 100,3 Mtep di energia finale. Questi livelli, seppur inferiori rispetto a quanto fissato nel precedente PNIEC, denotano un livello di ambizione più contenuto rispetto ai target della EED-III.

In una nota del 5 marzo del 2024, la CE ha successivamente reso noti i target ricalcolati a seguito dell'attivazione del cosiddetto "ambition gap mechanism", previsto dall'art.4 comma 5. A seguito di ulteriori input che sono stati trasmessi nel mese di gennaio del 2024, così come previsto dalla Direttiva, il numero di paesi tenuti ad una correzione della traiettoria dei consumi energetici finali si è ridotto a 15. Il nuovo dato per il livello dei consumi per l'Italia è 93,05 Mtep, in luogo dei precedenti 94,4 Mtep (-1,63%). Nel PNIEC presentato nel giugno del

2024 l'Italia ha integrato queste indicazioni. Per quanto riguarda la riformulazione delle traiettorie, il documento indica un livello di consumi, nell'ipotesi si adottassero le politiche programmate, di 102 Mtep. Per colmare questo gap non sono suggeriti diversi metodi rispetto a quelli indicati nella precedente bozza di PNIEC del giugno 2023. Altri aspetti in cui la Commissione sottolinea la necessità di rafforzare il grado di chiarezza sono:

- seppur sia espresso un giudizio positivo sulla presentazione delle misure impiegate per raggiungere i target, riguardo i contributi specifici, un maggiore dettaglio dovrebbe essere fornito per quanto riguarda il contributo delle misure per la mobilità sostenibile e per gli investimenti in efficienza energetica a valere sui fondi comunitari per la coesione;
- è doveroso che il fabbisogno finanziario associato a ciascuna misura sia quantificato, insieme alle fonti e ai meccanismi utilizzati per il finanziamento.

Rispetto a questo ultimo documento, la Commissione rileva come un significativo avanzamento sia stato compiuto con l'insediamento dell'Osservatorio Nazionale della Povertà Energetica, istituito con decreto legislativo n.210 dell'8 novembre 2021 (D.Lgs. 2010/2021), in attuazione della direttiva Europea sul mercato interno dell'energia elettrica (DIR/2019/944/UE del 5 giugno 2019).

Art. 3: Principio dell'Energy Efficiency First. Il 29 luglio 2024 è stata pubblicata la Raccomandazione (UE) 2024/2143 della Commissione che stabilisce orientamenti per l'interpretazione dell'articolo 3 della EED-III, in cui sono fornite indicazioni puntali circa l'applicazione del principio dell'Energy Efficiency First (EE1st). La Raccomandazione introduce un primo, rilevante, chiarimento a proposito della distinzione tra:

- decisioni di pianificazione (o decisioni di politica): scelte adottate a livelli sovraordinati che riguardano valutazioni prospettiche, di fattibilità e di impatto di interventi da adottare sui sistemi energetici e non;
- **decisioni strategiche:** azioni politiche e regolatorie adottate a livello nazionale e locale che riguardano l'elaborazione, la revisione e l'attuazione di politiche aventi un impatto significativo sul consumo di energia;

Per ciascun caso, sono anche descritti esempi pratici. Altri importanti chiarimenti riguardano la necessità

- risparmi energetici nell'uso finale, ad esempio ottenibili con l'isolamento e altre migliorie degli edifici che riducono il consumo di energia, il trasferimento modale, i veicoli a basso consumo di efficienti e il recupero di calore;
- interventi sul lato della conversione, trasmissione e distribuzione dell'energia, mirati, ad esempio, a contenere le perdite di rete, diffondere le reti intelligenti ed efficientare il teleriscaldamento e il teleraffrescamento.

Infine, la Raccomandazione riporta ulteriori chiarimenti ed esempi altri aspetti chiave, non solo per la corretta interpretazione dell'art. 3 ma anche per una sua corretta implementazione. Gli aspetti che sono trattati riguardano:

- la presentazione di una diffusa rassegna di interventi, che in un contesto progettuale, possono rappresentare una alternativa che garantisca il rispetto del principio dell'EE1st, sia per investimenti in campo energetico che non energetico;

- come condurre un' analisi tecnica, finanziaria ed economica conforme ad una valutazione costi-benefici conforme all'applicazione del principio. In particolare, sul lato dei benefici, la Raccomandazione si sofferma sulle diverse tipologie di benefici sociali, economici e ambientali che i progetti possono generare;

Art. 4: Target comunitario e contributi nazionali. Il 17 giugno 2024 è stata pubblicata la Raccomandazione (UE) 2024/1722 della Commissione relativa agli orientamenti per l'interpretazione dell'articolo 4. Il documento propone estesi approfondimenti su alcuni punti chiave del dettato dell'articolo, in particolare:

- la formula contenuta nell'Allegato I, relativa al calcolo dei contributi nazionali al 2030. Oltre alle ragioni che hanno supporto le scelte metodologiche per costruire i quattro fattori considerati (interventi tempestivi, ricchezza, intensità energetica e potenziale di risparmio), sono riportati una serie di esempi di applicazione attraverso i quali pervenire alla stima del livello obiettivo coerente con il target comunitario. Inoltre, l'Appendice A della Raccomandazione riporta informazioni di dettaglio sulle formule da applicare e i dataset Eurostat da utilizzare per ottenere, per ciascun paese, le componenti calcolate per ciascun fattore, del fattore finale e dei risultati ottenuti dalla formula in Allegato I della EED-III, sia precedenti che successivi all'aggiornamento dello scenario di riferimento Europeo;

Artt. 5-7: Ruolo e contributo del settore pubblico. La Raccomandazione (UE) 2024/1716 del 19 giugno 2024 affronta l'interpretazione degli articoli 5, 6 e 7 EED-III, relativi al consumo di energia nel settore pubblico, la ristrutturazione degli edifici pubblici e gli appalti pubblici.

Il documento chiarisce innanzitutto le tipologie di enti pubblici che rientrano negli obblighi stabiliti dagli articoli in esame, richiamando gli atti che conferiscono base giuridica alle definizioni fornite. Secondo il dettato art. 2 punto 12, per enti pubblici si intende "le autorità nazionali, regionali o locali e le entità direttamente finanziate e amministrate da tali autorità, ma non aventi carattere industriale o commerciale. Le autorità di cui alla prima parte sono identificate secondo le seguenti indicazioni:

- **Autorità nazionali:** Seppur non ci sia una definizione chiara nella legislazione comunitaria, dal dettato della EED-III si può desumere come ci si riferisca agli organismi facenti capo al Governo e alle amministrazioni centrali. A questo si rifanno anche talune sentenze della Corte di Giustizia Europea;
- **Autorità regionale:** In base all'art. 2 paragrafo 2, della Direttiva UE sugli appalti pubblici (DIR/2014/24), includono le autorità elencate in modo non esaustivo nelle NUTS 1 e 2 definite dal Regolamento (CE) 2003/1059 relativo all'introduzione di classificazioni territoriali per fini statistici;
- **Finanziamento:** le risorse devono essere fornite dall'ente da autorità pubbliche. L'apporto di fondi può essere effettuato attraverso molteplici forme: pagamenti, prestiti, contributi, garanzie, sovvenzioni o fornitura di personale e beni materiali.
- Assenza di carattere industriale o commerciale: secondo i principali orientamenti sul tema contenuti nei pronunciamenti della Corte di Giustizia Europea, l'assenza di carattere industriale o commerciale consiste nella non partecipazione "alla vita commerciale generale nel mercato rilevante in concorrenza con operatori economici privati alle stesse condizioni (ossia nel rispetto delle stesse regole economiche) e non sostiene il rischio economico (compreso il rischio di insolvenza) delle sue azioni.

La Raccomandazione contiene dettagliata rassegna di precisazioni relative all'ambito di applicazione, alla quantificazione e alla ripartizione degli obiettivi, alla modalità di attuazione degli obblighi di contenimento del consumo energetico e di riqualificazione del parco immobiliari.

Artt. 8-10. Obblighi di risparmio energetico e misure. La Raccomandazione (UE) 2024/1590 del 28 maggio 2024 sviluppa gli aspetti relativi al recepimento degli artt. 8-10, in cui si sostanziano i termini per la realizzazione dell'obbligo di risparmio energetico. Tali disposizioni, congiuntamente ai contenuti dell'Allegato V, devono essere recepite dai PM entro l'11 ottobre 2025. Tra i principali punti trattati dalla Raccomandazione:

Indicazioni della quota di risparmi energetici realizzata presso soggetti e famiglie che versano in condizione di povertà energetica. La Tabella 4 riporta i valori delle medie dei quattro indicatori suggeriti dalla Direttiva, ricavati dall'indagine EU-SILC, come indicazione per i paesi che abbiano optato per l'ipotesi alternativa riguardo al calcolo del volume di risparmio realizzato a norma dell'art. 8 comma 3. Nel caso dell'Italia, la media risulta pari a 12,43%.

Sono riepilogati i riferimenti normativi per la definizione dei quattro gruppi di destinatari individuati dall'art. 8 comma 3, ovvero: soggetti in condizione di povertà energetica (art. 2-52, EED-III), clienti vulnerabili (Direttiva (UE) 2019/944), persone appartenenti a famiglie di basso reddito (soglia del 60% come indicato dall'art.8, comma 3 della EED-III). Come riportato, il termine alloggi sociali non è contemplato nelle fonti del diritto comunitario. La Raccomandazione evidenzia una decisa eterogeneità nelle definizioni adottate dai vari paesi. rimanda ad un documento programmatico dell'OECD del 2020, in cui si identificano gli alloggi residenziali in affitto forniti a canoni inferiori rispetto ai canoni di mercato, assegnati secondo criteri specifici, basati sulle necessità dei beneficiari o liste di attesa. Il documento evidenzia comunque l'ampia eterogeneità presente nei paesi europei riguardo le definizioni e le terminologie adottate. Citando alcuni esempi: alloggi a canone moderato (Francia), alloggi di promozione (Germania), alloggi comuni o alloggi senza scopo di lucro (Danimarca), alloggi a scopo di lucro limitato o alloggi popolari (Austria), alloggi protetti (Spagna), alloggi di pubblica utilità (Svezia).

Art. 11. Sistemi di gestione dell'energia e audit energetici. La Raccomandazione (UE) 2024/2002 è stata pubblicata il 24 luglio 2024. Oggetto del documento sono gli orientamenti per l'interpretazione dell'art. 11 della EED-III relativo ai sistemi di gestione dell'energia e gli audit energetici. Rispetto ai consueti chiarimenti terminologici, la Raccomandazione propone un importante chiarimento rispetto al termine "impresa", non contemplato nella EED-III. Ai fini del recepimento della Direttiva si considerano le imprese localizzate all'interno dei confini degli Stati Membri, anche parzialmente o interamente possedute da soggetti pubblici.

Come noto, la Direttiva introduce un nuovo criterio per l'individuazione dei soggetti obbligati, basato sui consumi e non sulla dimensione dell'impresa. La Raccomandazione chiarisce che tale valutazione deve essere condotta sul consumo medio finale nel triennio precedente (t-3, t-2, t-1) rispetto all'anno d'obbligo (t). Essendo fissato al 10 ottobre 2025 il termine per il recepimento, l'obbligo per il 2025 deve riguardare la media dei consumi annui finali di energia dell'impresa nel 2022, 2023 e 2024.

Rispetto al perimetro dell'art. 21, incentrato sul rafforzamento del potere contrattuale del consumatore, la Raccomandazione richiede che gli Stati Membri effettuino una ricognizione delle norme attualmente vigenti ed operino adeguate integrazioni o modifiche, di concerto con

i principali stakeholder. Al fine di garantire la massima chiarezza e trasparenza in fase di stipula dei contratti di fornitura, è necessario che i consumatori siano in condizione di comprendere:

- la quantità e la tipologia di informazioni che sono tenuti a corrispondere;
- la natura e il livello qualitativo dei servizi, nonché la tipologia di servizi di manutenzione di cui si può disporre senza incorrere in costi aggiuntivi. È inoltre opportuno specificare chiaramente l'entità dell'indennizzo dovuto per l'eventuale mancato raggiungimento del livello qualitativo previsto;

In aggiunta a quanto riportato nella Direttiva, la 2024/2481 raccomanda che i consumatori ricevano condizioni eque e comunicate in anticipo, informazioni chiare e sintetiche sui principali punti stipulati attraverso il contratto e una copia del contratto con informazioni dettagliate sulle condizioni.

L'articolo 22 tratta una serie di elementi che configurano obblighi di informazione a beneficio dei consumatori. La divulgazione delle informazioni deve essere tale da garantire il più elevato grado di diffusione e recepimento da parte dei diretti interessati. La Raccomandazione suggerisce, in particolare, la predisposizione di sportelli e punti unici di contatto, il coinvolgimento degli attori principali presso le amministrazioni locali e l'organizzazione di eventi. Un altro aspetto importante è rappresentato dalle misure per promuovere, tra i consumatori, un uso efficiente dell'energia. Tra queste, il documento sottolinea una serie di strumenti che hanno un potenziale impatto in termini di cambio comportamentale: incentivi fiscali, agevolazione per l'accesso a finanziamenti, valutazioni del consumo energetico finanziate con risorse pubbliche e attività formative.

Nel focus sulle famiglie vulnerabili e in condizioni di povertà energetica, la Raccomandazione richiama molti dei suggerimenti definiti per il recepimento dell'art. 3 e dell'art. 8. Data l'entità del fenomeno, la Commissione suggerisce approcci misti, con particolare riferimento alla costruzione di strumenti finanziari ad hoc alla promozione di forme di supporto dirette, tramite l'utilizzo di centri di consulenza o servizi di assistenza domiciliare.

Art. 26: Fornitura di riscaldamento e raffrescamento. La Raccomandazione (UE) 2024/2395 pubblicata il 2 settembre 2024 affronta l'interpretazione dell'articolo 26 della EED-III. Tale articolo sostituisce l'articolo 14 della direttiva 2012/27/UE e promuove la trasformazione dei sistemi di fornitura di riscaldamento e raffrescamento in sistemi puliti e neutri in termini di emissioni di carbonio al fine di ridurre drasticamente il consumo di energia e l'uso di combustibili fossili, visto che nel 2022 solo il 24,9 % dell'energia usata in questo settore proveniva da fonti rinnovabili. Nell'ambito del PNNR, la Commissione ha specificato che i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti possono beneficiare degli aiuti di Stato «unicamente per la costruzione, l'ampliamento o l'ammodernamento di sistemi di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento che sono o diventeranno efficienti sotto il profilo energetico» (Punto 54), come disciplinato dalla Direttiva EED-III. In aggiunta i sistemi di riscaldamento e raffreddamento possono beneficiare anche dei fondi di coesione come da regolamento (UE) 2021/1060.

- la predisposizione di piani di trasformazione obbligatori dal 1° gennaio 2025 per tutti i sistemi non conformi ai requisiti di efficienza al fine di avere un consumo più efficiente

di energia primaria, una riduzione delle perdite di distribuzione ed un aumento della quota di energia da fonti rinnovabili;

- l'obbligo di eseguire un'analisi costi-benefici per i nuovi impianti o se si ammodernano in modo sostanziale quelli esistenti (con possibili esenzioni per determinati impianti individuati dallo Stato Membro).

Per quanto riguarda le politiche per migliorare l'uso dei servizi energetici da parte dei consumatori di energia di tutti i settori, la gli Stati Membri devono rendere pubbliche le informazioni relative ai contratti dei servizi energetici, agli strumenti finanziari e alle metodologie di misurazione e verifica.

In aggiunta, gli Stati Membri devono incoraggiare la creazione di marchi di qualità, basati anche su norme europee e internazionali, prendendo anche in considerazione: la creazione di una piattaforma nazionale per i portatori di interessi al fine di istituire un «marchio di qualità» per i servizi energetici; il sostegno allo sviluppo di criteri tecnici di qualità per i servizi energetici; il miglioramento della qualità dei servizi; il sostegno a un processo di assicurazione della qualità efficiente in termini di costi.

Al fine di aiutare gli utenti finali nella scelta del fornitore dei servizi energetici, la Raccomandazione sottolinea che gli Stati Membri devo diffondere pubblicamente le informazioni sui fornitori qualificati ed aggiornare periodicamente tale elenco. Inoltre per mettere in atto gli strumenti politici più adatti e vantaggiosi per potenziare i mercati dei servizi energetici e quindi sostenerli, gli Stati Membri possono effettuare un'analisi di mercato approfondita sui portatori di interessi, tra cui i consumatori di energia (pubblici, privati, PMI, residenziali), i fornitori di servizi energetici, le istituzioni finanziarie e i facilitatori del mercato, al fine di eliminare possibili ostacoli di ordine regolamentare e non regolamentare. Infine, gli Stati membri devono provvedere affinché i distributori di energia, i gestori dei sistemi di distribuzione e le società di vendita di energia al dettaglio si astengano da ogni attività che ostacolino la prestazione di servizi energetici.

La valutazione della fattibilità dei servizi energetici basati sulle prestazioni per i progetti di ristrutturazione previsti per gli edifici non residenziali è lo strumento più indicato per individuare i casi in cui tali servizi non possono essere usati. Tale valutazione di fattibilità potrebbe essere integrata negli strumenti di pianificazione a lungo termine, includendo un'analisi del portafoglio e una tabella di marcia per la ristrutturazione del parco immobiliare pubblico, che oltre alla ristrutturazione profonda, prenda in considerazione anche gli investimenti necessari per la manutenzione e il miglioramento, a seconda delle esigenze dei singoli edifici. Inoltre, per sostenere ancora di più il settore pubblico, gli Stati Membri devono offrire contratti tipo conformi alla nota orientativa di Eurostat e condividere informazioni sulle buone pratiche dei progetti relativi a servizi energetici attuati e in corso nel settore pubblico.

9.6.6 Focus sugli aspetti finanziari

Per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica dell'UE fissati al 2030 sarà determinante il ruolo degli investimenti privati. I soli fondi comunitari o pubblici non saranno infatti sufficienti a finanziare tutti gli interventi necessari al raggiungimento dei suddetti obiettivi. L'art. 30 dell'EED-III fornisce molteplici raccomandazioni per supportare gli Stati Membri nell'adozione di misure e strumenti che possano incrementare gli investimenti in efficienza energetica.

Innanzitutto, è sancita la necessità di agevolare i meccanismi di finanziamento per l'efficienza energetica tramite una razionalizzazione del quadro normativo, una maggiore offerta di assistenza tecnica e favorendo la combinazione dei contributi sia europei che nazionali nonché l'offerta di strumenti finanziari ad hoc.

Allo stesso modo si raccomanda l'istituzione di sportelli unici a livello nazionale, regionale o locale che forniscano proattivamente sostegno tecnico e finanziario alle imprese e/o ai proprietari-occupanti o locatari di alloggi residenziali che desiderano migliorare l'efficienza energetica delle rispettive strutture o abitazioni. Secondo la Direttiva gli sportelli unici possono contribuire a generare fiducia definendo con chiarezza le responsabilità e le azioni correttive in caso di problemi con i lavori, ed a svolgere un ruolo chiave nella creazione di cluster di famiglie con esigenze di riqualificazione simili, fungendo così da aggregatori di progetti. In questo modo si faciliterebbe la standardizzazione di strumenti e processi, con la conseguente realizzazione di economie di scala, la potenziale riduzione dei costi amministrativi ed una maggiore garanzia sulla qualità degli interventi posti in essere.

Dal lato dell'offerta, agli Stati Membri è richiesto di mettere in atto misure volte a promuovere i prodotti di credito incentrati sull'efficienza energetica ed a sostenere gli istituti finanziari, in particolare le banche commerciali e le organizzazioni nazionali che promuovono gli investimenti di capitale. Il sistema bancario retail ricopre infatti un ruolo fondamentale nella promozione di strumenti finanziari per l'efficienza energetica potendo contare su una struttura organizzativa ben sviluppata e capillare tramite cui fornire consulenza e servizi ausiliari connessi agli obblighi e alle opportunità dei prestiti verdi, basandosi su un rapporto solido e diretto con imprese e cittadini proprietari di immobili.

È quindi importante che le banche applichino il principio dell'"efficienza energetica al primo posto", facendo in modo che i prodotti finanziari disponibili siano concepiti in modo da ridurre al minimo i costi e i rischi per i contraenti: ad esempio migliorando l'accessibilità economica mediante il prefinanziamento dei lavori, prevedendo scadenze dei prestiti più lunghe che tengano conto della durata di vita degli impianti e pagamenti mensili di importo inferiore o uguale ai risparmi energetici previsti, anche mediante il monitoraggio dei consumi e dei risparmi energetici realizzati, come parte integrante del processo.

È altresì necessario che gli Stati Membri garantiscano un'offerta ampia e non discriminatoria dei prodotti di credito incentrati sull'efficienza energetica, quali mutui ipotecari verdi e prestiti verdi, nonché la loro visibilità e accessibilità ai consumatori, ad esempio introducendo nella legislazione nazionale l'obbligo per gli istituti finanziari di valutare con chiarezza l'interesse di clienti o potenziali clienti al miglioramento dell'efficienza energetica delle proprie attività (ad esempio immobili residenziali e commerciali, dispositivi ed apparecchiature) e su tali basi proporre prodotti di credito dedicati ad interventi di efficientamento energetico che rispondano alle esigenze del cliente.

Gli Stati Membri saranno quindi chiamati a monitorare il mercato nazionale per accertarsi che i consumatori traggano vantaggio dalla diffusione dei prodotti di credito destinati all'efficienza energetica, valutando se questi ultimi siano effettivamente concepiti in modo da ridurre i costi e i rischi associati a tali investimenti e che gli enti creditizi, nella propria offerta, tengano conto del minor rischio di default derivante da questi investimenti.

È inoltre più volte richiamata nell'art. 30 la necessità di agevolare l'accesso al credito delle famiglie a basso reddito, in condizioni di povertà energetica e/o che vivono in alloggi sociali

predisponendo adeguati strumenti di attenuazione del rischio e dei relativi costi, in linea con le norme in materia di stabilità finanziaria. La UE invita quindi gli Stati Membri a emanare disposizioni ad hoc, ad esempio, sotto forma di garanzie o prestiti pubblici agevolati, a cui potrebbero essere combinati altri canali di finanziamento e assistenza tecnica.

La Direttiva l'importanza di creare competenze specifiche (in particolare per quanto riguarda la combinazione di strumenti finanziari e programmi di sovvenzioni pubbliche) presso le banche di promozione nazionali o analoghi enti pubblici che promuovono gli investimenti di capitale nell'efficienza energetica. A tale scopo gli Stati Membri potrebbero fornire incentivi normativi e finanziari agli istituti finanziari, ad esempio attraverso l'assistenza tecnica volta ad agevolare lo sviluppo e la diffusione di nuovi prodotti di credito incentrati sull'efficienza energetica e garantire che il personale del ramo retail sia adeguatamente formato per far comprendere ai clienti i benefici di questo tipo di prodotti, nonché gli aspetti di misurazione ex post, verifica e conformità dei progetti di efficientamento energetico.

Nell'articolo 30 vengono inoltre specificati le misure e gli strumenti che potrebbero essere utilmente adottati per promuovere ulteriormente i prodotti di credito dedicati all'efficienza energetica. Tra questi troviamo:

- la compensazione in bolletta e il finanziamento tramite imposte, che si distinguono da altri regimi di credito incentrati sull'efficienza energetica perché si avvalgono di canali di rimborso alternativi, nella fattispecie le bollette dell'energia, le imposte e altri oneri connessi agli immobili. Ciò rende possibile ridurre i costi di transazione e offrire agli utenti finali un accesso al credito semplificato, con opzioni di rimborso convenienti, familiari e affidabili;
- l'aggregazione e la cartolarizzazione dei progetti di efficienza energetica, ad esempio sotto forma di obbligazioni verdi, che possono contribuire a promuovere presso gli istituti finanziari l'opportunità di finanziare il miglioramento dell'efficienza energetica, anche tramite partenariato pubblico-privato (PPP). Inoltre, l'emissione di titoli sui mercati secondari può fornire maggiore liquidità agli istituti finanziari e dare più visibilità alle opportunità di investimento;
- l'istituzione di strumenti di garanzia dei prestiti per l'efficienza energetica: la garanzia ridimensiona il profilo di rischio del progetto e/o del contraente, consentendo l'accesso a prestiti privati a condizioni più favorevoli (importi più elevati, tassi di interesse minori, scadenze più lunghe, nessun requisito di garanzia).

L'istituzione di regimi di sostegno finanziario destinati specificamente all'ammodernamento dei sistemi di teleriscaldamento/teleraffrescamento e dei sistemi di riscaldamento/raffrescamento individuali.

Tra le raccomandazioni della CE, viene rimarcata trasversalmente l'importanza di campagne/progetti di formazione e informazione sia verso i cittadini che all'interno degli istituti di finanziamento.

Inoltre, al fine facilitare la condivisione delle informazioni tra autorità pubbliche, istituti finanziari e l'industria dell'energia sostenibile, la Commissione Europea propone l'istituzione di tavole rotonde permanenti in ogni Paese.

Questa raccomandazione è rafforzata anche dall'iniziativa lanciata dalla stessa Commissione Europea ad aprile 2024 per creazione di una nuova coalizione europea per favorire il finanziamento dell'efficienza energetica, la European Energy Efficiency Financing

Coalition, che prevede nel breve periodo, una più stretta collaborazione con gli Stati Membri per stabilire un contesto di dialogo con gli istituti finanziari ed i principali stakeholder finalizzato all'azione.

Infine, l'art.30 rafforza gli obblighi di comunicazione in capo agli Stati Membri in materia di finanziamento dell'efficienza energetica. In particolare, gli stessi dovranno comunicare, i dati relativi ai volumi degli investimenti pubblici ed all'effetto leva medio conseguito mediante finanziamenti pubblici a sostegno delle misure di efficienza energetica, al volume dei prodotti di credito incentrati sull'efficienza energetica, nonché informazioni sui programmi di finanziamento nazionali, le buone pratiche e i regimi di finanziamento innovativi posti in essere per incrementare l'efficienza energetica.

Alla luce delle considerazioni suesposte e delle osservazioni provenienti dal rapporto ENEA 2024, emerge che il mercato dell'energia è in costante evoluzione, trainato da innovazioni tecnologiche, regolamenti ambientali e cambiamenti nelle preferenze dei consumatori. In un contesto di crescente attenzione alla sostenibilità, è fondamentale per i consumatori e le aziende comprendere le tendenze che stanno influenzando il settore energetico, sia a livello globale che locale. Negli ultimi anni, la transizione verso le fonti di energia rinnovabile ha acquisito slancio in tutto il mondo. Paesi e aziende stanno investendo massicciamente in energie pulite come l'eolico, il solare e l'idroelettrico, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO2 e rispettare gli accordi internazionali come l'Accordo di Parigi. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), entro il 2050 le energie rinnovabili potrebbero rappresentare oltre l'80% della produzione globale di elettricità. Questa trasformazione non solo influisce sulle modalità di produzione, ma sta cambiando anche il modo in cui i consumatori accedono e utilizzano l'energia. Ad esempio, l'autoproduzione tramite pannelli solari residenziali è in aumento, spingendo molti verso una maggiore indipendenza energetica. Un'altra tendenza chiave è la crescente attenzione all'efficienza energetica. Tecnologie avanzate, come i contatori intelligenti, stanno rivoluzionando il modo in cui le famiglie e le imprese monitorano e gestiscono il proprio consumo energetico. Attraverso l'uso di dati in tempo reale, è possibile ridurre gli sprechi e ottimizzare il consumo, ottenendo anche significativi risparmi economici. Un ulteriore fattore che influenza il settore energetico è la crescente adozione di veicoli elettrici (EV). La decarbonizzazione dei trasporti è un passo cruciale per ridurre l'impronta di carbonio globale e, con il calo dei costi delle batterie e l'aumento delle infrastrutture di ricarica, i veicoli elettrici stanno diventando sempre più accessibili. Questa evoluzione porta ad una maggiore domanda di elettricità, ma anche a nuove opportunità per le aziende energetiche. Come è stato evidenziato in precedenza nel corso dell'analisi del presente progetto, a livello locale, il mercato energetico italiano riflette molte delle dinamiche globali, ma con alcune peculiarità. L'Italia, come è stato rilevato più volte, è fortemente dipendente dalle importazioni di energia, il che rende la diversificazione delle fonti energetiche e l'aumento della produzione rinnovabile ancora più urgente rispetto ad altri Paesi. Negli ultimi anni, nonostante tutto, la Nazione ha compiuto importanti passi avanti nella produzione di energia solare ed eolica, ma rimane ancora tanta strada da fare in questo senso. Il mercato dell'energia, come è stato evidenziato, è in rapida trasformazione, guidato da innovazioni tecnologiche, cambiamenti normativi e una crescente consapevolezza ambientale.

In questo scenario, le aziende e i consumatori devono adattarsi a nuove realtà e opportunità.

Secondo questo modello la generazione di energia elettrica è centralizzata e si basa in larga parte sulla trasformazione di combustibili fossili e idrocarburi in energia elettrica presso

grandi centrali elettriche. Da lì l'energia viene trasmessa a cascata, prima in alta tensione, poi in media tensione, fino alle reti di distribuzione in bassa tensione, con un processo che comporta grande dispendio e spreco.

L'autonomia da questo modello va quindi intesa come una capacità di autosostenersi a livello energetico con una produzione domestica, o meglio locale, di elettricità e calore. Per raggiungere una completa indipendenza ci sono diversi passi da seguire: capire quanta energia è necessario produrre, riuscire a produrla interamente senza appoggiarsi al gestore nazionale e avere la possibilità di usufruirne al bisogno.

Il cambiamento può partire da piccoli gesti quotidiani che contribuiscono all'efficienza energetica della nostra abitazione. Essere indipendenti infatti vuol dire innanzitutto essere consapevoli delle nostre abitudini di consumo e avere così la possibilità di correggere comportamenti sbagliati ed eliminare gli sprechi. La seconda fase per aumentare l'efficienza è monitorare i consumi domestici per capire quando e per quanto tempo spegnere certi apparecchi e quando sostituire un elettrodomestico perché spreca troppa energia. A tale scopo possono essere d'aiuto le soluzioni smart della domotica, come le smart plug, che abbinate a uno SNOCU con programma consumer ci aiuteranno a delineare il nostro profilo energetico.

Questo approccio ci aiuterà a ridurre la quantità di energia da produrre.

- la comprensione se si è in grado di produrre l'energia necessaria senza appoggiarsi alla rete nazionale;
- il reperimento di soluzioni quando l'energia prodotta non basta.

Si può raggiungere l'autonomia energetica, ad esempio, affidandosi alle fonti rinnovabili (come sole e vento) per alimentare gli impianti di casa, sfruttando l'isolamento termico di un edificio, tramite l'adozione di sistemi di ventilazione di ultima generazione e pompe di calore o utilizzando materiali naturali e di recupero.

Uno dei migliori alleati dell'autoproduzione di energia elettrica è il fotovoltaico, sebbene come è stato possibile constatare nel corso del presente progetto di lavoro, tale apporto non è sufficiente per soddisfare il fabbisogno nazionale. Il primo passo dopo un attento monitoraggio dei consumi è scegliere l'impianto più adatto alle proprie esigenze. Non sempre per raggiungere un'indipendenza, infatti, è necessario staccarsi completamente dalla rete pubblica, ciò che conta è la possibilità di assicurarsi una buona percentuale di copertura dei consumi. In questo caso si ricorrerà a impianti on grid, ovvero connessi alla rete nazionale. Ma se si vive in luoghi con una connessione scarsa o nulla alla rete elettrica, per esempio baite, barche o camper si utilizzeranno impianti off-grid, isolati dalla rete elettrica pubblica e che perciò hanno bisogno di una batteria dove immagazzinare l'energia in eccesso prodotta dai moduli.

In generale è bene sapere però che un impianto senza batteria permette un'autonomia del 35%, mentre un fotovoltaico con accumulo garantirà un autoconsumo di almeno il 65% che in alcuni casi può arrivare anche al 75%. Questo tipo di impianto permette di conservare l'energia prodotta e sfruttarla solo nel momento del bisogno, ad esempio di sera o quando ci sarà cattivo tempo, riducendo così le richieste alla rete pubblica e le spese in bolletta. L'energia in eccesso grazie al meccanismo dello Scambio sul Posto può essere inoltre rivenduta al GSE. L'ultima frontiera dell'autonomia energetica passa dall'autoconsumo collettivo. Grazie al decreto-legge n.162/19 (articolo 42-bis) oggi cittadini, imprese, autorità locali e attività commerciali possono unirsi e dotarsi di impianti per produrre energia elettrica da fonti rinnovabili e condividerla a livello locale. Si formerà così una comunità energetica (ad esempio un ospedale, un

condominio, un'azienda o un'abitazione che si trovano nelle vicinanze) rifornita da reti locali di produzione e distribuzione (smart grid) capaci di funzionare autonomamente se disconnesse dalla rete elettrica principale, per esempio in caso di blackout. Una delle tecnologie più diffuse per l'autoproduzione energetica è il fotovoltaico integrato da sistemi di accumulo, così da immagazzinare l'energia e renderla disponibile a tutti i soggetti della comunità collegati. L'autoconsumo collettivo renderà gli utenti sempre meno dipendenti dalla rete nazionale. In tale ottica pertanto, l'energia nucleare, il fotovoltaico e (in misura minore) il gas naturale possono essere insieme una buona base sulla quale costruire una strategia d'indipendenza energetica nazionale, insieme all'idrogeno (a basse emissioni) il cui ruolo nella transizione, può certamente contribuire in maniera positiva. Occorre eliminare le lungaggini che disincentivano gli investimenti e in tale ambito il legislatore nel corso della presente legislatura, anche alla luce degli scenari geoeconomici, sta imprimendo un'accelerazione. Si ricorda al riguardo che, a seguito delle prime risorse stanziate dal Consiglio Europeo per promuovere le energie rinnovabili, la mobilità sostenibile e la transizione digitale attraverso il Next Generation EU, la guerra in Ucraina scatenata dall'invasione delle Federazione Russa, ha spinto l'Italia a lavorare alacremente per migliorare gli sforzi verso una transizione energetica sostenibile ma inevitabile.

Le sanzioni economiche e finanziarie che l'Occidente ha imposto contro la Russia hanno prodotto com'è noto e peraltro evidenziato in precedenza, una crisi delle materie prime senza precedenti. La necessità di recidere i legami con Mosca (da cui importavamo gas a basso prezzo) ha imposto nei riguardi del nostro Paese, di rivedere la propria strategia di approvvigionamento delle risorse. Diversificando le fonti di energia, aumentando la cooperazione tra i Paesi dell'Unione europea e investendo in fonti energetiche innovative, correggendo al contempo l'eccessiva dipendenza del nostro Paese da un'unica potenza straniera, anche grazie al PNRR che ha previsto quasi 6 miliardi di euro per investimenti nelle energie rinnovabili. Pertanto, è possibile senza dubbio sostenere come la decarbonizzazione e la transizione energetica vadano di pari passo. Senza l'una non esiste l'altra. Oltre che a livello economico e climatico, agiscono e impattano a livello strategico, politico e sociale. Per ridurre con l'obiettivo di eliminare, le emissioni di gas a effetto serra si deve gradualmente diminuire l'uso dei combustibili fossili. Quindi, passare a fonti di energia rinnovabile. In tale ambito, un ruolo determinante nel processo di decarbonizzazione dell'economia lo svolge la digitalizzazione: se da un lato essa ha un impatto importante sulle emissioni, dall'altro lato i processi digitali possono migliorare l'efficienza energetica delle fabbriche e la decarbonizzazione della filiera automotive. Inoltre, per accelerare il processo di decarbonizzazione dell'Italia, la classe politica deve investire nell'elettrificazione. In particolare, bisogna aumentare la quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in modo tale da ridurre le emissioni di CO2. Anche l'idrogeno, come in precedenza evidenziato, può svolgere un ruolo molto importante nella transizione energetica dell'Italia. La combustione dell'idrogeno non emette anidride carbonica ed esso può essere utilizzato nelle celle a combustibile per generare energia elettrica. Anche se l'idrogeno non esiste allo stato puro sul nostro pianeta può essere ottenuto scindendo altre molecole come l'acqua o lo stesso gas naturale. Riconosciuto dalla Commissione Europea come uno degli elementi fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione all'anno 2050, l'idrogeno ha fatto molti passi in avanti negli ultimi anni, anche perché conosciuto non più solo agli addetti ai lavori. Un aiuto importante è arrivato dal PNRR che per quanto riguarda l'idrogeno ha dato una spinta significativa in numerosi progetti. Può considerarsi un vettore pulito, una delle leve per

decarbonizzare la filiera industriale e ridurre la nostra dipendenza dai combustibili fossili. Su questo tema così come su tutto il filone della transizione ecologica è necessario tuttavia essere molto chiari. L'idrogeno non è intrinsecamente senza emissioni. In un rapporto presentato dall'Istituto Affari Internazionali (IAI) in collaborazione con Environmental Defense Fund Europe (EDFE) si mostra come l'idrogeno ha un impatto rilevante sul clima, quando viene immesso nell'atmosfera. Nei primi 20 anni dal suo rilascio, il ruolo dell'idrogeno nel riscaldamento climatico è stato maggiore di quello svolto dall'anidride carbonica. L'ultimo pacchetto dell'UE in questo senso è importante perché va a definire in che misura l'idrogeno aiuterà l'Europa a raggiungere gli obiettivi climatici, riconoscendo anche i problemi che possono arrivare dall'idrogeno. Altro problema che sorge quando si parla di idrogeno riguarda i costi. L'obiettivo dei prossimi anni potrebbe essere quello di importarlo a costi competitivi attraverso pipeline dal Golfo Persico, regione geografica dove si produce a costi bassissimi, circa un centesimo a kWh. Oppure produrlo attraverso il nucleare. Il costo potrebbe diventare quello di 3 euro al chilo nel 2030 e forse scendere negli anni successivi. È chiaro che, attraverso il nucleare, la capacità di produrre idrogeno pulito aumenta. In ragione delle considerazioni sin qui esposte, la guerra in corso in Ucraina e la transizione energetica, costituiscono soltanto due elementi che spingono l'Italia verso la ricerca di una maggiore indipendenza dal punto di vista energetico. Ma non solo. Si deve tenere in considerazione anche che la domanda di energia elettrica nel nostro Paese crescerà inesorabilmente nei prossimi anni. E, quindi, la politica dovrà fare i conti con la necessità di installare nuova potenza energetica disponibile. Se la curva dell'elettrificazione dei consumi è destinata ad aumentare, dovrà conseguentemente aumentare anche l'offerta, ovvero la produzione di energia. Due fattori in questo caso possono contribuire positivamente a migliorare la capacità dell'Italia di produzione di energia elettrica. Anzitutto, risulta inderogabile far cadere un tabù e puntare sull'energia nucleare, oltre che sulle fonti rinnovabili, come è stato più volte evidenziato in precedenza. L'obiettivo dell'Italia, dopo attenti studi e produzione di dossier su questo tipo di energia, dovrebbe essere quello di intraprendere un percorso pedagogico e formativo sull'enorme apporto qualitativo del nucleare al nostro Paese. È indispensabile pertanto, la realizzazione di reattori di ultima generazione, capaci di produrre energia pulitissima e in grande quantità e al riguardo non vi è dubbio che uno dei limiti dell'energia nucleare è che essa rappresenta una fonte in grado di produrre una quantità sì costante di energia, ma poco modulabile. Ed è un limite che va di pari passo con quello, ad esempio, dell'energia fotovoltaica, che è poco costante e non programmabile. Per questo motivo, nell'ottica di intraprendere un discorso pubblico necessariamente meno ideologico, occorre ribadire che l'energia derivante dalla produzione di gas naturale non può essere azzerata, in quanto rappresenta l'unica fonte di energia altamente programmabile, dove la società nazionale che gestisce la rete elettrica nazionale può decidere quanta produrne a seconda delle necessità. Nucleare, fotovoltaico e, in misura minore, gas naturale possono pertanto insieme già essere una buona base sulla quale costruire una strategia d' indipendenza energetica nazionale. Ogni sforzo però può risultare vano se lo Stato non interviene su un altro problema che affligge da troppi anni questo Paese: la burocrazia. Oltre i pochi incentivi esistenti, gli operatori del settore devono affrontare anche le lungaggini e gli impedimenti burocratici che costituiscono uno dei più importanti disincentivi a investire. Esistono tanti casi per cui, ad esempio, imprenditori vengono bloccati nella costruzione di impianti fotovoltaici magari vicino a impianti già esistenti per la presenza, a chilometri di distanza, di beni culturali (come chiese, castelli o monumenti) con la motivazione della tutela del paesaggio. In media, ci vogliono quattro, cinque anni per autorizzare un parco fotovoltaico in Italia, con tutti i rischi legati all'aumento dei costi. Sono lungaggini che fanno perdere dei

mesi e concorrono a rallentare il processo di transizione energetica sempre più urgente. Una semplificazione burocratica risulta perciò sempre più necessaria. La transizione energetica rappresenta pertanto un percorso lungo e complesso, ma inevitabile, che porterà a una crescente decarbonizzazione della produzione e a una maggiore efficienza nei consumi. Deve essere sostenibile, in ragione delle suesposte osservazioni, non solo dal punto di vista ambientale, ma anche economico per assicurare la competitività del sistema Paese. E al contempo non deve mettere a rischio la sicurezza e indipendenza energetica del Paese, soprattutto alla luce delle recenti tensioni geopolitiche. Nel recente passato l'ex Presidente del Consiglio dei Ministri Draghi, presentò un piano per salvaguardare la competitività europea che faceva perno su tre pilastri: innovazione, decarbonizzazione e sicurezza. La Commissione europea, successivamente ha risposto con il Clean Industrial Deal. Se gli obiettivi di decarbonizzazione restano saldi, la velocità con cui raggiungerli deve essere adeguata alla capacità di realizzare una transizione giusta, improntata alla neutralità tecnologica. Risulta quanto mai indispensabile salvaguardare la competitività del sistema produttivo e garantire al contempo una ricaduta industriale alle filiere europee, piuttosto che alimentare quelle asiatiche a minor costo.

In questo contesto, l'efficienza energetica non è solo una scelta razionale, ma un imperativo etico e strategico. Come ha sottolineato Dan Jørgensen, neo Commissario europeo per l'Energia: "Non dobbiamo fare passi indietro sul Green Deal. Dobbiamo portare avanti il lavoro, rendendo l'efficienza energetica un pilastro per un'Europa più forte e sostenibile". Questo obiettivo non è soltanto tecnico, e richiede una responsabilità condivisa che coinvolge la società nel suo complesso. Parallelamente, fenomeni climatici estremi, dalle forti ondate di calore alle inondazioni catastrofiche, sottolineano l'urgenza di ridurre le emissioni climalteranti e prepararsi a un clima sempre più imprevedibile. In un mondo caratterizzato da instabilità geopolitica e vulnerabilità strutturali, l'integrazione e l'ottimizzazione delle risorse energetiche si configura come una priorità per garantire resilienza e sostenibilità. A livello globale, le risposte a queste sfide sono diversificate. Mentre economie emergenti come l'India puntano su soluzioni ibride tra rinnovabili e fossili, Paesi come gli Stati Uniti hanno avviato programmi ambiziosi per l'energia pulita, come l'Inflation Reduction Act, che contiene un'ampia serie di misure volte principalmente a incentivare gli investimenti sulle energie rinnovabili. La Cina, pur mantenendo una forte dipendenza energetica dal carbone, continua a dominare la produzione mondiale di tecnologie solari ed eoliche.

L'Unione europea, in questo panorama, si distingue come leader della transizione energetica. Con il pacchetto legislativo "Fit for 55" e le Direttive Efficienza Energetica (EED III) e Prestazione Energetica degli Edifici (EPBD IV), l'Europa ha tracciato una rotta ambiziosa verso la neutralità climatica entro il 2050. Tuttavia, l'emanazione di normative non è sufficiente: la loro piena attuazione richiede un impegno collettivo da parte degli Stati membri e un coordinamento efficace a livello europeo. Come evidenziato dalla Commissione Europea, al 2030 i consumi di energia finale e primaria dovranno essere contenuti rispettivamente a 763 Mtep e 992,5 Mtep. In questo contesto, è fondamentale sfruttare le potenzialità offerte dalla ricerca, dall'innovazione e da trasferimento tecnologico. Tecnologie emergenti come è stato in precedenza evidenziato quali: l'idrogeno verde, i sistemi di accumulo avanzato e l'intelligenza artificiale possono ridisegnare il panorama energetico, rendendo il sistema energetico ed i consumi più sostenibili. La digitalizzazione, inoltre, consente un monitoraggio in tempo reale delle emissioni e l'ottimizzazione degli usi finali di energia, migliorando la resilienza delle infrastrutture. In aggiunta, l'economia circolare e le comunità energetiche locali offrono

modelli innovativi per integrare sostenibilità, servizi e inclusione sociale, trasformando i cittadini in protagonisti attivi della transizione.

Il Rapporto Annuale sull'Efficienza Energetica dell'ENEA in precedenza riportato, si rivela pertanto in questo scenario, uno strumento fondamentale per monitorare i progressi, orientare le politiche, prendere decisioni e fare scelte. Per il 2023, il Rapporto sottolinea risultati significativi per l'Italia: una riduzione dei consumi di energia finale di oltre 3,6 Mtep dalle misure notificate per ottemperare agli obblighi della Direttiva. Seppur in calo, l'apporto delle misure di detrazione fiscale continua ad essere comunque preponderante. È confermata inoltre la crescita del peso dei Certificati Bianchi. Si osserva, inoltre, un deciso incremento nei risparmi energetici derivanti dai progetti agevolati attraverso i fondi di coesione, e dalle campagne di sensibilizzazione, che hanno coinvolto quasi 14 milioni di cittadini, contribuendo a un risparmio energetico di oltre 0,7 Mtep.

Questi risultati sono merito dell'impegno collettivo del nostro Paese: cittadini, imprese e istituzioni che, a vario titolo e livello, hanno lavorato insieme per promuovere un uso più efficiente delle risorse energetiche. L'ENEA, così come gli altri attori del settore, supportano tale processo fornendo dati, analisi e innovazioni tecnologiche, facilitando e sostenendo il dialogo tra istituzioni, imprese e cittadini, contribuisce a creare una piattaforma di conoscenza indispensabile per consolidare questi traguardi e affrontare le sfide future. Guardando al futuro, l'efficienza energetica non è solo un asse portante delle politiche nazionali. Deve diventare il cuore pulsante di una strategia globale che unisca Paesi e settori produttivi e usi finali. L'Italia può continuare a essere protagonista in Europa, promuovendo soluzioni innovative e un modello di transizione equo e inclusivo.

All'interno di tale scenario, a livello normativo, nell'ultimo anno l'Unione europea ha introdotto importanti novità nel settore energetico per accelerare la transizione verso le FER e migliorare l'efficienza energetica. Ad aprile 2024, è stata approvata la riforma del mercato elettrico europeo che mira a incentivare il dispiegamento delle FER attraverso strumenti di mercato di lungo termine come i Power Purchasing Agreements (PPAs) e i Contratti bilaterali per Differenza (CfD). Con l'approvazione del Net-Zero Industry Act a maggio 2024, l'UE ha posto crescente attenzione sul tema della dipendenza tecnologica, in particolare dalla Cina, con l'obiettivo di potenziare l'innovazione e la produzione di tecnologie di decarbonizzazione in Europa. L'anno trascorso (2024) è stato inoltre segnato dall'approvazione della Direttiva Europea sulle Prestazioni Energetiche degli Edifici (EPBD) che stabilisce per ciascuno Stato membro l'obbligo ridurre del 16% i consumi energetici primari del parco immobiliare entro il 2030, tema che ha acceso forti dibattiti a livello nazionale alla luce delle conseguenze del c.d. superbonus sulla spesa pubblica. Queste iniziative si inseriscono in un quadro più ampio di politiche europee volte a garantire un'energia sicura, competitiva e accessibile per tutti, come evidenziato nella relazione sullo stato dell'Unione dell'energia 2024, pubblicata l'11 settembre 2024, che sottolinea i progressi compiuti dall'UE nella transizione verso l'energia pulita. Guardando all'Italia, nel luglio 2024 è stato pubblicato il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), confermando l'obiettivo di raggiungere 131 GW di capacità da FER entro il 2030 e ridurre le emissioni totali di CO2 del 18% rispetto ai livelli del 2022. Tra l'altro, per la prima volta, il PNIEC ha introdotto l'energia nucleare nella strategia energetica di lungo periodo, prevedendo una capacità di 8 GW entro il 2050 in grado di coprire l'11% della domanda energetica nazionale. A giugno, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha emanato il Decreto FER 2 (D.M. 19 giugno 2024) per incentivare impianti a fonti rinnovabili innovativi o con costi elevati di esercizio, come quelli

alimentati da biogas, geotermoelettrico ed eolico offshore. Il MASE ha successivamente pubblicato la nuova bozza del Decreto FER X Transitorio (D.L. 8 novembre 2021) volto a incentivare lo sviluppo di 17,65 GW di nuova capacità rinnovabile entro la fine del 2025, prevedendo incentivi ad accesso diretto per gli impianti di piccole dimensioni (<1 MW) con un contingente massimo di 3 GW, mentre i restanti 14,65 GW saranno assegnati tramite aste per impianti con potenza superiore a 1 MW. Il 2024 è stato inoltre contrassegnato dall'approvazione del Decreto CER (D.M. 7 dicembre 2023) che introduce le modalità di incentivazione per sostenere l'elettricità prodotta da Comunità energetiche rinnovabili e dall'autoconsumo diffuso in Italia. Volendo fare un "bilancio energetico" per le FER nel 2024, emerge come la produzione da fonti rinnovabili in Italia abbia raggiunto quasi il 43% della domanda elettrica, superando i precedenti record storici con un aumento della capacità rinnovabile di 7,5 GW nel 2024 in aumento del 29% rispetto al 2023. In particolare, nell'ultimo anno si è registrata una forte ripresa dell'idroelettrico che ha contribuito al 17% della domanda elettrica, in aumento del 45% rispetto all'anno precedente. Analizzando le fonti fossili, il 2024 è stato segnato da un calo drastico nella produzione elettrica da carbone, diminuita nei primi nove mesi di quasi il 75% rispetto al 2023 con l'utilizzo di questa fonte nel mix elettrico che è diminuito dal 9% a poco più dell'1% nell'ultimo decennio. Queste dinamiche si riflettono nella riduzione delle emissioni di CO2 del settore elettrico a livello nazionale, diminuite di oltre il 20% in media nei primi nove mesi dell'anno, ma con cali progressivamente più contenuti nei tre trimestri di riferimento (rispettivamente pari a -35%, -25%, -5%). A fronte della ripresa dei consumi di energia elettrica, il calo delle emissioni della generazione elettrica è ascrivibile principalmente al maggior contributo delle FER e al netto calo dell'impiego di carbone nella generazione elettrica, evidenziando segnali positivi in un contesto economico ancora complesso. Nonostante tali progressi, tuttavia, il ritmo di crescita delle FER non è ancora sufficiente per raggiungere i target fissati al 2030. In questo senso, infatti, l'Italia dovrebbe installare fino a quasi 12 GW di capacità rinnovabile all'anno, il 60% in più rispetto al trend del 2024 e più del doppio rispetto al 2023. Tuttavia, come abbiamo evidenziato nell'edizione 2024 del Forum annuale della piattaforma "Renewable Thinking", il Think Tank sulle energie rinnovabili ideato da CVA in collaborazione con TEHA e con il patrocinio di Elettricità Futura, che si è svolto negli scorsi 5 e 6 luglio a Saint Vincent, la governance del sistema delle rinnovabili risulta oggi disarticolata. La messa a terra delle installazioni FER è condizionata dalle lungaggini negli iter autorizzativi, con ritardi nell'approvazione dei decreti necessari a sostenere il mercato che superano i 600 giorni, incertezza nel quadro regolatorio che rallenta gli investimenti e incoerenze tra misure emanate da diversi livelli istituzionali. Infatti, nonostante il record di installato FER del 2024, la storia per il 2025 è tutta da scoprire. Secondo l'Osservatorio "Renewable Thinking", la crescita dell'installato FER degli ultimi anni (con il record nel 2024) potrebbe esaurirsi a causa dei ritardi normativi, dell'eliminazione degli incentivi e della disarticolazione della governance sopracitata. Gli effetti negativi di questi rallentamenti, con conseguenze sulla pipeline di investimenti e progetti FER, potrebbero già vedersi nell'installato del prossimo anno. Di conseguenza, per il 2025, l'auspicio è promuovere l'indipendenza e la resilienza del sistema elettrico nazionale, garantendo al contempo la stabilità nei prezzi e la sicurezza energetica. Si delineano dunque tre direzioni strategiche per lo sviluppo delle FER in Italia:

- **Streamlining burocratico:** con l'obiettivo di semplificare e uniformare i procedimenti autorizzativi, al fine di raggiungere gli obiettivi FER al 2030. Basti pensare, a titolo di esempio, che a fine 2023 risultavano bloccati 388 GW nei diversi step dell'iter

autorizzativo. Razionalizzare e semplificare le procedure di autorizzazione, permetterebbe di velocizzare le installazioni annue e, conseguentemente, di raggiungere i target al 2030;

- **Ottimizzazione del quadro regolatorio:** con l'obiettivo di sbloccare gli investimenti e garantire la tutela degli impianti FER, che vanno considerati asset strategici per la sicurezza, l'autonomia e la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale. Una continua incertezza nel quadro regolatorio può compromettere gli investimenti da parte degli operatori del settore, costituendo un rilevante ostacolo al raggiungimento dei target nazionali ed europei. Il quadro regolatorio dovrà inoltre favorire maggiormente lo sviluppo di soluzioni tecnologiche green innovative e a forte potenziale, come l'agrivoltaico, l'eolico offshore e l'energia geotermica, rafforzando al contempo le filiere strategiche nazionali;

Maggiore produttività dell'installato FER: con l'obiettivo di ottimizzare il processo di connessione, potenziando l'infrastruttura di rete, per far fronte al mismatch tra area di produzione di energia elettrica da FER (principalmente al Centro-Sud) e area di consumo (principalmente al Nord) e la capacità di accumulo, dal momento che crescerà sempre di più il contributo delle fonti non programmabili sul mix energetico del Paese. In questo scenario, sarà fondamentale promuovere anche il ruolo dell'idroelettrico all'interno del mix energetico in grado di garantire una produzione baseload e salvaguardare la stabilità della rete elettrica italiana. Pertanto in attesa che il dibattito nazionale sull'energia nucleare assuma contorni maggiormente definiti, la diversificazione del mix energetico appare dunque centrale sia nelle materie prime che nelle fonti di produzione di energia elettrica, nell'ottica di aumentare la sicurezza energetica e ridurre l'attuale esposizione alle politiche oltreconfine. In tale contesto, l'energia geotermica rappresenta un unicum, con un assetto impiantistico che non ha registrato significativi cambiamenti rispetto a quindici anni fa. Infatti, a dispetto del passato, con l'Italia in prima fila quale paese all'avanguardia con impianti pioneristici come quelli di Larderello in Toscana, il settore geotermico tradizionale ad oggi conta solamente 771 MW di potenza elettrica e 1.317 MW di potenza termica installata. I 34 impianti geotermoelettrici presenti in Italia, tutti localizzati nel territorio toscano e gestiti da Enel Green Power, contribuiscono solo per il 2% della produzione elettrica lorda nazionale, apporto residuale a confronto con le altre FER (idroelettrico, fotovoltaico ed eolico contribuiscono, rispettivamente, al 15%, 12% e 9% della produzione elettrica del Paese). Anche spostandoci oltre confine la situazione non cambia: l'energia geotermica soddisfa solo lo 0,8% del fabbisogno energetico mondiale. Eppure, grazie all'elevato potenziale geotermico ad alte temperature oggi siamo l'ottavo Paese al mondo e il primo in UE per potenza installata. In ambito europeo si sta assistendo ad una rinnovata attenzione verso il potenziale apporto della geotermia alla corsa verso la decarbonizzazione; il riferimento è, in particolare, alle conclusioni pubblicate dal Consiglio Europeo il 16 dicembre 2024 e con cui è stato posto l'accento sulla necessità di elaborare un piano d'azione europeo sull'energia geotermica mettendo a punto misure mirate ad agevolare gli investimenti e favorire una rapida diffusione di tale tipologia impiantistica. A livello nazionale, il PNIEC prevede 1 GW di capacità aggiuntiva geotermica al 2030 tra geotermico tradizionale e ad emissioni nulle con tecnologia a ciclo binario che consente di valorizzare le risorse geotermiche anche a temperature inferiori). Tuttavia, se si guarda al FER2 affiora una evidente discrasia rispetto agli obiettivi nazionali atteso che i contingenti oggetto di incentivazione prevedono appena 160 MW di cui 100 MW dedicati al geotermico tradizionale e 60 MW al geotermico ad emissioni nulle. Inoltre, le attuali tariffe incentivanti pari a 100

€/MWh per la geotermia tradizionale ed a 200 €/MWh per la geotermia a emissioni nulle appaiono essere nettamente inferiori a quelle determinate dai nostri "vicini" europei (la Germania, ad esempio, prevede un incentivo pari a 252 €/MWh - +26% vs. quello italiano, la Francia pari a 250 €/MWh - +23% vs. quello italiano e il Regno Unito pari a 230-263 €/MWh - +25% vs. quello italiano) che, prevedono, inoltre, anche il meccanismo di indicizzazione all'inflazione. Come noto le risorse geotermiche sono risorse minerarie e, in quanto tali, appartengono al patrimonio indisponibile dello Stato o delle Regioni (a seconda che siano ad alta, media o bassa entalpia) e, per l'effetto, ai fini del loro sfruttamento devono essere osservati specifici regimi amministrativi che consistono, in buona sostanza:

È sufficiente tale schematico elenco per comprendere che tra le ragioni sottese all'odierna sfiducia nei confronti dell'energia geotermica c'è sicuramente anche la considerevole complessità e frammentarietà del comparto preordinato permetting allo sviluppo di tale fonte. Basti infatti pensare che quelli sopra citati sono unicamente i titoli abilitativi di natura principale a cui sono da aggiungersi i pareri ed i nulla osta "ancillari" da ottenere nel contesto dei singoli procedimenti, tra cui i pareri e le autorizzazioni della Soprintendenza e degli enti locali che, anche su impulso dei c.d. "Comitati del No", si rivelano di sovente, come ampiamente osservato in relazione al settore fotovoltaico ed eolico, ostativi o ritardano considerevolmente il "via libera" alla realizzazione dei progetti in questione. In tale contesto, sarebbe innanzitutto auspicabile un alleggerimento dei tempi ed oneri burocratici a carico degli investitori mediante la riduzione del margine di discrezionalità esercitabile in sede di rilascio della concessione nell'eventualità di esito positivo delle perforazioni esplorative assentite con il permesso di ricerca; ad esempio tramite lo snellimento della ulteriore procedura di VIA e l'identificazione di una un unico interlocutore amministrativo che si occupi della governance e del coordinamento del settore. Ancora, in coerenza con quanto disposto dal recente Testo Unico Rinnovabili, potrebbe essere di particolare importanza l'identificazione di aree idonee o zone di accelerazione con l'obiettivo di fornire a priori ai soggetti interessati una mappatura delle aree potenzialmente ascrivibili ad attività di ricerca nell'ottica di salvaguardare i considerevoli investimenti correlati alle perforazioni funzionali all'identificazione di fluidi geotermici. In altre parole, il rilascio del permesso di ricerca dovrebbe automaticamente (e ragionevolmente) preludere al rilascio della conseguente concessione fornendo un parametro di certezza in ordine ai tempi ed esiti dei relativi procedimenti al fine di non rendere vani i notevoli investimenti sostenuti dagli operatori già in sede di ricerca. Passando dal piano normativo al versante economico, si può constatare altresì come la fonte geotermica risulti allo stato attuale in media più onerosa rispetto alle energie rinnovabili più diffuse. Infatti, seppur il costo dell'energia geotermica (LCOE) è fortemente dipendente dalle caratteristiche dello specifico sito, questo si attesta in media pari al doppio di quello dei più diffusi fotovoltaico ed eolico (LCOE pari a ca. 77 $/MWh ca. 44 $/MWh per fotovoltaico utility scale e ca. 33 $/MWh dell'eolico on shore). L'elevato costo della generazione geotermica è principalmente attribuibile all'investimento iniziale, che rappresenta da solo l'80% del costo livellato dell'energia. Inoltre, la fase di pre-sviluppo dell'impianto è caratterizzata da alti rischi, dovuti non solo alla complessità e durata delle procedure di autorizzazione, ma anche alla disponibilità di dati geologici affidabili e al numero di pozzi di prova necessari prima di procedere con la costruzione della centrale. Questa incertezza comporta un elevato costo del capitale, che riduce sensibilmente la competitività della generazione geotermica rispetto ad altre fonti. A tal proposito, al fine di supportare lo sviluppo del geotermico risulta fondamentale prevedere, oltre a meccanismi di incentivazione che garantiscano la certezza dei ricavi a lungo

termine, anche misure di mitigazione del rischio nella fase iniziale di sviluppo del progetto. In questa direzione diversi Paesi europei stanno implementando incentivi e misure di de-risking a supporto dello sviluppo di progetti geotermici. È il caso della Francia, che ha istituito un fondo di garanzia per tutelare le operazioni di perforazione dei pozzi esplorativi e supportare gli sviluppatori in caso di insuccesso allocando 195 milioni di euro, e della Spagna, che nel 2023 ha lanciato un finanziamento da 120 milioni di euro per investimenti di pozzi profondi per progetti geotermici prevedendo un rimborso fino all'80% nel caso di assenza della risorsa geotermica. Ispirandosi al modello francese, tali strumenti devono prevedere una compensazione per gli sviluppatori dei progetti geotermici condizionata al successo/fallimento della perforazione del primo pozzo esplorativo. ali meccanismi di incentivazione appaiono oggi più che mai necessari per sostenere la sperimentazione di tecnologie geotermiche innovative quali i sistemi geotermici migliorati e i sistemi geotermici a circuito chiuso/avanzati (EGS e CLGS/AGS). Queste tecnologie, a differenza dell'approccio tradizionale, permettono la produzione di energia pulita indipendentemente dalla presenza di giacimenti idrotermali naturali, aprendo la strada ad una loro potenziale applicazione universale in futuro. Nonostante i significativi vincoli tecnici ancora non completamente superati ed i costi elevati delle nuove tecnologie geotermiche (LCOE superiore ai 230 USD/MWh), le prospettive future per la geotermia sono promettenti, grazie anche alle potenziali sinergie con l'industria petrolifera. L'applicazione delle tecnologie e delle competenze sviluppate nel settore petrolifero potrebbe infatti consentire una riduzione significativa dei costi della geotermia, sia tradizionale che di nuova generazione. A tal proposito si stima che il LCOE potrebbe scendere a circa 50 USD/MWh entro il 2035 e a circa 30 USD/MWh entro il 2050, rendendo le applicazioni geotermiche tra le più competitive. In tale scenario, la geotermia di nuova generazione, grazie alla sua versatilità di applicazione potrebbe contribuire fino al 15% della produzione elettrica mondiale entro il 2050. Le innovazioni tecnologiche e le sinergie con l'industria petrolifera potrebbero quindi offrire l'opportunità di superare le attuali sfide economiche e tecniche, rendendo la geotermia una delle fonti più competitive e versatili del mercato rinnovabile. La sfida non è, ad ogni modo, solo la decarbonizzazione ma anche affrontare temi legati all'industria e alla tecnologia. La geotermia, come testimoniato dalla spinta agli investimenti soprattutto negli Stati Uniti con Meta e Google in testa, può infatti rappresentare uno strumento cruciale per alimentare i significativi fabbisogni dei data center conciliando così transizione digitale e sostenibilità climatica. Entrambi target che non potranno, tuttavia, concretizzarsi in assenza di una altrettanto importante e complessa transizione burocratica e politica tramite l'introduzione di adeguate semplificazioni autorizzative, politiche incentivanti e misure di mitigazione del rischio funzionali ad un nuovo slancio di una fonte, ad oggi, purtroppo, ancora insufficientemente esplorata. Ma quale è lo scenario energetico attuale in Italia, oltre alle considerazioni storiche sin qui esposte? Quali sono le transizioni e le tendenze del sistema energetico europeo, in relazione alle osservazioni evidenziate nel progetto?

Nell'area euro la crescita economica è rimasta molto modesta anche per tutto il 2024 (+0,7% rispetto al 2023, +0,1% nel IV trimestre rispetto al III), ancora penalizzata dalla performance molto negativa della produzione industriale (-3,4% quella dei beni intermedi, più energivori), in particolare in Germania e Italia.

Sui mercati dell'energia all'ingrosso il prezzo del gas ha subito nel 2024 una nuova flessione, con un valore medio annuo del TTF pari a 34 €/MWh (-15%), comunque superiore di circa il 60% rispetto alla media del decennio 2010-'20 e pari a circa quattro volte il prezzo sul mercato

USA. Il prezzo del gas è inoltre tornato stabilmente al di sopra dei 40 €/MWh nell'ultimo trimestre dell'anno, fino a superare i 50 €/MWh tra dicembre e gennaio 2025.

Anche i prezzi dell'elettricità hanno subito una flessione su base annua, compresa tra il -15% della borsa italiana e il -40% della borsa francese, ma anch'essi restano molto al di sopra delle medie di lungo periodo, e nell'ultimo trimestre hanno subito rialzi consistenti, fino a valori ben superiori ai 100 €/MWh in Italia.

I consumi di energia primaria dell'eurozona sono stimati in calo marginale, pari a circa mezzo punto percentuale. Tra le fonti si segnalano un nuovo drastico calo dei consumi di carbone (-14%, ma concentrato nel I semestre) e una contrazione del petrolio (-1,5%, ma dati parziali). Si è invece fermato il calo dei consumi di gas, rimasti invariati, ed è aumentata ancora la produzione di elettricità da fonti rinnovabili e nucleare (entrambe +5%).

Ciononostante, il calo delle emissioni è stato pari a quasi la metà di quello che sarebbe stato necessario per spostare la traiettoria delle emissioni su quella coerente con il target 2030, che dunque a fine 2024 risulta più lontano di quanto fosse un anno fa: a fine 2023 la riduzione necessaria per raggiungere il target era del 6,5% medio annuo, a fine 2024 è salita al 7% medio annuo.

La dinamica del sistema italiano si conferma simile a quella dell'Eurozona, ma sono tornati ad aumentare i consumi finali di energia, in linea con i driver della domanda

La dinamica di fondo del sistema energetico italiano resta simile a quella dell'eurozona: i consumi di energia primaria sono in leggera contrazione (-0,5% se stimati adottando la metodologia Eurostat; NB: i consumi primari risultano in aumento di oltre l'1% se stimati invece mediante il "partial substitution method"), e anche il calo delle emissioni di CO2 è simile a quello dell'insieme dei paesi dell'area Euro.

Un dato significativo dell'evoluzione italiana è che nell'ultimo anno sono tornati su una traiettoria ascendente i consumi finali di energia (che non risentono della metodologia di stima), perché la dinamica della domanda resta ancorata a quella dei suoi principali driver. I consumi totali di energia dei settori di uso finale sono infatti stimati in aumento (+1,5%) simile a quello dell'indice ENEA dei driver della domanda di energia: (o La crescita del PIL è rimasta debole per tutto il 2024, azzerandosi nel II semestre (in termini congiunturali). Ha continuato a pesare la caduta della produzione industriale, che nel 2024 ha riguardato non solo i beni intermedi (-3,7%, dati destagionalizzati e corretti per il calendario) ma più in generale tutta la manifattura (-3,9%). Nei settori più energy intensive i livelli produttivi sono inferiori tra il 10 e il 20%. In linea con questi dati, i consumi energetici industriali hanno avuto nell'anno un'altra forte contrazione (-3%).

A differenza dell'ultimo biennio, nel 2024 il clima non ha contribuito a contenere i consumi di energia, perché l'effetto delle temperature più miti dei primi mesi dell'anno è stato più che compensato dalle temperature decisamente più rigide nell'ultimo trimestre: i consumi di gas delle reti di distribuzione sono quindi tornati ad aumentare (+2%).

Il calo delle emissioni totali di CO2, stimato al -2,8%, è stato infatti ampiamente inferiore a quello necessario per raggiungere il target 2030 a partire da fine 2023 (pari a circa il -5,5% medio annuo). L'obiettivo 2030 si è dunque ulteriormente allontanato: è ora necessaria una riduzione media annua del 6% circa.

In particolare, il dato più negativo riguarda le emissioni dei settori non-ETS, che nel 2024 sono aumentate di quasi il 2%, e negli ultimi 5 anni si sono ridotte di appena l'1% Per centrare il target 2030 nei prossimi sei anni dovrebbero ora ridursi di oltre il 5% medio annuo, mentre il tasso medio annuo necessario un anno fa era di poco più del 4%.

Anche a fine 2024 resta invece in linea con gli obiettivi la traiettoria delle emissioni dei settori ETS, che si sono ridotte più del tasso medio annuo necessario per raggiungere i target 2030 a partire da fine 2023. Nei prossimi sei anni è ora necessario un calo delle emissioni settoriali di circa il 4%, minore del -6% medio annuo registrato negli ultimi cinque anni (a fine 2023 il tasso di riduzione necessario per raggiungere il target 2030 era leggermente inferiore perché il PNIEC 2024 ha alzato l'obiettivo di riduzione dal 62% al 66%).

Lato Prezzi dell'energia l'indicatore sintetico incluso nell'ISPRED risulta pressoché invariato rispetto a un anno prima, ma anch'esso continua a collocarsi su valori molto bassi, di poco superiori al minimo della serie storica. Si segnalano in particolare due dati negativi: o il deciso ampliamento del premio del prezzo dell'elettricità sulla Borsa italiana (108 €/MWh la media annuale) rispetto a quelli dei principali mercati elettrici europei (78 €/MWh in Germania, 63 €/MWh in Spagna, 58 €/MWh in Francia; o il nuovo aumento dello spread tra il prezzo del gas sul mercato italiano (PSV) e quello di riferimento europeo (TTF), che nella seconda metà dell'anno è tornato anche a superare i 3 €/MWh, un valore non spiegabile con i costi di trasporto tra i due hub.

Per fasce di consumo associabili a un'impresa medio-piccola il prezzo dell'elettricità resta comunque maggiore del 40% rispetto alla media del quinquennio pre-2022, quello del gas del 60%. Anche per i domestici i prezzi delle due commodity restano vicini ai massimi storici.

Gli ultimi dati disponibili per un confronto con gli altri paesi europei fanno riferimento al I° semestre 2024, quando si registrava il dato positivo di una contrazione del premio dell'energia elettrica pagato dalle imprese italiane rispetto alla media UE (+17% per la fascia di consumo 500-2000 MWh, in drastico calo rispetto al +90% del II semestre 2022), mentre nel caso del prezzo del gas il prezzo pagato dalle imprese con consumi medio-bassi (tra 1000 e 10000 GJ) è tornato ad essere inferiore a quello medio UE, a fronte del picco del +50% nel II semestre 2023).

Un indicatore degli effetti dei mercati energetici sul sistema industriale, e sulla sua competitività, è dato dal confronto tra la dinamica della produzione industriale dell'intera industria manufatturiera e quella dei principali settori energivori (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia). In Italia, come anche in Germania, la caduta della produzione dei settori più energy intensive sembra essersi fermata, ma lo scarto negativo maturato nell'ultimo biennio rispetto alla produzione dell'intera industria manufatturiera resta elevatissimo: per il 2024 l'indice dell'intera industria è pari a 96 (2021=100), la media dei settori energy intensive è ferma a 82 .

Infine, nel sistema elettrico l'ultimo biennio ha visto un leggero miglioramento dal fronte dell'adeguatezza del sistema, grazie all'entrata in funzione di nuova generazione termoelettrica, dopo molti anni. E per tutto il 2024 è rimasto sui minimi storici il costo dei servizi del dispacciamento.

9.6.7 Consumi di energia primaria

Secondo le stime ENEA nel 2024 i consumi di energia primaria in Italia si sono attestati sotto i 159 Mtep, in aumento di oltre l'1% sul 2023 (stima effettuata con la metodologia utilizzata per i bilanci energetici elaborati del Ministero dello Sviluppo Economico fino al 2018; la stima effettuata con la metodologia Eurostat, indica invece un calo dello 0,5%) La ripresa, quasi 2 Mtep in più sul 2023, è maturata nella II metà dell'anno, quando il fabbisogno è cresciuto del 2%, tasso più che doppio rispetto alla prima parte dell'anno.

Il rialzo del 2024 fa seguito alle due contrazioni del biennio precedente (-3% in media). Alla fine del 2024 il fabbisogno di energia primaria resta comunque poco al di sopra del minimo di lungo periodo registrato nel 2020, e inferiore di 6 Mtep rispetto alla media dei 10 anni precedenti (-4%).

La ripresa dei consumi stimata per il 2024 è avvenuta in concomitanza con un incremento solo modesto del PIL: l'intensità energetica del PIL risulta quindi in aumento di quasi 1 punto percentuale rispetto al 2023. Si tratta della prima variazione positiva degli ultimi 10 anni: il calo dell'intensità energetica è stato modesto tra il 2000 ed il 2010 (meno dello 0,5% medio annuo), più deciso nel decennio successivo (-1% in media) e soprattutto nel triennio 2021-'23 (-4% medio), in particolare per la flessione marcata del 2022 (-7%) grazie all'inverno mite e al forte calo dell'attività produttiva dei settori industriali energy. Come evidenziato più volte nell'analisi trimestrale, i dati dell'ultimo anno confermano come le pur notevoli riduzioni dell'intensità energetica dell'economia registrate nell'ultimo biennio derivassero in misura solo molto parziale da cambiamenti strutturali del sistema verso una direzione meno energivora. Se si considera il valore medio dell'intensità energetica nell'ultimo triennio (per ridimensionare l'effetto di fattori contingenti), a fine 2024 questa risulta comunque inferiore di circa 15 punti percentuali rispetto a dieci anni prima, e sui minimi storici (anche rispetto al 2020).

Continua a diminuire il peso dei combustibili fossili, nel 2024 sotto la soglia del 70%, nuovo minimo storico.

Nonostante l'aumento complessivo del fabbisogno di energia primaria, nel 2024 le fonti fossili risultano in calo, scendendo sotto la soglia dei 110 Mtep: oltre 1 Mtep in meno rispetto al 2023 (-1,4%), oltre 12 Mtep in meno della media del quinquennio precedente, e risultano inferiori anche ai livelli minimi del 2020 (112 Mtep, anno contraddistinto dal crollo della domanda di petrolio).

I consumi di gas sono stimati in aumento di circa l'1% sul 2023 (+0,4 Mtep), dopo le decise contrazioni del biennio precedente (-10% in media). La ripresa è da ascrivere esclusivamente ai consumi per usi diretti, dove la richiesta di gas è cresciuta del 2% sul 2023 (+0,6 Mtep), mentre i consumi sono in calo nella generazione elettrica (-1,6%). L'anno ha visto una forte flessione del gas nel I semestre, in primis per l'aumento della produzione da FER, seguita da una notevole ripresa nel II semestre, quando la domanda è aumentata sia nella termoelettrica (+0,7 Mtep, +8%) sia negli usi diretti (+0,7% nel IV trimestre, +8%), per il clima più rigido rispetto a un anno prima. Nonostante la lieve ripresa i consumi di gas del 2024 risultano sugli stessi livelli minimi del 2014 e, nell'ultimo biennio, inferiori di 6 Mtep rispetto ai consumi di petrolio.

9.6.8 Consumi finali di energia

Torna a crescere la richiesta di energia dei settori di uso finale. Aumentano prodotti petroliferi, gas ed elettricità

I consumi finali di energia del 2024 sono stimati sui 117 Mtep, circa l'1,5% in più rispetto ai livelli dell'anno precedente. Dopo un I semestre di variazione tendenziale marginale, nella seconda parte dell'anno la richiesta di energia dei settori di impiago finale è poi cresciuta di oltre 2 pp rispetto allo stesso periodo del 2023, trainata in modo particolare dai trasporti nei mesi estivi, dalla climatizzazione nel civile tra ottobre e dicembre. Il risultato del 2024 fa seguito alle due flessioni del 2022-'23, superiori al 3% medio annuo. I consumi finali di energia restano comunque sui minimi dal 1990 e superiori solo ai livelli 2020 e 2023.

In termini di prodotti, nel 2024 sono ancora in rialzo i carburanti per l'aviazione (+470 kton, +11%) e per autotrazione (+730 kt nell'insieme, +2%), oltre che i bunkeraggi (+81 kt, +3%). Ancora in flessione invece i consumi della petrolchimica (-80 kt, -3%, dopo il -10% del 2023), e gasolio altri usi (-100 kton circa).

La domanda di gas è cresciuta di circa 0,6 Mtep sul 2023 (+2%), dopo la netta contrazione del biennio 2022-23 (-7 Mtep nell'insieme, -10% in media). La ripresa del 2024, così come la precedente flessione, sono spiegabili in primis con il fattore clima: i dati SNAM indicano infatti sulle reti di distribuzione un deciso incremento della richiesta di gas negli ultimi tre mesi dell'anno (+0,7 Mtep, +10% la variazione tendenziale), coerente con le temperature mediamente più rigide rispetto al periodo ottobre-dicembre '23, che ha più che compensato la modesta flessione della I parte dell'anno (-0,2 Mtep, -2%). Anche nell'industria la richiesta di gas è risultata in marginale (+0,1 Mtep, +1,5%), dopo la netta flessione del precedente biennio (-2 Mtep nell'insieme, -10% in media).

9.6.9 Stabile l'elettrificazione, lontana dai target 2030

È tornata a crescere anche la domanda di elettricità (+2,2%) dopo le flessioni del 2023 (-3%) e 2022 (-1,5%). La ripresa, +7 TWh sull'anno precedente, è stata particolarmente decisa nel III trimestre (+4% tendenziale), mentre negli altri trimestri ha oscillato tra il +1% e il 2%. Hanno contribuito alla crescita sia il calendario (+4 giornate lavorative) sia il clima: il dato TERNA corretto ridimensiona infatti la crescita da 2,2% a 1,5%.

L'incremento dei consumi elettrici nel corso del 2024 è sostanzialmente in linea con l'aumento dei consumi di gas e prodotti petroliferi: il tasso di elettrificazione del sistema energetico (stimata pari al 21%) resta di fatto invariato rispetto all'anno precedente, e sugli stessi livelli massimi del 2020. Nel corso dell'ultimo quinquennio la quota di elettricità sui consumi finali è cresciuta di appena 1 pp rispetto alla media dei 10 anni precedenti.

In termini di settori, l'aumento dei consumi finali è imputabile alla maggiore richiesta di energia proveniente dai trasporti (+3%) e dal civile (+2,5%) mentre i consumi dell'industria hanno registrato una nuova flessione.

Nel 2024 è tornata ad aumentare la domanda di energia nel civile, dopo un biennio di forti flessioni

Dopo un biennio di forte flessione (-7% in media), per il 2024 si stima che i consumi energetici del settore civile siano aumentati di circa il 2% (+1 Mtep sul 2023), in linea con il clima e con la dinamica della domanda di elettricità del settore dei servizi.

Il clima, che era stato il primo driver dei cali dei consumi nel biennio precedente, ha quest'anno fornito un impulso all'aumento della richiesta di gas per la climatizzazione invernale, che è aumentata di circa mezzo Mtep rispetto al 2023 (+2%, dati SNAM). Tra gennaio e aprile le temperature sono state ancora più miti di quelle dell'anno precedente (+1° in media), e infatti i consumi delle reti di distribuzione hanno subito una marginale contrazione, ma sono invece risultate più rigide nell'ultimo trimestre dell'anno, determinando una significativa ripresa della richiesta di gas (+0,7 Mtep, +10% tendenziale).

La ripresa dei consumi del civile, cui ha contribuito anche il calendario (+4 giornate lavorative) sembra tornata a muoversi in coerenza con la dinamica delle variabili guida del settore (HDD, CDD, VA servizi), dopo che nel biennio 2022-'23 si era rilevato un parziale disaccoppiamento virtuoso, spiegabile con le misure di contenimento dei consumi e l'effetto degli alti prezzi dell'energia.

Dopo il +2% del 2023, i consumi dei trasporti hanno continuato ad aumentare anche nel 2024, e in modo anche più marcato (+3%), grazie alla continuazione della vivace dinamica della mobilità (sia stradale sia aerea), in aumento per il quarto anno consecutivo e ormai ben maggiore dei livelli pre-Covid.

Nel 2024 le emissioni di CO2 (da combustione) del sistema energetico nazionale sono stimate in riduzione sull'anno precedente di quasi il 3%, un calo maggiore di quello della domanda di energia primaria e dell'insieme delle fonti fossili (-1,5% circa per entrambi), spiegabile con la drastica caduta del carbone.

Il risultato è maturato nel I semestre, quando le emissioni sono diminuite di quasi 10 Mt di CO2, per i cali del 7% nel I trimestre, del 5% circa nel II. Dopo il trimestre estivo di variazione solo marginale, tra ottobre e dicembre le emissioni sono invece stimate in rialzo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+3% circa), spinte dalla ripresa dei consumi energetici.

Per raggiungere i target previsti al 2030 dal pacchetto Fitfor55 si stima che ora sia necessario ridurre le emissioni di oltre 80 Mt di CO2 (circa un terzo delle emissioni annue degli ultimi anni), ad un ritmo del -6% medio annuo, più che doppio di quello registrato nell'ultimo quinquennio (favorito tra l'altro da crisi economiche e clima favorevole).

Prosegue il trend di contrazione nei settori ETS, ma sono in rialzo le emissioni nei non-ETS

La riduzione delle emissioni del 2024 è da ricercare dunque nei settori sottoposti all'Emission Trading System (industria energivora e generazione elettrica), per i quali si stima un calo del 10% sul 2023, particolarmente marcata nella I parte dell'anno (oltre il 15% in termini tendenziali).

Le emissioni dei settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivori), sono invece stimate in ripresa nel 2024, di circa l'1,5% sull'anno precedente, con aumenti concentrati nella seconda parte dell'anno Dopo la ripresa del 2021, le emissioni settoriali sono tornate e ascendere nel biennio successivo (-3% medio annuo), grazie però in primis al fattore clima. Il rialzo del 2024 rende ora sempre più sfidante il raggiungimento del target 2030 (-43,7% rispetto al 2005), per il quale è necessario procedere a un ritmo di contrazione di circa il 5% medio annuo, circa cinque volte la riduzione media annua registrata negli ultimi cinque anni.

Le emissioni di CO2 della generazione elettrica sono stimate in calo di circa il 15% rispetto al 2023, quando diminuivano ad un ritmo anche più sostenuto (oltre il 20%). La flessione dell'ultimo biennio ha quindi riportato le emissioni settoriali su un trend di contrazione, dopo

i rialzi del 21-22, ad un ritmo anche più rapido rispetto al -8% del triennio 2018-20 e del 3% del 2010-17. A fine 2024 le emissioni settoriali, stimate a circa 50 Mt CO2, sono ad un nuovo minimo, ben inferiori anche al 2020.

Il calo delle emissioni settoriali si è concentrato nella prima metà dell'anno, -30% e -20% rispettivamente nel I e II trimestre, mentre nella seconda metà si stima una variazione complessivamente marginale (-3% in estate, +3% tra ottobre e dicembre).

Occorre scomporre la variazione tendenziale delle emissioni settoriali di ogni trimestre in tre componenti: a) la variazione tendenziale della generazione elettrica totale, b) la variazione tendenziale della quota di produzione termica sul totale, c) la variazione tendenziale dell'intensità carbonica della produzione termica. Se ne ricava che nel 2024 la riduzione delle emissioni settoriali è imputabile per la gran parte alle seconde due componenti, che hanno agito in particolare nella I metà dell'anno. Nel dettaglio:

In conseguenza dell'aumento dei consumi finali di energia, che è il denominatore su cui si calcola la quota di FER, quest'ultima è stimata in aumento piuttosto contenuto, e dovrebbe ancora collocarsi poco al di sotto della soglia del 20%.

A fine 2024 i consumi da FER nel settore termico sono stimati di poco superiori ai 10 Mtep, sostanzialmente sugli stessi livelli del 2010, mentre al 2030 per il PNIEC prevede livelli di consumo doppio. In termini relativi a fine anno la stima è ancora superiore alla soglia del 20%, quindi su livelli massimi, ma resta lontana dai target 2030 (36%).

Nel 2024 la quotazione media del Brent si è attestata a 80,5 $/bl, in calo del 2,4% rispetto agli 82,5 $/bl del 2023. Il prezzo medio del WTI è stato di 76,6 $/bl (-1,4% rispetto ai 77,6 $/bl del 2023). Il mercato ha seguito un trend moderatamente rialzista nella prima metà dell'anno, ma dopo una fase altalenante i prezzi hanno subito una decisa contrazione tra luglio e settembre, in primis per le preoccupazioni sulla domanda globale, stabilizzandosi a circa 75 $/bg il Brent, a circa 70 $/bl il WTI.

La crescita della domanda è risultata in effetti minore delle attese di inizio anno, fermandosi a +830.000 b/g del 2024 (dato IEA), a fronte di previsioni che alla fine del I trimestre dell'anno erano ancora dell'ordine di +1,3 Mb/g (con la correzione al ribasso concentrata in Asia).

Nel breve periodo il mercato è caratterizzato dall'estrema incertezza che circonda le prospettive di crescita dell'economia mondiale, in particolare a seguito della politica di dazi della nuova amministrazione USA, ma sia l'International Energy Agency (IEA) sia l'Energy Information Administration (EIA) USA prevedono per il 2025 una crescita della domanda globale di petrolio superiore al milione di b/g, (dato IEA). È notevole che secondo la IEA in Cina, che pure continua a guidare la crescita dei consumi globali, le materie prime petrolchimiche forniranno l'intera crescita poiché la domanda di combustibili raffinati raggiungerà un plateau.

Nel 2024 le importazioni italiane di greggio sono diminuite di oltre 5 milioni di tonnellate (quasi dieci punti percentuali in meno, secondo dati parziali), scendendo al di sotto dei 55 milioni di tonnellate. Si tratta di un valore che costituisce un minimo di lunghissimo periodo, con l'unica eccezione del dato peculiare del 2020, condizionato dalla pandemia.

Sono invece salite nell'anno le importazioni di greggio sia in Germania, dove restano sui minimi di lungo periodo, sia in Spagna, sui massimi di lungo periodo.

Libia primo paese fornitore italiano nel 2024. Oltre il 50% del greggio arriva da tre Paesi.

Relativamente alle fonti di approvvigionamento (dati parziali), dopo la redistribuzione seguita al completo azzeramento dell'import di greggio dalla Russia, nel 2024 si è consolidato il ruolo dell'Asia centrale (Azerbaijan e Kazakhstan) come prima area di fornitura del greggio, con una quota che nei primi nove mesi si è avvicinata a 1/3 del totale. È in netta crescita anche il peso del greggio africano, che rappresenta più del 36% del totale (era al 31% un anno prima), e in particolare di quello libico, che con il 21,5% rappresenta il primo paese fornitore, distanziando Azerbaijan e Kazakhstan, ciascuno con una quota del 16%.

Hanno invece perso peso tutte le altre aree di approvvigionamento: la quota di greggio medio-orientale (Arabia Saudita e altri paesi) è scesa al 17%, minimo dell'ultimo decennio, e dopo i forti incrementi dell'ultimo biennio si è un po' ridotto il peso del greggio americano, che resta comunque al di sopra del 10% dell'import totale.

In conseguenza di queste dinamiche, nel 2024 è aumentata la concentrazione del mix di fonti di importazione italiane, perché tre paesi (Libia, Azerbaijan e Kazakhstan) sono arrivati a coprire oltre il 50% dell'import totale.

Causa principale della contrazione del greggio importato è stato il calo delle lavorazioni delle raffinerie. Nel 2024 gli ingressi di greggio nelle raffinerie italiane sono stati pari a poco meno di 60 milioni di tonnellate, in calo di oltre 4 milioni di tonnellate, quasi il 7% in meno del 2023. Va detto però che sul calo ha inciso la fermata della raffineria di Livorno, di cui ENI ha avviato la conversione in bioraffineria.

Dopo due anni positivi - il 2022 in particolare - è quindi tornato a scendere il tasso di utilizzo delle raffinerie italiane (calcolato sulla sola lavorazione di greggio), stimato al di sotto del 72%, di nuovo sui valori minimi di lungo periodo. Un dato quest'ultimo che accomuna l'Italia alla Germania, dove pure il tasso di utilizzo è aumentato nel 2024, mentre si è confermata anche nel 2024 la buona performance delle raffinerie spagnole e la continuazione della ripresa di quelle francesi dopo il biennio critico 2020-2021.

Il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) si è attestato a 5,1 $/bbl, contro gli 8,1 $/bbl del 2023. Evoluzione molto simile ha avuto il margine stimato da Total per l'area del Nord-Ovest Europa, che è sceso a 5,4 $/bl, dai 9,4 $/bl del 2023.

Nel corso dell'anno si è registrato come detto un deterioramento dei "crack spreads" dei principali prodotti raffinati (differenza tra valore del prodotto e costo del grezzo), che sono stati penalizzati dalla debole domanda, in primis per la persistente debolezza della produzione industriale, e più in generale dall'eccesso di capacità e dalla pressione competitiva dalle altre aree geografiche.

In conseguenza di ciò il rapporto tra produzione e consumo di gasolio, storicamente ampiamente maggiore di 1, è divenuto appena superiore all'unità, minimo di lungo periodo.

Dopo i massimi storici raggiunti nel 2022 e la netta contrazione del 2023, la tendenza discendente dei prezzi globali del gas è proseguita nel 2024, ma le quotazioni spot europee ed asiatiche restano ben al di sopra delle loro medie storiche, con in più una rinnovata tendenza rialzista nella seconda metà dell'anno, dovuta a una perdurante limitata produzione di GNL, a eventi meteorologici estremi e a tensioni geopolitiche.

Nella seconda parte dell'anno i mercati asiatici (JKM) hanno riguadagnato un certo premio sul TTF, per motivi inerenti i mercati europei, ovvero gli alti livelli delle scorte e la domanda

contenuta. Ciò ha incentivato maggiori flussi di GNL verso i mercati asiatici (+9% nel 2024) e un crollo delle consegne in Europa (-18%).

La correlazione tra TTF e Platts JKM è salita al massimo storico (0,95), mostrando la natura sempre più globalizzata del mercato (dove quote crescenti di GNL hanno destinazione flessibile), ma anche l'attenuazione dello schema competitivo tra le diverse aree importatrici che aveva caratterizzato il periodo post pandemico: lo spread TTF/JKM è sceso dai 4,7 €/MWh medi del 2023 a poco meno di 3 € nel I semestre 2024, un ritorno ai fisiologici valori pre-pandemici dopo la parentesi dei mercati europei fortemente a premio del 2022.

Negli Stati Uniti i prezzi mensili all'Henry Hub sono diminuiti del 13,6% ad una media di poco inferiore ai 7 €/MWh rispetto agli 8€ del 2023. Anche in questo caso è un ritorno al passato poiché tali prezzi su base annua corrispondono ai minimi storici (con l'unica eccezione del 2020), per la combinazione di forte produzione interna e temperature invernali miti nel primo trimestre dell'anno.

La domanda globale di gas ha raggiunto un nuovo massimo storico nel 2024, destinato ad essere aggiornato al termine del 2025 grazie al traino dei mercati asiatici e dei settori industriali. Secondo dati preliminari il consumo globale di gas naturale è aumentato nell'anno del 2,8%, pari a 115 miliardi di m3), una crescita superiore a quella media 2010-2020 (2%). L'Asia-Pacifico ha rappresentato quasi il 45% dell'aumento 2024.

La domanda globale di gas resta supportata dalla sua funzione sostitutiva di petrolio e derivati, in molte aree e settori: in Medio Oriente lo switch petrolio-gas nel settore energetico; in Cina nel trasporto pesante, a livello mondiale in ambito marittimo. Sembra inoltre emergere sempre più la reattività della domanda di gas agli eventi meteorologici estremi e la sua funzione di back up per fronteggiare le fasi di insufficienza dell'apporto delle fonti rinnovabili.

Nel 2025 l'offerta di GNL è tuttavia prevista in accelerazione, al +5% (poco più di 25 mld m3), in linea con la progressiva entrata a regime dei primi tra i numerosi grandi progetti GNL avviati negli ultimi anni (in Usa e Qatar), in risposta alle strozzature della fase pandemica.

In Europa resta un potenziale deficit di offerta, con rischio di pressioni sui prezzi

Domanda UE invariata rispetto al 2023, è ancora in linea con il target del -15%

L'obiettivo di riduzione del consumo di gas (-15% rispetto alla media 2017-22, Regolamento Ue 2022/1369), e poi esteso ad aprile 2024 (Regolamento Ue 2023/706), risulta tuttora raggiunto e superato: nel 2024 i consumi di gas dell'UE sono stati inferiori del 17% rispetto alla media 2017-'22. Ciononostante sembra ancora valida la valutazione espressa nell'Analisi trimestrale n.1/2024, secondo cui la discesa dei prezzi dalle vette del 2022 non indica ancora una distensione dei mercati, se per tale si intende il ritorno all'eccesso di offerta registrato fino al 2021, quanto piuttosto una fase di equilibrio congiunturale, nella quale la crescita di domanda dell'area asiatica è stata compensata da una diminuzione dell'area europea (e dei mercati asiatici "maturi").

La persistente debolezza della domanda indotta in parte dal ciclo economico, in parte dalle misure di contenimento varate in risposta al blocco delle forniture russe, in parte alla continua crescita della generazione elettrica da rinnovabili, ha mantenuto gli stoccaggi sui massimi storici, fino alla soglia tecnica della piena capacità dunque oltre il target minimo del 90% fissato dall'UE all'inizio della stagione dei prelievi, sia nel 2023 sia nel 2024. E anche la stagione delle

immissioni 2024 era cominciata da un livello di riempimento degli stoccaggi elevatissimo, vicino al 60%.

In Italia consumi di gas in leggera ripresa, -16% rispetto alla media 2017-2021.

In Italia nell'anno appena trascorso il consumo interno lordo di gas ha registrato una leggera ripresa: +500 mln m3, +0,8%. I consumi di gas del 2024 sono risultati comunque inferiori del 16% rispetto ai consumi medi del quinquennio 2017-2022, obiettivo dei Regolamenti UE varati per fronteggiare il crollo delle forniture russe.

A livello settoriale, primo driver della ripresa dei consumi è stata la domanda delle reti di distribuzione, assimilabile al settore civile (residenziale e terziario), che è aumentata del 2,2% anno su anno, ma resta inferiore del 15,5% rispetto alla media 2011-2021. A determinare la ripresa è stato comunque il fattore climatico.

Anche il settore industriale ha registrato un lieve recupero (+200 mln m3, +1,6% rispetto all'anno precedente), ma anche in questo caso resta tuttavia un pesante deficit sia rispetto al 2021 (-17,3%), prima della crisi dei prezzi del 2022, sia rispetto alla media decennale (-14,3%, quasi 2 mld m3 in meno in valori assoluti).

Restano invece su una traiettoria discendente i consumi di gas della termoelettrica, sebbene nell'ultimo anno la discesa sia molto rallentata (-1,6% rispetto al 2023; -20% rispetto al 2021, -12% rispetto alla media decennale).

Nel 2024 sono invece diminuite le immissioni di gas naturale nel sistema, fino a 61,5 mld m3, minimo degli ultimi 15 anni, valore che amplia la divergenza negativa rispetto alle previsioni dell'ultimo PNIEC.

I dati sulle immissioni medie giornaliere evidenziano le leggere ed uniformi diminuzioni di tutte le principali fonti: quelle algerine (57,6 mln m3 al giorno, -8,7%) che però rimangono circa il 30% oltre le medie decennali; quelle nordeuropee (16 mln m3, circa -10%, poco sotto la media decennale), ed il GNL (40 mln m3, anch'esso circa -10% ma ancora quasi al doppio della media). Il TAP si mantiene stabile intorno a 28 mln m3.

Nel 2024 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 312,3 TWh, in aumento del 2,2% sul 2023, ma ancora al di sotto dei 320 TWh medi del triennio pre-pandemia (-6% circa), e molto lontani dai massimi storici raggiunti alla fine del primo decennio del secolo, prima che la crisi del 2009 incidesse pesantemente sui consumi elettrici. Per la gran parte dei mesi dell'anno i valori mensili si sono collocati su livelli di poco superiori ai minimi di lungo periodo.

Su base trimestrale la crescita sul 2023 si è mantenuta tra il +1% e il +2%, con l'eccezione del III trimestre, quando ha superato il +4% (+8,6% ad agosto). A partire da settembre la crescita si è poi pressoché azzerata, con l'eccezione di dicembre (+2,9%), grazie però a due giornate lavorative in più e a temperature inferiori alla media (-1,6°C).

Potenza di punta vicina ai massimi di lungo periodo nei mesi estivi, vicina ai minimi nel resto dell'anno

Nel IV trimestre le punte mensili sono tornate ad avvicinarsi ai minimi di lungo periodo, nonostante le temperature più rigide dell'anno precedente. La punta di 51,6 GW registrata a dicembre è inferiore di 1 GW rispetto alla media di lungo periodo.

Nel II trimestre dell'anno la domanda coperta da FER nell'1% delle ore di massima penetrazione si è avvicinata al 100%.

9.6.10 Nuovi massimi delle variazioni orarie della produzione intermittente

Nel 2024 si è registrato un nuovo massimo nelle variazioni orarie della produzione intermittente su base oraria: la massima variazione oraria in aumento è stimata superiore al 20% della domanda, la massima variazione in diminuzione superiore al 19%. E anche la deviazione standard di queste variazioni (al 5%) risulta la più alta della serie storica.

Con l'aumento della produzione fotovoltaica nelle ore diurne si è accentuato ancora il divario tra il minimo della domanda residua nelle ore centrali e il picco serale, non solo nei giorni festivi (quando la curva del carico residuo assume forme del tipo "duck curve"), ma anche nella media su base annua. Per i giorni festivi nel 2024 si stima una nuova riduzione sia del valore minimo medio della domanda residua da coprire con fonti programmabili nelle ore centrali della giornata (circa 14 GW, contro i 15 GW del 2023), sia valori massimi serali medi (29 GW, contro i poco più di 28 GW dell'anno precedente). Risulta dunque ancora in aumento la risalita pomeridiana media della domanda residua, arrivata a quasi 15 GW (contro i poco più di 13 GW del 2023 e gli 11 GW del 2021.

Adeguatezza del sistema elettrico leggermente migliorata nell'ultimo biennio, ma restano potenziali criticità.

Come osservato negli anni passati il margine di adeguatezza risulta più ridotto in particolare nei mesi estivi, quando anche nel 2024 la punta della domanda oraria è risultata vicina al massimo storico. Nell'1% delle ore del III trimestre con il margine più basso si stima che questo sia stato pari a circa il 7% della domanda, in particolare in corrispondenza di valori ridotti della generazione eolica e/o idroelettrica, e di importazioni nette su livelli contenuti.

La media annuale del PUN è pari a 108 €/MWh, in calo del 15% rispetto al 2023, tuttavia la dinamica di crescita del prezzo nel 2024 ha riportato il valore medio dell'ultimo trimestre al livello della media annuale del 2023.

Osservando l'indice di tecnologia marginale (ITM), ossia la tecnologia che fissa il prezzo dell'energia nelle varie zone di mercato si nota come nel 2024 il gas sia risultato marginale nell'intorno del 60% in tutte le zone di mercato. In particolare, la percentuale si assesta al 61% nella zona Nord (rilevante per concentrazione della domanda di energia) e al 63% nella Sud (rilevante per concentrazione di impianti FER). Questo conferma la forte influenza della commodity gas nella formazione del prezzo dell'energia elettrica, con le centrali termoelettriche a ciclo combinato (CCGT) che hanno fissato il prezzo dell'energia elettrica per più della metà delle ore annue anche nelle zone caratterizzate da una forte presenza di rinnovabili. La marginalità di queste ultime supera il punto percentuale solo nelle zone di mercato meridionali e insulari (4% in Sardegna), al netto dell'idroelettrico che fissa il prezzo in circa il 15% delle ore nelle varie zone (18% nella Nord).

Prezzo sulla Borsa italiana diminuito meno che sulle altre Borse europee. Prezzo medio 2024 ancora più che doppio rispetto alla media pre-2022

Analizzando il prezzo dell'elettricità nelle principali Borse elettriche europee, nella media annua l'Italia è il Paese dove il prezzo di Borsa si è ridotto meno rispetto al 2023 (-15%); Germania (-18%), Spagna (-28%) e Francia (-40%) hanno infatti fatto tutte registrare cali maggiori.

Su questo dato hanno pesato in particolare i primi nove mesi dell'anno, perché nell'ultimo trimestre la minore crescita del PUN rispetto ai prezzi sulle altre Borse ha un po' assottigliato

il differenziale: l'ultimo trimestre 2024 ha infatti visto una crescita del prezzo medio molto contenuta in Italia (+3% sul IV trimestre 2023), più marcata in Germania (+25%), Francia (+8%), Spagna (+25%).

Indici Eurostat dei prezzi al consumo italiani in calo maggiore che nella media Eurozona.

Dal lato degli utenti finali, la dinamica mensile dell'indice armonizzato dei prezzi al consumo (HICP) nel corso dell'ultimo anno indica che in Italia l'indice del prezzo dell'elettricità ha visto una contrazione decisamente più marcata rispetto alla Germania e alla media dei paesi dell'Eurozona. D'altra parte, gli aumenti del prezzo erano stati in Italia molto maggiori nella fase più acuta della crisi dei prezzi del 2022.

In mancanza dei dati Eurostat aggiornati al II semestre 2024, il prezzo dell'energia elettrica per i consumatori non domestici (fascia di consumo di riferimento, associabile a un'impresa medio-piccola) è stato stimato sulla base della dinamica dell'HICP, secondo cui la contrazione del prezzo italiano è stata maggiore di quella registrata a livello di media UE27. Ne consegue una stima del prezzo pagato dalle imprese italiane che torna ad avvicinarsi ai valori medi dell'Eurozona, dopo la fase di estrema divaricazione che ha toccato il massimo nel 2022: il premio del prezzo italiano è stimato intorno al 10%, a fronte del 15% del 2023.

9.6.11 Sul mercato tutelato prezzo dell'elettricità in calo tendenziale a fine anno

Il quarto trimestre 2024 ha registrato un nuovo rialzo dopo quello del trimestre precedente, il che ha riportato il prezzo finale allo stesso livello di inizio 2024.

Rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente, la riduzione negli ultimi tre mesi del 2024 risulta apprezzabile (-11%), trainata dal calo della spesa per la materia energia (-23%).

Con la fine del regime di maggior tutela e il conseguente obbligo di passaggio al mercato libero, i dati relativi ai prezzi di quest'ultimo si sono diradati per via della pluralità di soggetti coinvolti. Tuttavia, il monitoraggio dell'ARERA consente di ricavare un indicatore di prezzo delle offerte presenti nel mercato libero e confrontarlo con il corrispettivo nel regime di maggior tutela. Si evince come il prezzo nel mercato libero, sia con tariffa fissa che variabile, continua ad essere superiore a quello vigente nel regime di maggior tutela, che oggi è disponibile ai soli clienti in condizioni di vulnerabilità.

Ai decisi rialzi registrati tra inizio 2021 e metà 2022, che avevano spinto i prezzi a fine giugno fin sopra la soglia dei 2 €/litro, è poi seguito un trend di riduzione, seppur non uniforme. Il valore registrato a luglio 2024 (1,61 €/litro) rappresenta il minimo da tre anni a questa parte, tornando sui livelli di fine 2021.

Il prezzo del gasolio italiano resta maggiore che nelle principali altre economie UE, nonostante un prezzo industriale inferiore.

Nel 2024 il prezzo industriale (tasse escluse) nel nostro Paese è stato mediamente pari a 0,79 €/litro, in calo del 7% rispetto all'anno precedente. Anche in questo caso il 2024 è caratterizzato da una dinamica di decrescita del prezzo lungo i 12 mesi, passando da 0,84 €/litro del primo trimestre a 0,73 €/litro dell'ultimo (-13%). Il calo si è registrato soprattutto nel passaggio ai mesi estivi, laddove si è passati da un prezzo di 0,82 a 0,77 €/litro.

Anche a livello UE il prezzo industriale nel corso del 2024 è diminuito, dell'8% rispetto all'anno precedente, attestandosi su 0,82 €/litro, il 4% più elevato rispetto a quello italiano. L'Italia si conferma il Paese, tra le principali economie EU, che registra il minor prezzo del

gasolio a livello industriale, 3 c€/litro in meno della media EU nel 2024. A seguire Germania e Francia, con la Spagna che invece registra un prezzo superiore alla media.

In media d'anno lo spread tra il prezzo del gas sul mercato italiano (PSV) e sul mercato olandese TTF, di riferimento europeo, si è collocato sugli stessi elevati livelli del 2023, superiori a 2 €/MWh. Nella seconda metà dell'anno lo spread è inoltre tornato a più riprese (su base mensile) a superare i 3 €/MWh, un valore non spiegabile con i costi di trasporto tra i due hub.

Sebbene nella media trimestrale il dato del IV trimestre sia tornato a 2 €/MWh, si tratta comunque di un valore più che doppio rispetto al corrispondente periodo del 2023, quando lo spread si era contratto al di sotto di 1 €/MWh.

Secondo i dati HICP la contrazione del prezzo italiano è stata maggiore di quella registrata a livello di media UE27. Ne deriva che nella media 2024 il prezzo medio italiano risulta inferiore alla media dei Paesi dell'UE.

Sull'intero 2024 il prezzo medio riferito ai consumatori non domestici (fascia di consumo di riferimento I2, associabile a un'impresa medio-piccola), si assesta in Italia a circa 21 €/GJ, in calo del 18% rispetto al 2023.

Infine, per i clienti domestici sono disponibili anche per il gas delle elaborazioni su dati ARERA relativi al mercato libero a partire dal 2020. Distinguendo tra le offerte a prezzo fisso e variabile, si nota in entrambi casi una riduzione della spesa media per le offerte del mercato libero a partire dal 2023, nonostante questa si mantenga superiore alla spesa per il servizio di maggior tutela, in particolare per le tariffe a prezzo fisso.

In valore assoluto, come prevedibile le tariffe a prezzo variabile nel mercato libero risultano più vantaggiose di quelle a prezzo fisso, con un differenziale medio di circa 10 €/smc nel 2024.

Nel 2024 il deficit commerciale nel comparto delle tecnologie low-carbon diminuisce del 14%, attestandosi su un valore di quasi 5,5 miliardi di euro e interrompendo la precedente tendenza alla flessione. Il valore dell'interscambio complessivo registra inoltre una significativa contrazione, in aperta controtendenza rispetto alla sostanziale stabilità riscontrata per il valore totale dell'intero commercio manifatturiero.

La riduzione del deficit commerciale nel comparto delle tecnologie low-carbon sottende importanti modifiche del contributo all'interscambio complessivo da parte delle produzioni di maggior peso, con ampie variazioni dei valori di importazione riconducibili sia a fattori di domanda (collegati a mutamenti dell'attività produttiva interna) sia a effetti di prezzo.

Tale dinamica sembra però rispondere all'operare di fattori diversi nei due casi. In particolare, il crollo delle importazioni degli accumulatori agli ioni di litio si registra in corrispondenza del crollo ancora più forte delle esportazioni di autoveicoli BEV (-65%), verosimilmente collegato a una specifica crisi produttiva interna (che, alla luce del positivo andamento delle esportazioni, non sembra toccare i veicoli PHEV). È peraltro interessante osservare come il quasi dimezzamento del deficit rilevato per gli accumulatori agli ioni di litio (che passa da 3 miliardi a 1 miliardo e 779 milioni) risulti più che compensato dal forte balzo del passivo commerciale registrato per gli autoveicoli BEV, che da 407 milioni arriva a superare i 2 miliardi.

Sul versante del fotovoltaico il drastico calo del valore delle importazioni dei pannelli fotovoltaici risulta invece associato a fattori di prezzo/costo specifici del settore, come emerge con netta evidenza dalla flessione del 37% dei valori medi unitari delle importazioni,

confermata in misura analoga (41%) anche dal dato relativo all'aggregato dei 27 Paesi dell'UE. A fronte di esportazioni sostanzialmente stabili, il passivo commerciale relativo ai pannelli fotovoltaici registra un quasi dimezzamento, attestandosi su un valore di poco più di 1 miliardo di euro, ammontare molto prossimo a quello riscontrato relativamente alla riduzione del deficit commerciale dell'intero comparto delle tecnologie low-carbon.

L'arresto del peggioramento del deficit commerciale nel comparto delle tecnologie low carbon non traduce un miglioramento del quadro competitivo.

Il saldo commerciale normalizzato relativo all'intero comparto delle tecnologie low-carbon scende da -0,37 a -0,41, indicando un (sia pur lieve) aumento dello svantaggio competitivo. Il dato generale risente del forte peggioramento della despecializzazione commerciale rilevata per gli autoveicoli BEV, con un saldo normalizzato che passa da -0,08 a -0,55. Pur a fronte del forte miglioramento registrato dal passivo commerciale, assai elevata rimane altresì l'entità del saldo normalizzato nei casi degli accumulatori agli ioni di litio (-0,79) e dei pannelli fotovoltaici (-0,87). Nel settore delle energie rinnovabili continua, inoltre, a deteriorarsi la posizione commerciale dell'eolico, con l'emergere di un passivo commerciale per i sistemi a torre (componente di maggior peso nell'import-export del settore) che dà luogo a un saldo normalizzato pari a -0,15, determinando uno svantaggio competitivo per l'intero settore (con un saldo normalizzato che passa da 0,08 a -0,34). Saldamente positiva rimane infine la specializzazione relativa al solare termico, all'elettrolisi e alle turbine idrauliche, con effetti però trascurabili sulla competitività complessiva del comparto delle tecnologie low carbon, data la scarsa incidenza del corrispondente l'import-export su quest'ultimo.

- Come si è potuto constatare nel corso del progetto elaborato, che ha affrontato numerosi aspetti legati all'indipendenza energetica e agli scenari geoeconomici, politici e sociali, connessi al quadro attuale nazionale ed internazionale, la crisi energetica, l'aumento dei prezzi del gas e dell'energia elettrica e il Green Deal europeo favoriscono sempre più la transizione verso le rinnovabili, unica alternativa realmente sostenibile per il raggiungimento dell'indipendenza energetica. In particolare, il parco agrisolare e l'agro-fotovoltaico rappresentano soluzioni innovative in grado di far fronte alla crisi. E'stato più volte rimarcato, che il conflitto tra Russia e Ucraina ha evidenziato come il nostro Paese e più in generale tutta l'Unione europea, abbia bisogno di un'indipendenza energetica, attuabile anche grazie alle nuove fonti di energia rinnovabile (FER). Da un punto di vista economico, il gas dal 2021 al 2022 ha subito importanti incrementi, in alcuni periodi pari al 100% del valore iniziale. Questo è conseguenza diretta della forte dipendenza energetica che il nostro Paese ha nei confronti degli Stati dell'est Europa. Ad oggi, il prezzo del gas, infatti, è pari a 0,98€/Smc, in leggero aumento (+13,7%) rispetto al mese di ottobre 2022. Discorso analogo si può fare per l'energia elettrica, che dalla fine del 2021 è aumentata del 300% a kWh. Alla crisi energetica e al conseguente aumento improvviso e costante dei prezzi, si aggiungono gli obiettivi del Green Deal europeo, che prevede la produzione di almeno il 40%, entro il 2030, di energia rinnovabile sul totale annuo energetico prodotto dai singoli Stati. Ad oggi, in Italia, la produzione di energia rinnovabile è così ripartita: il 44,7% proviene da fonte idraulica;

In un contesto globale in cui l'energia gioca un ruolo cruciale per l'economia e la sicurezza nazionale, è essenziale raggiungere per paesi come l'Italia l'indipendenza energetica. Due pilastri chiave di questa strategia emergono chiaramente dal dibattito: le energie rinnovabili e

l'energia nucleare. Le fonti energetiche rinnovabili rappresentano il cuore pulsante di una transizione verso un futuro sostenibile. L'Italia, ricca di risorse solari ed eoliche, è un paese all'avanguardia nel contesto europeo, il terzo produttore di energia green in Europa, capace di generare più del 10% del totale di rinnovabili a livello continentale. Più di un terzo degli oltre 320 TWh (terawattora) del fabbisogno energetico italiano è coperto dalla produzione delle fonti rinnovabili. Nel Rapporto sull'efficienza energetica pubblicato dall'ENEA sono menzionati in particolare 110 TWh, equivalenti a circa una decina di milioni di tonnellate di petrolio. Se inserissimo nel computo anche la componente non elettrica dell'energia, allora la quota delle rinnovabili rappresenta il 19% del totale. Secondo gli ultimi scenari, l'idroelettrico corrisponde al 42% del totale, seguito dal fotovoltaico con una quota del 20%. Successivamente troviamo l'eolico, che attualmente arriva a quota 16%, poi le bioenergie (17%) e il geotermico (5%). Investire in soluzioni come il fotovoltaico, l'eolico e l'idroelettrico non solo riduce l'impatto ambientale ma contribuisce anche a garantire una diversificazione dell'approvvigionamento energetico, aumentando la resilienza del sistema-Paese. Il dibattito sull'energia del futuro si evolve costantemente, e nel contesto di una crescente necessità di fonti energetiche sostenibili, il nucleare emerge come un protagonista chiave nella definizione di questa nuova prospettiva energetica. Diversamente dalle fonti energetiche rinnovabili, intermittenti per definizione, l'energia nucleare offre una fonte di potenza continua e a basse emissioni di carbonio. La sua bassa emissione di gas serra lo rende una risorsa preziosa per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili. Inoltre, la sua capacità di generare grandi quantità di energia con una minima produzione di CO2 lo rende un attore fondamentale nella transizione verso un futuro a basse emissioni. Inoltre, le tecnologie nucleari hanno compiuto progressi significativi, aprendo la strada a una generazione di reattori più sicuri, efficienti e sostenibili. Innovazioni come i reattori modulari e le tecnologie avanzate di fissione promettono di superare le sfide storiche associate al nucleare, offrendo una fonte di energia continua e a basse emissioni di carbonio. La ricerca continua di tecnologie nucleari sicure e sostenibili può aprire la strada a un contributo significativo alla nostra indipendenza energetica. Il raggiungimento del mix energetico è l'obiettivo di ogni Paese per garantire una fornitura energetica continua, riducendo la dipendenza dalle fonti esterne e mitigando gli impatti ambientali. Per perseguire questa visione, è essenziale unire gli sforzi di settori pubblico e privato. La collaborazione tra istituzioni, imprese e cittadini è fondamentale per plasmare le politiche energetiche a breve e a lungo termine. Allo stesso tempo, l'innovazione tecnologica deve guidare il percorso, rendendo le rinnovabili sempre più efficienti e sicure e migliorando costantemente le tecnologie nucleari. Con un approccio pragmatico, razionale ed equilibrato tra energie rinnovabili e il nucleare, l'Italia può garantirsi un futuro energetico sicuro, sostenibile e indipendente. L'Europa oggi è costretta a fare i conti con la realtà, con le ingannevoli retoriche su cui a vissuto per decenni anche dal punto di vista energetico. Gli Stati europei, si erano associati con successo per il benessere del Continente, sposando la retorica della inevitabile pace e del paradiso sociale e alla deterrenza armata. Il conflitto bellico in corso tra l'Ucraina e l'aggressore russo, ha invece dimostrato il contrario: il benessere è sempre connesso alla forza, intesa come unità politica, indipendenza energetica, dinamismo scientifico, potenza industriale e capacità militari. Abbiamo imparato nel corso di questi ultimi anni, che l'indipendenza energetica è una questione di sicurezza nazionale. Dopo l'emergenza epidemiologica del Covid, il solidarismo europeo sembra essersi fermato. Occorre imprimere un'accelerazione recuperando competitività, con un'azione shock sugli investimenti, mettendo il sistema industriale al centro degli investimenti, semplificando il quadro legislativo, con una politica energetica tecnologicamente neutra, rilanciando come è stato più volte evidenziato nel corso

del presente progetto, l'energia nucleare. Ma per raggiungere l'indipendenza energetica sarà necessario tenere presente due aspetti cruciali: essere autonomi dalla rete sottintende l'impegno di tutta la società nel suo complesso, (l'impegno del singolo non è infatti sufficiente per la costruzione di un nuovo modello energetico) e un'azione collettiva di tutti gli attori coinvolti: dagli enti alle istituzioni, dai cittadini alle imprese, attivando strategie per ottimizzare i consumi energetici.

10. Conclusioni

10.1 Sintesi dei principali risultati

Il paper ha mostrato che l'indipendenza energetica italiana, intesa come autosufficienza assoluta, non è un obiettivo realistico nel breve e medio periodo. L'Italia è inserita in mercati e reti internazionali, dispone di risorse fossili limitate e presenta una domanda energetica complessa. Tuttavia, il Paese può costruire autonomia strategica relativa riducendo vulnerabilità e aumentando capacità di scelta. Tale autonomia richiede diversificazione, ma soprattutto trasformazione del sistema energetico.

La prima conclusione è che la sicurezza energetica non può essere separata dalla decarbonizzazione. Gasdotti, GNL e stoccaggi sono necessari per la resilienza immediata, ma la riduzione strutturale della dipendenza passa da efficienza, elettrificazione, rinnovabili, reti e accumuli. La seconda conclusione è che il Mediterraneo rappresenta un'opportunità strategica, ma solo se interpretato come spazio di cooperazione e non come semplice bacino di importazione. La terza conclusione è che innovazione, governance e consenso territoriale sono decisivi quanto le risorse fisiche.

10.2 Implicazioni strategiche per l'Italia

L'Italia può aspirare a diventare un hub energetico europeo, ma il significato di hub deve cambiare. Non basta essere punto di arrivo o transito del gas. Un hub moderno deve integrare elettricità rinnovabile, interconnessioni, accumuli, idrogeno per usi industriali, reti digitali, ricerca e cooperazione territoriale. La centralità geografica da sola non genera potere strategico; deve essere sostenuta da capacità industriale, infrastrutture, regole e diplomazia.

Le implicazioni per l'Italia sono chiare. Il Paese deve accelerare la transizione elettrica, ridurre la domanda fossile, proteggere la competitività industriale, rafforzare i partenariati mediterranei, sviluppare filiere tecnologiche e migliorare la capacità amministrativa. La sicurezza energetica del futuro non sarà garantita da una singola grande opera, ma da un sistema più flessibile, efficiente e distribuito.

10.3 Spunti per ulteriori approfondimenti

La ricerca potrebbe essere estesa in varie direzioni. Una prima pista riguarda il confronto tra Italia e Spagna nelle strategie mediterranee, con particolare attenzione a interconnessioni, GNL e rinnovabili. Una seconda riguarda il ruolo di Sicilia e Sardegna come piattaforme energetiche. Una terza concerne l'impatto sociale dei rigassificatori e delle grandi infrastrutture. Una quarta riguarda il potenziale reale dell'idrogeno nordafricano, da valutare rispetto a costi, acqua e domanda industriale. Una quinta riguarda le comunità energetiche e la loro capacità di ridurre povertà energetica e conflitti territoriali. Una sesta riguarda il ruolo del nucleare di nuova generazione nel mix italiano di lungo periodo.

In conclusione, l'autonomia energetica italiana non è un punto di arrivo isolato, ma un processo di costruzione istituzionale, tecnologica e geopolitica. Essa dipenderà dalla capacità di trasformare la crisi energetica in occasione di modernizzazione, evitando sia il ritorno passivo alla dipendenza fossile sia l'illusione di una transizione senza costi e conflitti. Il Mediterraneo sarà uno dei luoghi decisivi di questa trasformazione.

10.4 Approfondimento: implicazioni sistemiche e piste di ricerca

La parte conclusiva riprende i risultati principali e li traduce in implicazioni di sistema per il Paese, evidenziando come autonomia, cooperazione e decarbonizzazione debbano procedere insieme.

10.4.1 Raccomandazioni per l'interpretazione e il recepimento delle norme

Successivamente all'entrata in vigore della EED-III sono stati emanati una serie di provvedimenti attraverso i quali la CE ha diffuso linee guida e raccomandazioni per chiarire eventuali dubbi interpretativi e rendere il più possibile armonico l'approccio dei PM in fase di recepimento.

- **decisioni relative ai grandi investimenti:** decisioni che riguardano l'impegno a realizzare singoli progetti specifici con implicazioni finanziarie concrete.

11. Bibliografia

11.1 Fonti istituzionali italiane

ARERA, Sintesi Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta nel corso del 2024, edizione 2025, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, versione definitiva trasmessa alla Commissione europea, luglio 2024.

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Energia e Clima 2030: quadro generale del PNIEC e delle cinque dimensioni di intervento.

GSE, Monitoraggio nazionale delle fonti rinnovabili, dati 2024 e obiettivi PNIEC 2030.

GSE, Regole operative e pagine informative sulle comunità energetiche rinnovabili e sui gruppi di autoconsumo, Decreto CACER e misure PNRR.

Terna, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2024.

Terna, documentazione e comunicati relativi al progetto di interconnessione elettrica Italia-Tunisia Elmed.

Snam, documentazione sui terminali di rigassificazione, infrastrutture gas e Southern Hydrogen Corridor.

Eni, documentazione sulle attività in Algeria, Libia, Egitto e area mediterranea.

Camera dei Deputati, documentazione parlamentare sul Piano Mattei per l'Africa e sulla relativa attuazione.

11.2 Fonti europee e internazionali

Commissione europea, REPowerEU: piano per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili russi e accelerare la transizione energetica.

Consiglio dell'Unione europea, REPowerEU plan: energy policy in EU countries recovery and resilience plans.

Commissione europea, Clean Industrial Deal, 2025-2026.

Commissione europea, The Draghi report on EU competitiveness, 2024-2025.

Commissione europea, EU-Union for the Mediterranean energy cooperation.

Unione per il Mediterraneo, Energy Platforms: gas, mercati elettrici, rinnovabili ed efficienza energetica.

Commissione europea, PRIMA - Partnership for Research and Innovation in the Mediterranean Area.

Commissione europea, Global Gateway: Southern Hydrogen Corridor connecting North Africa, Italy, Austria and Germany.

International Energy Agency, Renewables 2024: Analysis and forecast to 2030.

International Energy Agency, Energy and AI: Energy demand from AI and data centres.

International Energy Agency, COP28 Tripling Renewable Capacity Pledge: tracking countries ambitions and identifying policy gaps.

11.3 Letteratura di riferimento e temi di approfondimento

Studi su sicurezza energetica, trilemma energetico, autonomia strategica europea, geopolitica delle infrastrutture e diplomazia energetica.

Letteratura su transizione energetica, governance multilivello, accettabilità sociale delle infrastrutture, comunità energetiche e giustizia energetica.

Analisi su Mediterraneo allargato, Nord Africa, Mediterraneo orientale, relazioni energetiche Italia-Algeria, Italia-Tunisia, Italia-Libia e Italia-Egitto.

Rapporti di think tank e centri di ricerca su politica industriale europea, Clean Industrial Deal, competitività energetica, idrogeno, nucleare di nuova generazione e intelligenza artificiale.

12. Appendici

Appendice A - Cronologia essenziale della questione energetica italiana ed europea

Tabella A1 – Cronologia essenziale

Periodo	Evento e rilevanza
Anni 1970	Crisi petrolifere e avvio di una riflessione strutturale su sicurezza degli approvvigionamenti e diversificazione.
Anni 1980-1990	Crescita del ruolo del gas naturale e consolidamento dei rapporti energetici con Nord Africa e Russia.
1987 e 2011	Referendum e conferma dell'assenza di produzione nucleare elettrica in Italia.
2000-2010	Liberalizzazione dei mercati energetici, sviluppo delle reti e prima forte crescita delle rinnovabili incentivate.
2015	Accordo di Parigi e centralità della decarbonizzazione nelle politiche energetiche.
2021-2022	Crisi dei prezzi energetici e invasione russa dell'Ucraina: la sicurezza energetica torna priorità strategica.
2022	REPowerEU e accelerazione europea di diversificazione, risparmio energetico e rinnovabili.
2024	Invio del PNIEC definitivo italiano a Bruxelles; autorizzazione del progetto Elmed; consolidamento della strategia mediterranea.
2025-2026	Clean Industrial Deal, sviluppo del Piano Mattei e avanzamento dei dossier su idrogeno, reti e cooperazione euromediterranea.

Appendice B - Griglia di valutazione dei progetti energetici euromediterranei

Tabella B1 – Criteri di valutazione

Criterio	Domanda guida
Sicurezza fisica	Capacità del progetto di garantire continuità dei flussi o stabilita della rete.
Diversificazione	Riduzione della dipendenza da singoli fornitori, rotte o vettori.
Coerenza climatica	Compatibilità con obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e 2050.
Flessibilità	Capacità di adattarsi a scenari di domanda variabili e a tecnologie future.
Benefici locali	Ricadute per occupazione, competenze, accesso all'energia e sviluppo dei Paesi partner.
Rischio geopolitico	Esposizione a instabilità, conflitti, tensioni diplomatiche o fragilità istituzionali.
Rischio ambientale	Impatto su acqua, suolo, biodiversità e comunità locali.

Criterio	Domanda guida
Governance	Chiarezza di regole, finanziamenti, responsabilità e procedure autorizzative.

Appendice C - Schede sintetiche Paese

Algeria

- **Ruolo:** principale fornitore mediterraneo di gas per l'Italia nel 2024.
- **Opportunità:** rinnovabili, idrogeno, cooperazione industriale e continuità del Transmed.
- **Rischi:** domanda interna, capacità produttiva, dinamiche regionali e concentrazione della dipendenza.

Tunisia

- **Ruolo:** Paese di transito del Transmed e partner del progetto Elmed.
- **Opportunità:** interconnessione elettrica, rinnovabili, formazione tecnica e cooperazione UE.
- **Rischi:** fragilità economica, consenso locale e bisogno di benefici sociali visibili.

Libia

- **Ruolo:** fornitore di gas attraverso Greenstream e presenza storica di Eni.
- **Opportunità:** risorse gas, rilancio infrastrutturale e progetti locali.
- **Rischi:** instabilità politica, frammentazione territoriale e sicurezza degli impianti.

Egitto

- **Ruolo:** attore del Mediterraneo orientale, gas, GNL e potenziale idrogeno.
- **Opportunità:** rinnovabili, partnership UE e ruolo regionale.
- **Rischi:** crescita della domanda interna, vincoli idrici e pressione demografica.

Appendice D - Glossario essenziale

Tabella D1 – Glossario

Termine	Definizione
Autonomia energetica	Capacità di ridurre vulnerabilità e dipendenze critiche mantenendo margini di scelta strategica.
Indipendenza energetica	Autosufficienza o riduzione radicale della necessita di importazioni; nel caso italiano e obiettivo piu teorico che pratico.
Sicurezza energetica	Disponibilità di energia affidabile, sostenibile e accessibile a prezzi sostenibili per cittadini e imprese.
Trilemma energetico	Equilibrio tra sicurezza degli approvvigionamenti, sostenibilità ambientale e accessibilità economica.
Lock-in fossile	Rischio che nuove infrastrutture fossili prolunghino la dipendenza da combustibili ad alta emissione oltre il necessario.
GNL	Gas naturale liquefatto, trasportato via nave e rigassificato nei terminali.

Termine	Definizione
Interconnessione elettrica	Collegamento tra reti elettriche nazionali che consente scambi, stabilizzazione e integrazione delle rinnovabili.
Comunità energetica	Soggetto collettivo che produce, condivide e consuma energia rinnovabile a livello locale.
Idrogeno rinnovabile	Idrogeno prodotto tramite elettrolisi alimentata da energia rinnovabile, utile soprattutto nei settori difficili da elettrificare.
Diplomazia energetica	Uso di accordi, infrastrutture, imprese e strumenti finanziari per costruire sicurezza energetica e relazioni internazionali.

Appendice E – Nota sulle fonti e sui dati aggiornati

Il paper utilizza fonti istituzionali e documentali aggiornate, privilegiando Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ARERA, GSE, Terna, Commissione europea, Consiglio dell'Unione europea, Unione per il Mediterraneo, PRIMA, Snam, Eni e documentazione ufficiale dei progetti infrastrutturali. I dati quantitativi principali sono riferiti al 2024, quando disponibili, con aggiornamenti 2025-2026 per strumenti europei, programmi di cooperazione e infrastrutture in corso.

Secondo la sintesi della Relazione annuale ARERA sullo stato dei servizi nel 2024, il mix energetico italiano vedeva ancora in testa petrolio e gas, con una dipendenza energetica dall'estero pari al 73%. La stessa fonte segnala che, nel gas naturale, il tasso di dipendenza estera era pari al 95,2%, confermando la centralità del gas come variabile critica della sicurezza energetica nazionale (ARERA, 2025).

Il PNIEC definitivo trasmesso a Bruxelles nel luglio 2024 conferma il target di 131 GW di potenza rinnovabile al 2030 e struttura la politica energetico-climatica nazionale lungo le dimensioni di decarbonizzazione, efficienza, sicurezza energetica, mercato interno, ricerca, innovazione e competitività (MASE, 2024).

PROGETTO DI RICERCA

Le sfide per un'autonomia e indipendenza energetica

Il lavoro indaga in che misura l'Italia possa rafforzare la propria autonomia energetica in una fase segnata dalla crisi del gas russo, dalla volatilità dei prezzi e dalla competizione globale sulle tecnologie pulite. Più che come autosufficienza assoluta, l'autonomia viene intesa come capacità di ridurre le vulnerabilità, diversificare le opzioni e governare gli shock.

Dopo l'analisi della dipendenza energetica italiana e del ruolo di Algeria, Tunisia, Libia ed Egitto, lo studio esamina la strategia nazionale, il quadro europeo e quattro casi studio (Transmed, Elmed, PRIMA e SoutH2 Corridor). Ne emerge che efficienza, rinnovabili, reti e accumuli producono più autonomia di qualsiasi nuova rotta fossile, e che il Mediterraneo può diventare un moltiplicatore di sicurezza solo se fondato su cooperazione, reciprocità e benefici condivisi.

Sicurezza energetica · Rinnovabili · Interconnessioni · Mediterraneo

EURO MED
ASSOCIAZIONE EUROPA MEDITERRANEO ETS

