

# Infrastrutture energetiche per l'Italia e per il Mediterraneo

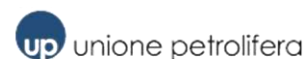
Marzo 2020



CONFINDUSTRIA ENERGIA



Con il contributo di:



Si ringrazia PwC Strategy& per il supporto metodologico e analitico



**Indice**

<b>Introduzione .....</b>	<b>1</b>
<b>Sommario .....</b>	<b>2</b>
<b>1. La Governance europea per la lotta globale ai cambiamenti climatici.....</b>	<b>10</b>
1.1 Green Deal europeo: tra ambiente e crescita sostenibile .....	11
1.2 Piano Energia e Clima in Italia: strategia ed opportunità .....	13
<b>2. Le infrastrutture energetiche primarie in Italia .....</b>	<b>14</b>
2.1 Evoluzione degli investimenti nel biennio 2018-2019 .....	14
2.2 Previsioni di investimenti al 2030 .....	15
2.3 Ricadute economiche e sociali.....	18
2.4 Contributo alla decarbonizzazione .....	21
2.5 Sintesi delle valutazioni e criticità .....	22
<b>3. Il procedimento autorizzativo: uno strumento da innovare e semplificare.....</b>	<b>23</b>
3.1 Perentorietà dei termini, coerenza normativa e velocizzazione amministrativa .....	23
3.2 Proposte relative alle infrastrutture energetiche lineari .....	25
3.3 Proposte relative alle infrastrutture puntuali .....	25
3.4 Governance nei processi autorizzativi .....	26
<b>4. Le infrastrutture energetiche per un modello di sviluppo circolare e sostenibile. 28</b>	
4.1 Principali iniziative e opportunità.....	29
4.2 Proposte per supportare lo sviluppo di un mercato circolare .....	30
4.3 Investimenti, progetti ed innovazione .....	33
<b>5. La cooperazione energetica nel Mediterraneo.....</b>	<b>42</b>
5.1 Aspetti generali .....	42
5.2 Scenari e prospettive di sviluppo.....	44
5.3 Investimenti in infrastrutture energetiche.....	59
5.4 Investimenti e progetti italiani .....	60
5.5 Ruolo dell'Italia .....	63
5.6 Green Deal euro-mediterraneo .....	65

## Introduzione

Lo studio *Infrastrutture energetiche per l'Italia e per il Mediterraneo*, redatto da Confindustria Energia con il contributo delle Associazioni rappresentate (Anigas, Assogasliquidi, Assomineraria, Elettricità Futura, Igas, Unione Petrolifera), di Terna, SNAM, OME ed il supporto analitico di PwC Strategy&, è stato sviluppato tra ottobre 2019 e inizio marzo 2020.

Date le tempistiche progettuali, lo Studio non ha potuto tenere conto degli impatti dovuti alla pandemia Covid-19, che stiamo vivendo e che sta incidendo anche sul settore energetico.

Tentare di quantificare esattamente quali potrebbero essere le potenziali conseguenze che questo momento storico avrà sul settore energetico è prematuro.

Considerando tuttavia l'ampio spettro di filiere tecnologiche analizzate, si ritiene che gli oltre 100 miliardi di investimenti previsti in Italia tra il 2018 e 2030 ed il loro positivo impatto sul PIL, occupazione e ricadute ambientali descritte nello Studio continueranno ad essere un riferimento valido pur considerando alcuni rallentamenti per la realizzazione dei progetti nel breve periodo. Tali investimenti saranno una leva importante per favorire la ripartenza economica con un non trascurabile impatto sulle aziende che operano nella filiera energetica comprese le piccole e medie imprese della supply chain aiutandole a superare la contrazione di attività e di fatturato nel 2020 e a partecipare alla prevista ripresa nel 2021<sup>1</sup>.

Si prevede peraltro che gli investimenti nel settore petrolifero subiranno dei rallentamenti dovuti alla significativa caduta della domanda e all'andamento dei prezzi delle materie prime. Tale settore, una volta superata l'emergenza, dovrà rilanciare gli investimenti volti all'adattamento ed alla trasformazione degli asset esistenti, concorrendo insieme alle altre infrastrutture energetiche alla sicurezza energetica e al raggiungimento degli obiettivi indicati nel PNIEC e nel Green Deal europeo.

Con l'obiettivo di una rapida ripresa degli investimenti saranno maggiormente necessarie le semplificazioni autorizzative ed i criteri di economia circolare proposti che garantiscano la tempestività degli investimenti e la loro sostenibilità ambientale e sociale nel territorio.

Per quanto riguarda infine la cooperazione energetica nella regione del Mediterraneo, si ritiene che l'incremento demografico nei Paesi della costa meridionale ed orientale sosterrà la crescente domanda di energia ed i significativi investimenti previsti entro il 2030. Rimane pertanto di importanza strategica che l'Italia sia al centro di un Green Deal euro-mediterraneo con significative ricadute a livello economico e sociale per l'Europa, per il nostro Paese e per la Regione.

Ci proponiamo infine di apportare modifiche alle nostre valutazioni con eventuali aggiornamenti, non appena la situazione sanitaria e conseguentemente quella economica si saranno stabilizzate.

Aprile 2020

---

<sup>1</sup> Rapacciuolo C., Pignatti M. (31/03/2020) "*Le previsioni per l'Italia. Quali condizioni per la tenuta ed il rilancio dell'economia?*", Centro studi Confindustria ([Link](#)).

## Sommario

### Contesto e obiettivi dello Studio

Con il **Green Deal** l'Europa si propone di avere un ruolo guida verso gli obiettivi di neutralità climatica delle attività industriali e più in generale di quelle antropiche a livello mondiale garantendo tuttavia la sostenibilità economica e sociale della transizione.

Per realizzare questi obiettivi la Commissione Europea prevede investimenti pubblici e privati per circa 2600 Mld€ tra il 2020 ed il 2030 e ha predisposto diversi strumenti per facilitare le risorse finanziarie necessarie come i 1000 Mld€ forniti dal bilancio europeo, dagli investimenti privati e pubblici (InvestEU), dal sistema ETS e dalle risorse da destinare con il Just Transition Mechanism ai Paesi con livello di emissioni maggiormente distanti dagli obiettivi 2030.

Avendo ampiamente raggiunto gli obiettivi 2020, l'Italia ha le carte in regola per aver un ruolo importante sia nelle attuali strategie europee di decarbonizzazione che rispetto alla definizione dei nuovi obiettivi proposti dalla recente EU Climate Law. Tale proposta prevede la neutralità climatica nel 2050 e la riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> fino al 50-55% nel 2030, secondo quanto richiesto dal Parlamento Europeo. A questo proposito, sarà opportuno tenere presente l'impegno già sostenuto dal nostro Paese nell'ambito del dibattito che si svilupperà tra gli Stati membri per i reciproci contributi agli obiettivi comuni.

In linea con il Green Deal, il **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**, presentato dal Governo italiano alla Commissione Europea nel gennaio 2020, traccia la strategia energetica italiana di medio e lungo termine durante il processo di trasformazione da realizzarsi in modo sostenibile dal punto di vista ambientale, sociale ed economico.

Per il raggiungimento degli obiettivi ambientali il PNIEC prevede oltre 180 Mld€ di investimenti aggiuntivi cumulati al 2030 rispetto allo scenario a politiche correnti in cui ricadono anche quelli rivolti allo sviluppo delle fonti rinnovabili, alla riduzione dei consumi nei settori residenziale e terziario, alla decarbonizzazione del settore dei trasporti e alla maggiore elettrificazione dei consumi.

Inoltre, l'economia circolare sarà uno degli elementi fondamentali di questa trasformazione e potrà offrire opportunità industriali interessanti basate sulla leva rigenerativa, sul risparmio e riutilizzo delle risorse e sulle sinergie tra diversi comparti industriali ed altri settori economici.

Bisogna infine considerare che gli aspetti relativi alla sempre maggiore integrazione dei mercati, alla sicurezza e alla sostenibilità dell'approvvigionamento energetico rendono indispensabile l'attenzione dell'Europa e soprattutto dell'Italia verso i Paesi della sponda meridionale ed orientale del Mediterraneo al fine di supportarne lo sviluppo energetico, la crescita economica e la stabilità politica.

A questo proposito, le raccomandazioni al PNIEC della Commissione Europea "ad esaminare ulteriormente le potenzialità transfrontaliere e gli aspetti macro regionali di una politica coordinata in materia di energia e clima nell'Adriatico e più in generale nel Mediterraneo al fine di ridurre l'impronta di carbonio della regione", sono coerenti con la visione di integrazione euro – mediterranea del settore energetico ed hanno fornito lo stimolo ad ampliare la visione dello Studio verso questa regione.

Questo è il contesto di riferimento dello studio "**Infrastrutture energetiche per l'Italia e per il Mediterraneo**" di Confindustria Energia, che in questa seconda edizione approfondisce i piani di investimento in Italia delle aziende energetiche in infrastrutture primarie fino al 2030 secondo gli scenari del PNIEC, misurandone l'impatto sugli indicatori macro economici, sociali e ambientali, le potenzialità e le esperienze maturate dalle imprese nazionali nell'economia

circolare, il ruolo che il sistema industriale italiano può svolgere per uno sviluppo energetico sostenibile nella regione del Mediterraneo.

### I messaggi chiave di questo studio

- **L'Italia** credibile ed importante nel **Green Deal europeo** grazie al superamento degli obiettivi clima-energia nel 2020 ed alla coerenza delle strategie di transizione energetica nel medio-lungo termine
- **110 Mld€ nel periodo 2018-2030** gli investimenti previsti in Italia per infrastrutture energetiche primarie. Significativo incremento delle rinnovabili e riduzione dell'E&P
- **12 Mld€** il consuntivo dei lavori nel 2018-2019, in linea con le previsioni dello Studio 2018. Evoluzioni differenti tra le filiere a seconda del contesto normo-autorizzativo
- **350 Mld€** il Valore Aggiunto e **135 mila ULA** medie fino a fine vita degli impianti; riduzione annua di **75 MtCO<sub>2</sub>** e incremento **PIL 0,8%** medio nel prossimo decennio
- **Procedimenti autorizzativi** da rivedere e semplificare: garanzia dei tempi certi, coerenza delle norme nazionali e regionali, organico delle commissioni per le valutazioni ambientali, ruolo rafforzato dell'Osservatorio PNIEC
- **Economia circolare**, elemento fondamentale nella transizione energetica ed opportunità per nuovi investimenti. Positive le ricadute per l'industria e per l'ambiente, significativo valore aggiunto per la società e per il territorio
- **Cooperazione energetica** con i Paesi dell'area del Mediterraneo per un modello di sviluppo energetico sostenibile, aperto ad interdipendenze e mutui benefici
- Fino a **1900 Mld€ entro il 2030** gli investimenti previsti dall'OME nella regione del Mediterraneo, di cui circa **900 Mld€** per lo sviluppo energetico sostenibile nei Paesi della sponda Sud ed Est. Barriere tecnologiche, regolatorie, istituzionali e finanziarie
- **Operatori italiani** storicamente presenti nell'area con investimenti e partnership tecnologiche. **Modello energetico e quadro regolatorio** replicabili. **Sostegno** ai Piani europei per la regione mediterranea
- **L'Italia** al centro del **Green Deal euro-mediterraneo**, comprendente l'Europa, il Nord Africa ed il Medio Oriente in una strategia energetica ed ambientale allargata e compatibile con gli sviluppi demografici ed economici dei singoli Paesi

### Investimenti in Italia dal 2018 al 2030

La precedente edizione dello studio di Confindustria Energia *Infrastrutture energetiche ambiente e territorio* del 2018 (da qui in avanti Studio 2018) prendeva in considerazione 96 Mld€ di investimenti in infrastrutture energetiche primarie previste dai programmi di sviluppo 2018-2030 delle Associazioni rappresentate da Confindustria Energia (Anigas, Assogasliquidi, Assomineraria, Elettricità Futura, Igas, Unione Petrolifera) e di Terna e SNAM, anche sulla base degli scenari della Strategia Energetica Nazionale 2017.

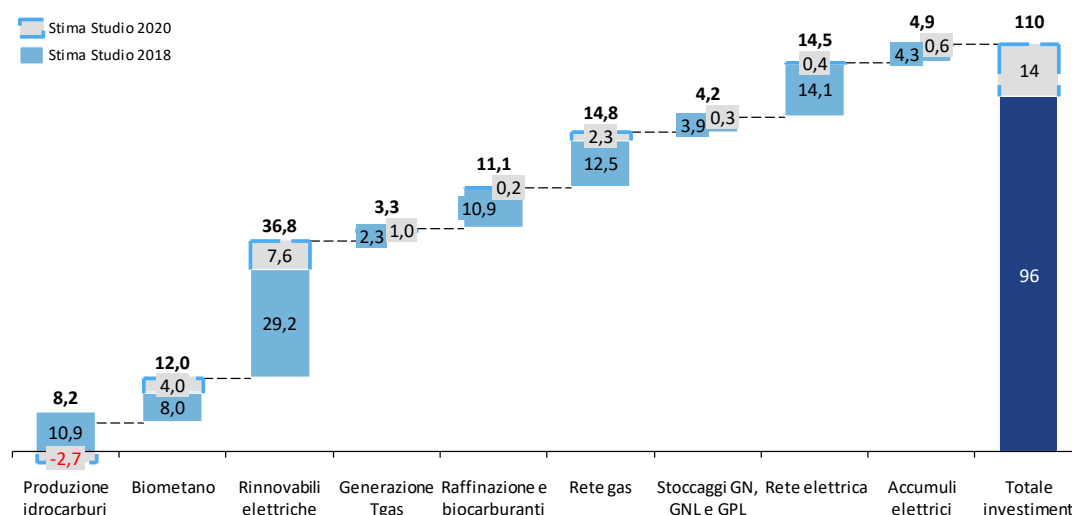
Il presente studio *Infrastrutture Energetiche per l'Italia e per il Mediterraneo* esamina sia i consuntivi per il periodo 2018-2019 relativi all'avanzamento dei programmi di investimento che le nuove previsioni degli operatori per il decennio 2020-2030 sulla base degli scenari e obiettivi previsti dall'attuale PNIEC.

L'avanzamento complessivo (12 Mld€) riscontrato nel periodo 2018-2019 è leggermente inferiore (-3%) rispetto alle previsioni dello Studio 2018 e mostra alcune accelerazioni per le filiere Turbo-gas (anticipo nuovo CCGT) e Rete gas (potenziamenti e allacciamenti) e ritardi per il settore Idrocarburi (procedimenti autorizzativi e contesto normativo) e per le Rinnovabili elettriche (slittamento Decreto FER).

Si ritiene che tale risultato, sostanzialmente in linea con le previsioni 2018, sia stato conseguito anche perché la maggioranza dei progetti esaminati aveva già completato l'iter autorizzativo necessario per l'avvio dei cantieri. Dimostra inoltre la congruenza delle analisi dello Studio con i piani operativi delle aziende energetiche partecipanti allo Studio.

I consuntivi 2018-2019 sommati alle previsioni aggiornate dei nuovi investimenti per il prossimo decennio portano ad un valore globale di **110 Mld€ di investimenti** per le infrastrutture energetiche primarie nel periodo 2018-2030, con un **incremento del 14,6%** rispetto ai valori dello Studio 2018 con differenze significative per alcune filiere.

Investimenti in infrastrutture energetiche (Mld€, 2018-2030)



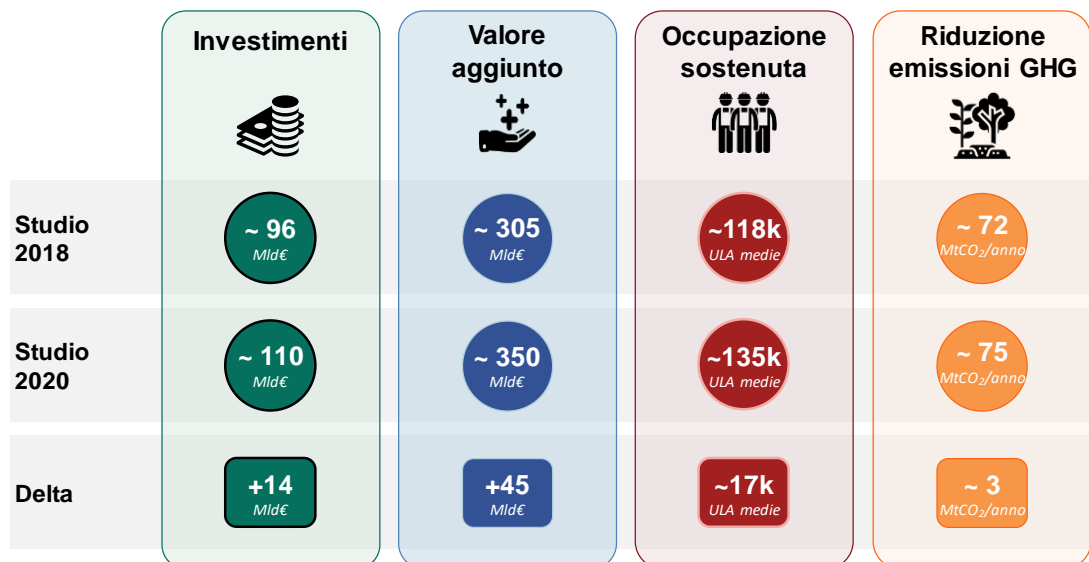
Fonte: Partecipanti allo studio, Analisi PwC Strategy&

In considerazione dei nuovi obiettivi PNIEC, le Fonti Rinnovabili presentano stime in crescita per circa il 30% per impianti solari ed eolici, bioenergie e biometano. In aumento anche quelli per tutte le altre filiere, ad eccezione degli investimenti del settore di Produzione Idrocarburi che registrano una riduzione di circa il 25% a causa dei provvedimenti del Governo del 2019/2020 che limiteranno nel futuro le attività Oil&Gas nazionali.

## PIL, Occupazione e Ambiente

Le ricadute complessive degli investimenti in termini economici sono di **350 Mld€** durante la fase di realizzazione e di esercizio delle infrastrutture con un effetto positivo dello **+0,8% medio sul PIL** nel prossimo decennio, al netto di entrate fiscali ed oneri concessori e senza impatto sul debito pubblico nazionale.

*Confronto risultati Studio 2018 – Studio 2020 (2018-2030)*



Fonte: Analisi PwC Strategy&

Sarà necessario l'impiego **in media di 135 mila Unità Lavorative Annue** durante la costruzione e la vita utile degli impianti e di competenze qualificate per le tecnologie innovative e i sistemi digitalizzati. Il piano degli investimenti considerato consentirà al 2030 una riduzione annua di **75 MtCO<sub>2</sub>** pari all'82% **dell'obiettivo di riduzione totale** di gas climalteranti **previsti per il totale degli usi energetici**. Non sono considerati infatti nello Studio i consumi dei settori residenziale e commerciale.

Il raggiungimento di tali obiettivi attraverso le infrastrutture descritte è condizionato dalla necessità di contare su riferimenti normativi e regolatori adeguati, su procedimenti autorizzativi semplificati e sulla attuazione del programma di dismissione delle centrali a carbone previsto entro il 2025.

Sono stati pertanto analizzati i **procedimenti autorizzativi** sia per le **infrastrutture lineari** che per **quelle puntuali** allo scopo di proporre alcune revisioni e semplificazioni che riguardano la **perentorietà dei termini temporali** e la **maggiore coerenza** dei quadri normativi nazionali e regionali. In questo modo si dovrebbero ottenere tempi certi per l'iter autorizzativo ed omogeneità delle valutazioni in particolare nel campo della sicurezza.

La **velocizzazione del processo amministrativo** richiede inoltre interventi sulla **governance** dei rapporti tra le istituzioni locali e nazionali, e la necessità di rafforzare la struttura delle commissioni VIA/VAS. L'**Osservatorio PNIEC presso la Presidenza del Consiglio** viene considerato lo strumento fondamentale di coordinamento che dovrebbe avere anche poteri sostitutivi in caso di difficoltà insorte nella gestione del processo autorizzativo.



## Economia circolare

L'Unione Europea e l'Italia individuano nell'**economia circolare** il fattore che mobilerà importanti investimenti nella direzione della sostenibilità, coniugando il fattore ambiente con quello industriale, favorendo la realizzazione di un nuovo valore sociale e territoriale. La transizione verso l'economia circolare prevede un sistema economico progettato per auto-rigenerarsi, ove le risorse (materie prime, acqua ed energia), i prodotti, e gli asset vengono valorizzati il più a lungo possibile nel loro ciclo di vita, con il molteplice obiettivo di ridurre gli impatti ambientali (emissioni di CO<sub>2</sub>), di rendere più sicuro l'approvvigionamento, di diminuire i costi di produzione e di continuare a garantire la competitività degli asset esistenti.

In questo contesto sono state approfondite le iniziative e i progetti che rispondono ai principi dell'economia circolare:

1. **Riuso/Riciclo**: produzione di biocarburanti e di biocombustibili, liquidi e gassosi, da sottoprodotti, rifiuti e materie prime seconde; riutilizzo e riciclo delle batterie; riutilizzi interni al sito industriale delle acque di produzione non reiniettabili;
2. **Riduzione**: realizzazione di elettrodotti e reti di trasporto gas attraverso soluzioni progettuali ed operative volte a minimizzare il consumo di risorse naturali e la produzione di rifiuti dai cantieri;
3. **Estensione della vita utile**: riconversione delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie e di elettrodotti esistenti; repowering e revamping di impianti di produzione elettrica; utilizzo delle attuali infrastrutture per il gas naturale anche per il trasporto dell'idrogeno; realizzazione di impianti da fonti rinnovabili in aree industriali riqualificate e bonificate;
4. **Condivisione**: partnership tra aziende energetiche e associazioni del mondo agricolo nell'ambito della produzione di biometano per la valorizzazione degli scarti agricoli e di allevamento; Water reuse e Water Management per la valorizzazione delle acque reflue industriali trattate e delle acque di falda bonificate ai fini del loro utilizzo nei siti industriali; sviluppo dell'intera filiera della frazione organica dei rifiuti solidi urbani e degli used cooking oil, attraverso accordi di collaborazione con aziende municipalizzate per la raccolta rifiuti e soggetti della grande distribuzione

Sono inoltre state prese in esame alcune iniziative per lo sviluppo di nuovi processi/tecnologie/prodotti in ambito energetico che potrebbero trovare applicazione industriale nei prossimi anni, ad esempio: nuovi feedstock per la produzione di biocarburanti, produzione di idrogeno e metanolo da plastiche e il power-to-gas.

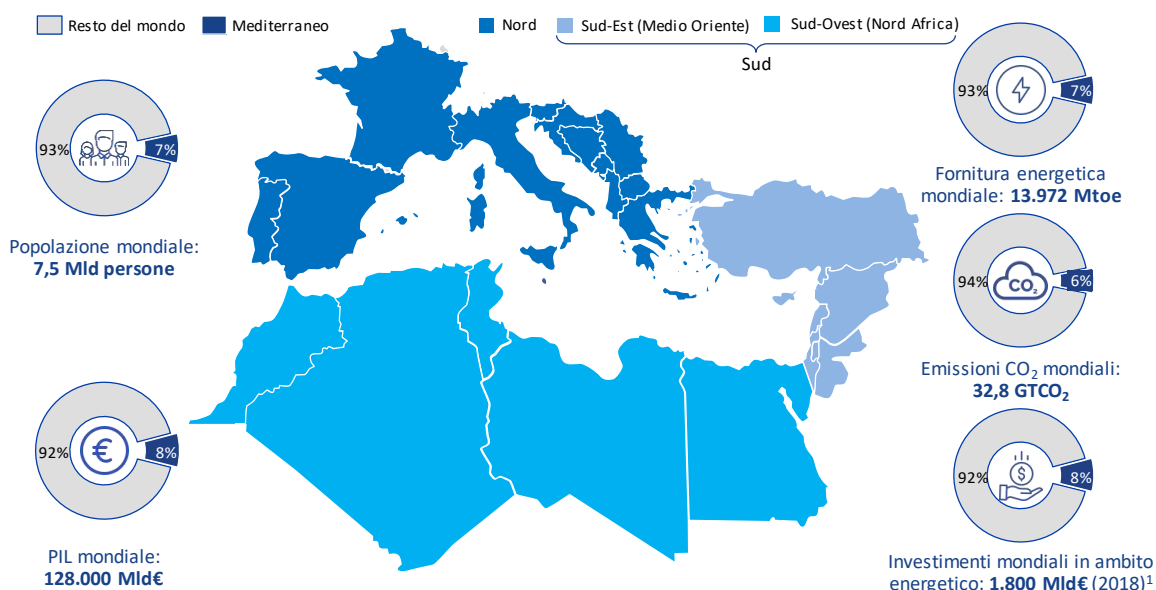
Una serie di **proposte a livello regolatorio e fiscale** potranno contribuire ad agevolare il percorso verso nuove opportunità industriali e allo sviluppo di un mercato circolare.

## Infrastrutture energetiche e ruolo dell'Italia nel Mediterraneo

La **cooperazione energetica** è uno dei temi che caratterizza l'agenda diplomatica internazionale, ed è particolarmente significativo per l'Europa e l'Italia, che dipendono fortemente dal mercato energetico globale. La scarsità di risorse primarie e la sicurezza degli approvvigionamenti sono aspetti che richiedono la messa a punto di una strategia che garantisca la diversificazione delle forniture per fonte e provenienza con un occhio di riguardo alla competitività e all'ambiente. L'area del Mediterraneo rappresenta storicamente per l'Europa e l'Italia un centro di relazioni e di scambi commerciali che hanno consentito negli anni di sviluppare numerose opportunità industriali. L'**Italia**, grazie anche alla sua posizione geografica, può in questo contesto giocare un ruolo di primo piano, favorendo la maggiore integrazione del mercato energetico del Mediterraneo con quello europeo e contribuendo tra

l'altro allo sviluppo sostenibile dei Paesi interessati grazie all'utilizzo di tecnologie all'avanguardia e alla condivisione di competenze e capacità industriali.

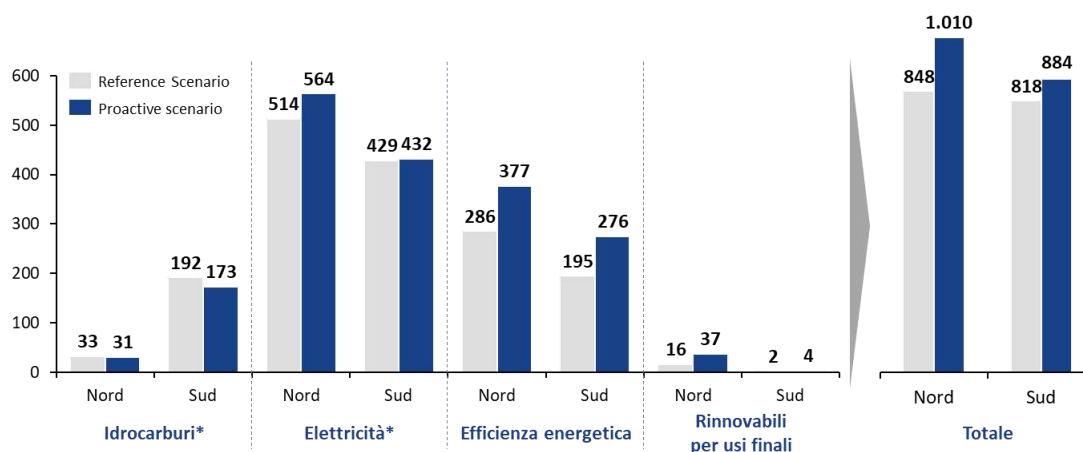
Overview del Mediterraneo (2017)



Fonte: Mediterranean Energy Perspectives (MEP) 2020 (in progress) – OME

In questa regione l'OME prevede entro il 2030 investimenti per il settore energetico tra **1700 Mld€** e **1900 Mld€**, di cui **circa 900 Mld€** nei Paesi delle sponde Sud ed Est, in uno scenario "proattivo" di sviluppo energetico correlato alla crescita demografica e congruente con gli obiettivi massimi di sostenibilità ambientale ed efficienza energetica previsti dai contributi determinati a livello nazionale (NDC) dell'Accordo di Parigi.

Investimenti energetici cumulati per regione e settore (Mld€, 2018-2030)



Fonte: Mediterranean Energy Trends and Perspectives 2020 (in progress) – OME

\*: Le voci "Idrocarburi" ed "Elettricità" includono anche gli investimenti previsti rispettivamente per la rete gas e trasmissione e distribuzione elettrica.

Vi sono differenze nelle dinamiche sub-regionali, principalmente dovute alle divergenti evoluzioni demografiche e di crescita economica. Se nei Paesi della sponda Nord è prevista una leggera decrescita della popolazione, una riduzione della domanda energetica primaria e dei consumi finali, grazie all'efficienza energetica, invece in quelli della zona meridionale ed

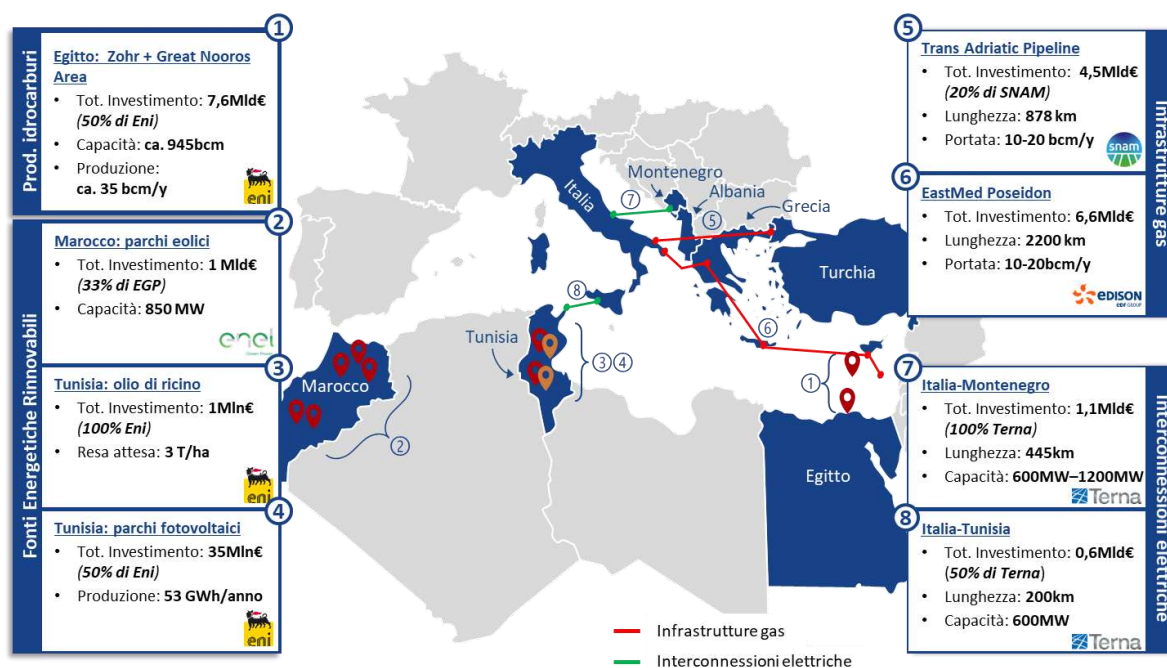
orientale ci si attende una consistente crescita della popolazione, fino a raggiungere un incremento netto di circa 100 milioni di abitanti al 2040, dei quali circa 60 in Egitto e Turchia. Ne consegue in questa zona una crescita economica negli scenari 2030 e 2040 con un aumento della domanda e dei consumi finali, anche in caso di attuazione di impegnativi programmi di efficienza energetica.

Nel complesso, il Mediterraneo rimane un importatore netto di energia, con i Paesi settentrionali che mostrano un tasso di dipendenza molto più elevato rispetto a quelli dell'area meridionale, che hanno maggiori risorse di gas e di fonti rinnovabili. Queste ultime poco utilizzate finora tranne che in Marocco ed in Turchia.

Peraltro, diverse barriere tecniche, regolatorie, istituzionali e di governance dei piani di investimento fanno sì che la regione non stia sfruttando in modo ottimale il proprio potenziale nei Paesi della sponda meridionale e orientale. Inoltre le difficoltà nel reperire le risorse finanziarie che garantiscano lo sviluppo energetico in termini sostenibili richiederebbe un **Green Deal per il Mediterraneo** con il supporto dei Paesi europei dell'area.

Lo Studio descrive inoltre alcuni rilevanti investimenti in infrastrutture per la produzione di idrocarburi, per il trasporto dell'elettricità e del gas, per la generazione di energia elettrica e biocarburanti da fonti rinnovabili. I progetti indicati sono di recente realizzazione o in fase di sviluppo, e vedono i maggiori operatori nazionali protagonisti di partnership con operatori locali, che favoriscono la condivisione di competenze specializzate indispensabili per la realizzazione dei programmi post 2020 previsti nello scenario proattivo dell'OME per i Paesi della sponda meridionale e orientale.

*Investimenti italiani nel Mediterraneo*



Fonte: Analisi PwC Strategy&, Partecipanti allo studio

L'Italia, grazie al suo percorso virtuoso nell'ambito delle strategie europee in tema di energia e clima potrebbe fungere da traino per favorire un'accelerazione della transizione energetica sostenibile nel contesto regionale del Mediterraneo. La sua localizzazione geografica, le sue relazioni storiche con i Paesi mediterranei e il dinamismo del suo settore industriale la rendono

un partner affidabile per lo sviluppo di progetti comuni basati sull'utilizzo del gas e delle fonti rinnovabili ed in accordo con i modelli di efficienza energetica e di economia circolare.

Nell'ambito del Med Reg, l'Autorità di regolazione italiana può essere inoltre il riferimento e il supporto per la definizione di quadri normativi più omogenei tra i Paesi delle due sponde che incentivino gli investimenti in infrastrutture. Analogamente le partnership con i TSO italiani possono favorire le conoscenze tecnologiche, le capacità di valutazione e di pianificazione delle interconnessioni che consentano una maggiore integrazione tra Sud e Nord dei sistemi energetici della Regione.

#### Ruolo dell'Italia nell'area Mediterranea



Fonte: Analisi PwC Strategy&

In ambito europeo, l'Italia ha partecipato attivamente a numerose iniziative volte a sostenere programmi e progetti con il coinvolgimento dei Paesi della regione a partire dall'European Recovery Plan del 2008, dalle piattaforme dell'Unione per il Mediterraneo sull'energia (gas naturale, rinnovabili ed efficienza energetica, mercato elettrico regionale) avviate nella Ministeriale di Roma del novembre 2014, fino ai più recenti programmi Connecting Europe Facility ed EU External Investment Plan.

Resta fondamentale adesso il suo impegno nel mantenere alto il livello di priorità della nuova Commissione Europea per le politiche e gli strumenti finanziari a sostegno della realizzazione dei piani energetici dei Paesi della sponda Sud del Mediterraneo nell'ambito della "Strategy for Africa" recentemente annunciata dalla Commissione Europea.

Si ritiene infine indispensabile il supporto diretto del Governo Italiano alle iniziative degli operatori nazionali per uno sviluppo energetico più sostenibile nella regione che vive in un contesto economico e politico molto articolato e complesso. Le ricadute sul settore industriale italiano e sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici sarebbero altamente positive.

L'Italia deve continuare a farsi portatrice in Europa di una visione strategica che includa i Paesi del Mediterraneo come partner imprescindibili di un modello energetico aperto ad interdipendenze e mutui benefici.

## 1. La Governance europea per la lotta globale ai cambiamenti climatici

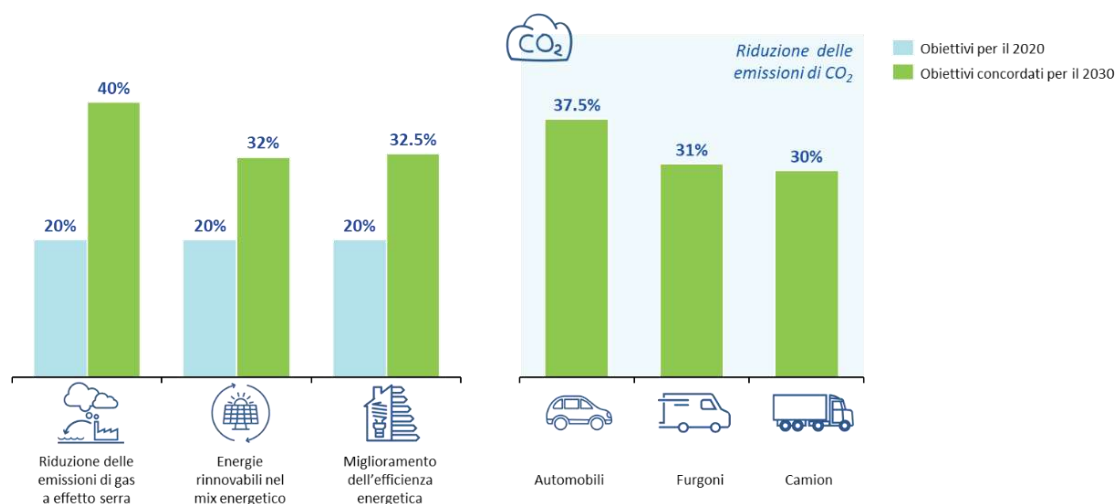
I Paesi europei, confermando il loro impegno nella lotta ai cambiamenti climatici, hanno condiviso l'obiettivo comune per i decenni a venire di realizzare il passaggio a un'economia *carbon neutral* che trovi nella sostenibilità il principale riferimento per un nuovo modello di crescita e sviluppo. Questa è la principale risposta agli impegni sottoscritti dalla Comunità Internazionale con l'Accordo di Parigi del dicembre 2015 che rappresenta a tutti gli effetti il punto di svolta per limitare il riscaldamento terrestre al di sotto dei 2°C. Da qui la consapevolezza che quella ai cambiamenti climatici è una lotta che richiede una soluzione a livello mondiale e che deve essere governata.

Nel 2019, la quota delle emissioni CO<sub>2</sub> a livello globale, secondo le ultime stime dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), non è aumentata a fronte di una crescita economica del +2,9%, segnando il *decoupling* tra sviluppo ed emissioni. Se questo trend sarà confermato anche nei prossimi anni, il 2019 può rappresentare l'anno di svolta.

La IEA non considera comunque adeguata l'attuale dinamica di riduzione della CO<sub>2</sub> ai fini del contenimento della temperatura media mondiale al di sotto dei 2°C rispetto al livello del periodo pre-industriale. Sussistono di fatto alcune incongruenze significative che minacciano il perseguimento di tale obiettivo, tra cui l'insufficienza di ambizione delle politiche dichiarate da alcuni Paesi per contenere tali emissioni e la mancanza di accesso all'elettricità per circa 850 milioni di persone in tutto il mondo.

L'Unione Europea ha già da tempo inserito al centro della sua agenda l'integrazione tra politica ambientale e industriale attraverso un primo pacchetto di misure c.d. *Piano 20-20-20* e aggiornato con il *Clean Energy Package* con obiettivi da raggiungere entro il 2030, ponendosi come l'unica struttura economica a livello globale ad aver previsto un quadro normativo volto a ridurre le emissioni di GHG nei settori economici, in linea con gli impegni assunti con l'Accordo di Parigi.

Figura 1. Obiettivi per il rispetto degli impegni assunti dall'UE nel quadro dell'accordo di Parigi



Fonte: Commissione Europea

L'Unione Europea può e vuole esercitare la sua influenza a livello mondiale per mobilitare la comunità internazionale a percorrere una strada comune verso la sostenibilità con la consapevolezza che i fattori alla base dei cambiamenti climatici hanno dimensione mondiale e riconoscendo allo stesso tempo la necessità di preservare la sicurezza dell'approvvigionamento e la competitività della sua economia. In questo contesto il 28



novembre del 2018 la Commissione Europea ha presentato la Comunicazione “*A Clean Planet for all – una visione strategica a lungo termine per un’economia prospera, moderna e competitiva e neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050*”, confermando il suo impegno a guidare a livello mondiale l’azione per il clima.

L’agenda per la transizione della nuova Commissione Europea presieduta da Ursula von der Leyen ha aumentato il livello di ambizione della strategia ambientale e climatica europea, conosciuta come *European Green Deal*, proponendosi l’obiettivo di neutralità carbonica al 2050.

### 1.1 Green Deal europeo: tra ambiente e crescita sostenibile

Nel dicembre 2019 la Commissione Europea ha presentato il *Green Deal* Europeo, ovvero il piano con cui l’Unione Europea sarà chiamata ad affrontare le sfide legate ai temi del clima e dell’ambiente nel lungo termine. Si riconosce l’opportunità, inoltre, di promuovere la c.d. *just transition* dove la strategia sviluppo verde dell’economia dei Paesi europei risponda alle esigenze di inclusività e giustizia, affinché sia effettivamente sostenibile, anche a livello sociale ed economico.

Sarà importante, in questo contesto, guardare alla strategia come ad un fattore abilitante di investimenti e di opportunità di crescita, assicurando un contesto favorevole in cui liberare risorse finanziarie.

Allo scopo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050, la Commissione Europea ha previsto un piano articolato per stimolare gli investimenti pubblici e privati tra il 2021 e il 2030. Un ruolo chiave sarà svolto dalla Banca Europea per gli Investimenti, che entro il 2025 sarà chiamata ad aumentare i finanziamenti in progetti sostenibili, fino a raggiungere il 50% degli investimenti in questo settore.

La transizione verso la neutralità carbonica al 2050 comporterà l’adozione da parte delle Istituzioni europee di una serie di misure più ambiziose per il 2030, a partire dalla decarbonizzazione del sistema energetico. Sulla base della Climate Law, recentemente comunicata dalla Commissione Europea, verrà valutato l’impatto finalizzato ad aumentare l’obiettivo dell’UE di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030 di almeno il 50-55% rispetto ai livelli del 1990<sup>2</sup>; in caso di approvazione, entro il giugno 2021 saranno riesaminati gli strumenti legati alla politica climatica europea, che si tradurranno in una revisione dei piani nazionali per l’energia e il clima al 2023.

---

<sup>2</sup> Il Parlamento Europeo con la risoluzione del 15 gennaio 2020 ha chiesto di fissare l’obiettivo UE per il 2030 sulla riduzione delle emissioni di gas serra al 55%

Figura 2. Timeline della riduzione gas effetto serra<sup>3</sup>

Fonte: Commissione Europea

L'Italia è l'unico tra i grandi Paesi dell'Unione ad aver già raggiunto gli obiettivi 20-20-20 ed ha inoltre definito il Piano Energia e Clima nel gennaio 2020<sup>4</sup>, individuando il pacchetto di misure con cui declinare le politiche europee di lungo periodo a livello nazionale.

Sarà pertanto opportuno tenere presente l'impegno già sostenuto dal nostro Paese in questi anni per il raggiungimento dei limiti vincolanti richiesti al 2020 nell'ambito del dibattito che si svilupperà tra gli Stati membri per i reciproci contributi agli obiettivi richiesti dal Parlamento Europeo per un ulteriore contenimento della CO<sub>2</sub> al 2030 (50/55% di riduzione rispetto al 2019).

In questo contesto, la politica climatica ed energetica europea dovrà guardare contemporaneamente a tre dimensioni: i) maggiore penetrazione delle **fonti rinnovabili e innalzamento del livello di efficienza energetica**; ii) assicurare un **approvvigionamento energetico europeo a prezzi competitivi**; iii) garantire un **mercato dell'energia pienamente integrato, interconnesso e digitalizzato**. Questi fattori potranno quindi essere garantiti quindi stimolando in particolare lo sviluppo di tecnologie innovative e gli investimenti in **infrastrutture energetiche moderne**, come evidenziato anche dal presente studio, che oltre ad assicurare la certezza della fornitura di energia, garantiscano l'integrazione delle soluzioni energetiche a maggior compatibilità ambientale. Lo sviluppo delle infrastrutture potrà inoltre avvenire attraverso il rafforzamento del quadro finanziario, compresa la finanza sostenibile, e la semplificazione dei processi di valutazione per l'ottenimento dei finanziamenti comunitari per i progetti prioritari europei nel settore delle infrastrutture energetiche.

L'agenda ambientale dell'Unione Europea dovrà guardare con attenzione ed essere fortemente interconnessa con quella industriale, affinché si realizzi a tutti gli effetti la *just transition*.

In questo contesto, la Commissione Europea ha individuato nell'economia circolare, il principale driver per sostenere la trasformazione verde dei processi produttivi e dei prodotti verso lo sviluppo di nuovi mercati per i beni circolari. Come evidenziato più avanti dal presente studio, l'economia circolare può liberare opportunità industriali significative basate sulla leva rigenerativa, il risparmio e il riutilizzo delle risorse, sviluppando sinergie e simbiosi tra più comparti industriali a beneficio di tutto il sistema industriale.

<sup>3</sup> Le emissioni che non saranno eliminate entro il 2050 si prevede che saranno eliminate da pozzi naturali di assorbimento del carbonio come le foreste e grazie al ricorso a tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio

<sup>4</sup> A febbraio 2020, 18 Paesi su 27 hanno rispettato il termine posto dalla Commissione Europea

## 1.2 Piano Energia e Clima in Italia: strategia ed opportunità

Nel gennaio 2020 l'Italia ha trasmesso alla Commissione Europea il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, completando così il percorso avviato nel dicembre 2018, nel corso del quale il Piano è stato oggetto di consultazione tra i cittadini e gli stakeholder nazionali e delle raccomandazioni inviate dalla Commissione stessa sulla bozza preliminare.

Il Piano si struttura sulle seguenti linee d'intervento: decarbonizzazione, efficienza, sicurezza energetica, sviluppo del mercato interno dell'energia, ricerca, e innovazione e competitività che dovranno essere necessariamente integrate tra loro.

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- una percentuale di energia da **fonti rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%**, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da **fonti rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22%**, a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una **riduzione dei consumi di energia primaria** rispetto allo scenario PRIMES 2007 **del 43%** a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- una **riduzione dei gas serra**, rispetto al 2005, per **tutti i settori non ETS del 33%**, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE e una riduzione per i **settori ETS del 55,9%**, superiore del 30% rispetto a quanto previsto dall'UE<sup>5</sup>.

La trasformazione dei modelli di produzione e di consumo dell'energia che genererà l'implementazione del Piano Energia e Clima nel quadro normativo può essere considerata un'opportunità di sviluppo industriale sostenibile, con effetti positivi sulla competitività e l'occupazione.

Affinché ciò si realizzi, sarà fondamentale assicurare **governabilità al processo**, attraverso un sistema di regole certo e coerente con la realtà energetica e industriale del nostro Paese.

Il Piano Energia e Clima è, a tutti gli effetti, il **Progetto a lungo termine per l'Italia** nella direzione della sostenibilità e per questo il pacchetto di regole dovrà basarsi su un approccio inclusivo e di neutralità tecnologica, per consentire a tutte le fonti e tecnologie energetiche una maggior compatibilità ambientale e di contribuire alla decarbonizzazione del sistema.

Le opportunità per l'Italia sono anche oltre-confine. Infatti, grazie alla sua posizione geografica, può ricoprire un **ruolo strategico nel Mediterraneo** in un contesto di mercati energetici sempre più interconnessi, con risvolti positivi in termini di approvvigionamento energetico, diversificazione tecnologica e crescita sostenibile. Si aprirebbero così nuove opportunità di sviluppo e stabilità per i Paesi della regione, con ricadute positive anche per l'Europa sia per aumentare il suo grado di interconnessione con altri mercati energetici sia nel suo ruolo di leader nella lotta ai cambiamenti climatici.

Come evidenziato nei prossimi capitoli, le aziende del comparto energetico hanno accolto la sfida dell'**"impresa sostenibile"**, dove ambiente e persone sono indicatori perfettamente integrati nei modelli di business.

Regole certe, strategia politica inclusiva, investimenti e integrazione dei mercati sono la chiave per realizzare il progetto di sostenibilità per l'Italia.

---

<sup>5</sup> Fonte: *Governance europea e nazionale su energia e clima: gli obiettivi 2030. Il Piano nazionale per l'energia ed il clima*. Servizio Studi Camera dei Deputati (27 gennaio 2020).



## 2. Le infrastrutture energetiche primarie in Italia

La precedente edizione dello studio di Confindustria Energia “*Infrastrutture Energetiche Ambiente e Territorio*” del 2018 (da qui in avanti “Studio 2018”) prendeva in considerazione 96 Mld€ di investimenti in infrastrutture energetiche primarie previste dai programmi di sviluppo 2018-2030 delle Associazioni rappresentate da Confindustria Energia (Anigas, Assogasliquidi, Assomineraria, Elettricità Futura, Igas, Unione Petrolifera), di Terna e SNAM, anche sulla base degli scenari della Strategia Energetica Nazionale 2017.

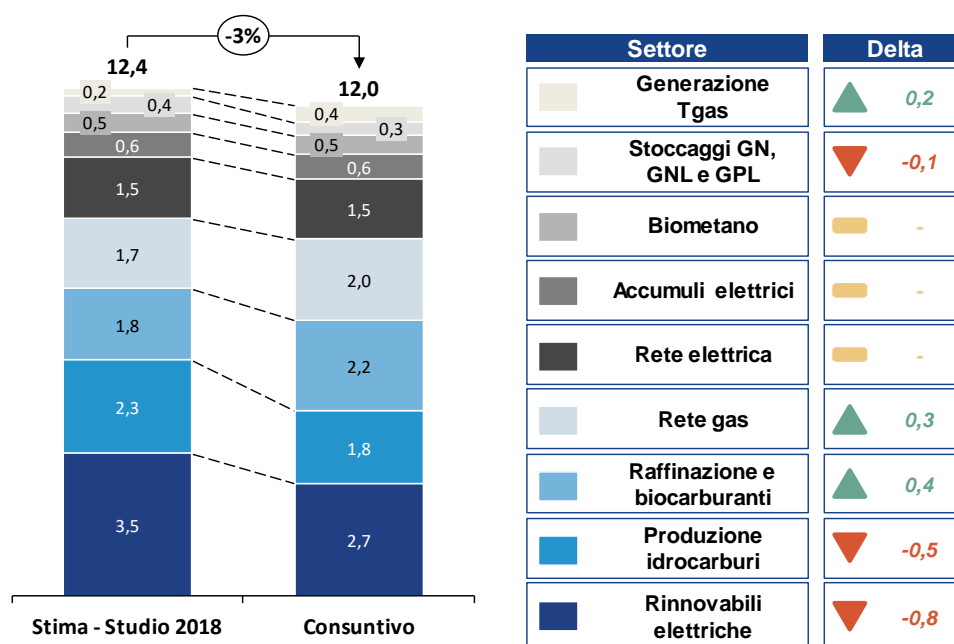
Il presente studio esamina i consuntivi per il periodo 2018-2019 relativi all’avanzamento dei programmi di investimento e le nuove previsioni per il decennio 2020-2030 sulla base degli obiettivi previsti dal Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC)<sup>6</sup> e in considerazione di un maggiore sviluppo di alcune filiere produttive nazionali di economia circolare. Tali previsioni confermano un rilevante impegno in termini di investimenti lungo tutta la filiera energetica in grado di produrre significativi risultati in termini di creazione di valore aggiunto, occupazione e nuove competenze per i diversi settori dell’economia nazionale con positivi effetti ambientali, in termini di riduzione delle emissioni locali e di sostanziale contributo a favorire il processo di decarbonizzazione.

### 2.1 Evoluzione degli investimenti nel biennio 2018-2019

Nel biennio 2018-2019, il valore complessivo degli investimenti realizzati per i differenti settori della filiera energetica ammonta a **12,0 Mld€** (-3% rispetto a quanto stimato nello Studio 2018).

Questo dato mostra che la realizzazione delle infrastrutture energetiche ha in generale rispettato il programma dei piani industriali, senza rilevanti ritardi rispetto a quanto pianificato anche in ragione del fatto che la maggioranza delle iniziative aveva già completato la fase autorizzativa all’inizio del periodo preso in esame.

Figura 3. Confronto Stima - Studio 2018 vs consuntivo (Biennio 2018-2019, Mld€)



Fonte: Partecipanti allo studio

<sup>6</sup> Pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico lo scorso gennaio

Sono tre i settori per i quali si registrano alcuni slittamenti nella concretizzazione dei progetti pianificati:

- **Rinnovabili elettriche**, a causa di ritardi nell’emanazione del decreto FER ed in generale nello svolgimento delle procedure autorizzative previste per gli impianti green-field e repowering;
- **Ricerca e produzione idrocarburi**, dove i ritardi nei processi autorizzativi nazionali e locali e le sopraggiunte modifiche al quadro normativo hanno costretto gli operatori a rivedere alcuni degli investimenti originariamente previsti;
- **Infrastrutture di stoccaggio small scale LNG**, che hanno riscontrato un lieve slittamento nelle tempistiche di realizzazione degli investimenti rispetto a quanto prospettato nel decreto di recepimento della Direttiva DAFI.

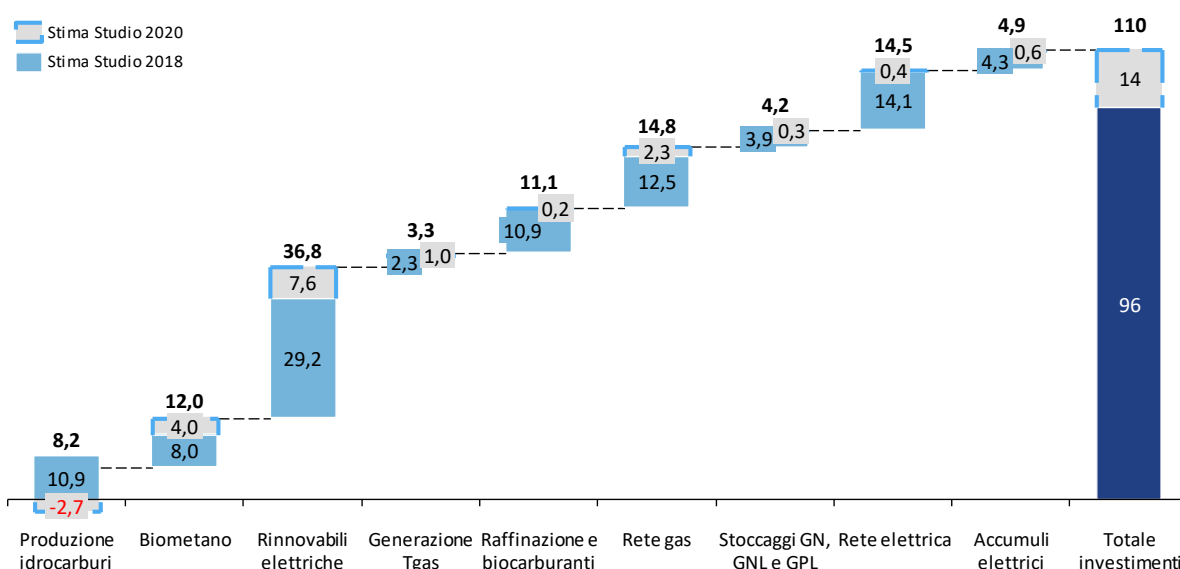
Al contempo, altri settori hanno subito un’accelerazione dei lavori o dell’avvio di nuovi cantieri:

- **Generazione Turbo-gas**, che conta l’avvio dei lavori del cantiere per il nuovo CCGT da 800MW di Marghera Levante da parte di Edison in anticipo rispetto alla previsione (+0,2Mld€);
- **Rete di trasporto gas**, dove sono stati avviati da SNAM tre nuovi cantieri nel 2018, i potenziamenti degli impianti di Masera (VB) e Gorizia, e l’allacciamento alla rete gas nazionale dell’impianto Eni di Gela (CL) in Sicilia per un totale di 0,3Mld€ in più rispetto a quanto pianificato.

## 2.2 Previsioni di investimenti al 2030

Nel prossimo decennio, le aziende italiane continueranno ad investire in modo sostenuto in infrastrutture energetiche. Si stima infatti che nel periodo 2018-2030 gli investimenti cumulati raggiungeranno i **110 Mld€**<sup>7</sup>, circa 14 Mld€ in più rispetto a quanto stimato nello Studio 2018 (Figura 4).

Figura 4. Investimenti in infrastrutture energetiche (Mld€, 2018-2030)



Fonte: Partecipanti allo studio, Analisi PwC Strategy&

<sup>7</sup> Include investimenti in infrastrutture energetiche primarie (ad esclusione della distribuzione)

Per quanto riguarda la **produzione idrocarburi** si prevedono investimenti per **8,2 Mld€** mirati all'efficientamento ed alla riqualificazione delle infrastrutture esistenti, alla mitigazione degli impatti ambientali ed alla salvaguardia della capacità produttiva. Rispetto a quanto stimato nello Studio 2018, è prevista una riduzione del 25% degli investimenti a causa dei provvedimenti adottati dal Governo tra il gennaio 2019 ed il febbraio 2020<sup>8</sup> che penalizzeranno notevolmente lo sviluppo delle attività Oil&Gas, con effetti significativi in special modo sulle attività di piccola e media taglia.

Per il settore del **biometano** sono previsti **12 Mld€** di investimenti per la realizzazione di infrastrutture di produzione e trasporto. Il potenziale di produzione al 2030 è stato rivisto a 6bcm all'anno<sup>9</sup> (+2 bcm rispetto allo Studio 2018) in considerazione delle crescenti richieste di allacciamento alla rete di SNAM. Tale potenziale considera sia i consumi finali (4 bcm, di cui 1 bcm incentivato per i trasporti) che per la generazione elettrica (2 bcm).

Nel comparto delle **rinnovabili elettriche**<sup>10</sup> si stimano investimenti cumulati nel periodo 2018-2030 pari a **36,8 Mld€** (+7,6 Mld€ rispetto al precedente studio) volti alla realizzazione di impianti fotovoltaici, eolici e per la produzione da altre Fonti Energetiche Rinnovabili (bioenergie, idroelettrico, geotermico, solare termodinamico). L'aumento della proiezione rispetto allo Studio 2018 è dovuto principalmente a due fattori:

- Incremento dell'investimento stimato per fotovoltaico ed eolico che costituiranno la larga maggioranza della nuova capacità rinnovabile prevista dal PNIEC pubblicato a gennaio 2020;
- Ampliamento del perimetro di analisi alle altre FER come bioenergie, idroelettrico, geotermoelettrico e solare termodinamico.

Per la **generazione turbogas** è previsto un investimento totale di **3,3 Mld€** per la realizzazione di nuovi impianti OCGT/CCGT per una capacità elettrica al 2030 di 6,4 GW al 2030. Rispetto allo Studio 2018 si registra un aumento di 1,0 Mld€ dovuto dalla capacità addizionale che verrà installata nei prossimi anni per favorire la transizione energetica e consentire il phase-out del carbone entro il 2025.

Il settore del **downstream petrolifero** prevede **11,1 Mld€** di investimenti infrastrutturali volti ad assicurare da un lato l'ammodernamento degli impianti per soddisfare i requisiti ambientali divenuti negli anni sempre più stringenti e dall'altro per rispondere ai mutamenti del mercato nella domanda dei combustibili per i trasporti in risposta alle politiche ambientali (rapporto diesel/benzina, biocarburanti, bunker a basso zolfo per le navi, ecc). Nell'ambito del settore dei trasporti, gli investimenti del settore petrolifero evidenziano anche l'impegno nella produzione di combustibili rinnovabili (biocarburanti) attraverso la riconversione di due raffinerie tradizionali in bioraffinerie. Inoltre saranno avviati investimenti in impianti diretti a

---

<sup>8</sup> Quattro principali iniziative di governo approvate tra 2019 e 2020:

a) Conversione del c.d. "Decreto Semplificazioni" - prevede l'aumento di 25 volte i canoni di superficie e stabilisce la sospensione per 18 mesi delle attività di ricerca di idrocarburi sulla terraferma e a mare (Gennaio 2019)

b) D.L 124/2019 - introduce un'imposta immobiliare analoga all'IMU sulle piattaforme petrolifere entro le 12 miglia dalla costa, denominata IMPi (Ottobre 2019)

c) Legge di bilancio 2020 (L.160/2019) - introduce alcune modifiche all'assetto fiscale relativo alle attività estrattive di idrocarburi previste nel Dlgs 625/96;

d) Legge di conversione del decreto "Milleproroghe" (D.L. 162/2019) - estende la sospensione delle attività prevista dal Decreto Semplificazioni del gennaio 2019 (Febbraio 2020)

<sup>9</sup> Valore medio ricavato a partire dagli esiti degli scenari (Decentralized e Centralized) individuati congiuntamente da SNAM e Terna (DDS – Documento di Descrizione degli Scenari 2019)

<sup>10</sup> Include investimenti in impianti fotovoltaici residenziali e commerciali

produrre gli e-fuels (combustibili liquidi a basso o nullo contenuto di carbonio fossile). Data la loro natura, gli e-fuels<sup>11</sup> sono destinati ad assumere un ruolo chiave nell'alimentazione dei motori a combustione interna in uno scenario di decarbonizzazione al 2050 in particolare del trasporto leggero, senza alcuna necessità di intervenire sull'infrastruttura logistica e distributiva esistente e preservando completamente le eccellenze tecnologiche ed industriali della filiera automotive europea.

Per quanto concerne la **rete di trasporto nazionale del gas naturale**, si prevedono investimenti pari a **14,8 Mld€** (di cui 13,9 Mld€ previsti da SNAM) per il periodo 2018-2030 volti a sviluppare ulteriormente le infrastrutture gas italiane e la loro interconnessione con i Paesi limitrofi. In particolare, tali investimenti riguardano il collegamento con i gasdotti di importazione dal Corridoio Sud, il completamento del reverse-flow verso altri Paesi europei e la manutenzione e sostituzione a tratti della rete di trasporto. Rispetto allo Studio 2018, si stima un aumento di circa 2,3 Mld€, dovuti all'inserimento a piano e all'avvio di nuovi cantieri come il potenziamento di Maserà (VB) e Gorizia, e l'allacciamento alla rete gas nazionale dell'impianto Eni di Gela (CL) in Sicilia.

Per aumentare la resilienza del sistema, i settori dello **stoccaggio gas naturale, GNL e GPL** hanno previsto investimenti pari a **4,2 Mld€** al 2030. Difatti, quanto prospettato nella direttiva DAFI relativamente al ruolo dei carburanti alternativi nei processi di transizione energetica dei diversi comparti e di incremento della sicurezza nell'approvvigionamento delle risorse, ha trovato piena conferma nella SEN e successivamente nel PNIEC. Inoltre sono previsti investimenti addizionali relativi agli stoccaggi gas naturale dovuti a nuovi progetti previsti dalle aziende operanti nel settore, come il "Potenziamento dell'impianto di stoccaggio di Fiume Treste incluso nel piano di SNAM /Stogit.

Per quanto riguarda la **rete elettrica**, in coerenza con il processo di transizione energetica, Terna prevede di sviluppare e adeguare le infrastrutture per garantire il dispacciamento di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nell'ottica di sostituire l'energia prodotta dai combustibili fossili più inquinanti, e per promuovere l'efficienza energetica attraverso un accorto sviluppo della rete di trasmissione volto a ridurre le perdite di esercizio e a rispondere all'incremento della penetrazione del vettore elettrico negli usi finali. Gli investimenti complessivi previsti da Terna entro il 2030 ammontano a circa **14,5 Mld€**, con un incremento di circa 0,4 Mld€ rispetto allo Studio 2018, data la necessità di realizzare nuovi interventi finalizzati anche all'integrazione delle FER e all'esigenza di garantire risorse flessibili per l'esercizio in sicurezza della rete.

Infine, l'incremento del contributo delle rinnovabili nel mix energetico ed il phase-out del carbone al 2025, richiedono lo sviluppo di infrastrutture complementari quali i sistemi di accumulo e bilanciamento della rete. In coerenza con il PNIEC, si prevede che l'investimento in sviluppo di **accumuli elettrici centralizzati** (pompaggi ed elettrochimici) ammonterà a 0,7 Mld€ annui (**4,9 Mld€** nel periodo 2018-2030). Al riguardo, sarà necessaria la definizione di un quadro normativo e regolatorio che favorisca la realizzazione degli investimenti in tale ambito.

---

<sup>11</sup> Gli e-fuels sono combustibili liquidi prodotti a partire da idrogeno rinnovabile e CO<sub>2</sub> catturata dalle emissioni di impianti industriali energy intensive, da centrali termoelettriche oppure dalla stessa atmosfera. Presentano pertanto una emissione di gas ad effetto serra praticamente nulla

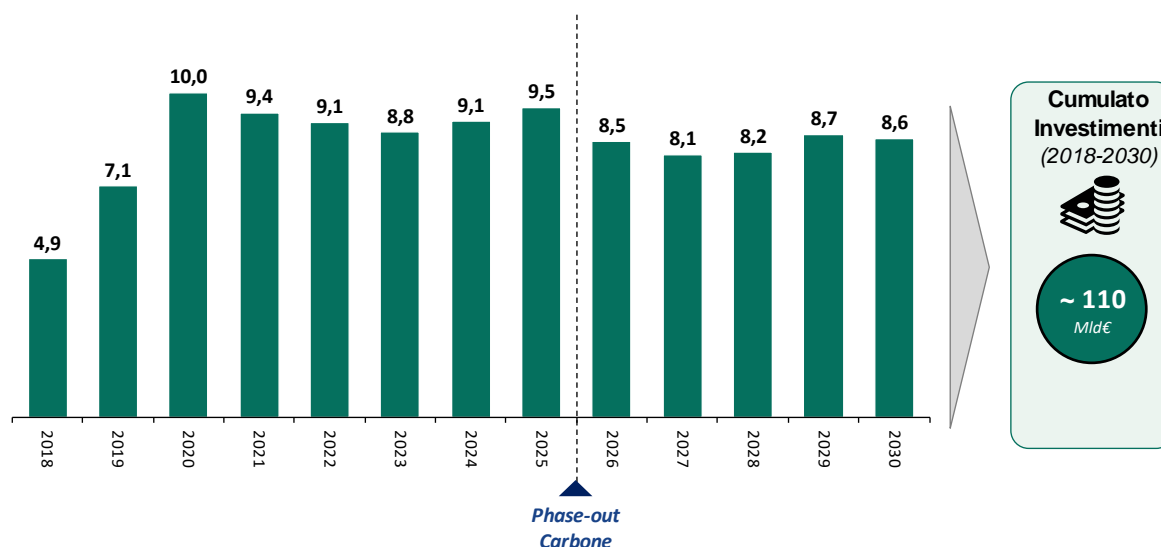
### 2.3 Ricadute economiche e sociali

Gli effetti economici e sociali riconducibili agli investimenti descritti si articolano in due momenti:

- la fase di realizzazione<sup>12</sup>, che include le attività di progettazione, costruzione, fornitura delle materie prime e collaudo delle opere;
- la fase di esercizio, che include le attività di gestione e manutenzione degli impianti realizzati.

Gli investimenti descritti nel paragrafo precedente fungono da base di calcolo delle ricadute economiche ed occupazionali (Figura 5).

Figura 5. Investimenti totali annui (Mld€, 2018-2030)



Fonte: Partecipanti allo studio, Analisi PwC Strategy&

Per la fase di realizzazione, nel periodo tra il 2018 ed il 2030 si stima la creazione di **valore aggiunto nazionale pari in media a quasi 8,0 Mld€/anno per un totale di circa 100 Mld€**.

Tale valore aggiunto è generato a tre livelli:

- valore aggiunto diretto, generato al primo livello della catena di fornitura, ovvero tramite le aziende direttamente coinvolte dai committenti nella realizzazione dell'investimento o tramite le aziende che gestiscono i nuovi impianti;
- valore aggiunto indiretto, generato nei livelli successivi della catena di fornitura, ovvero dalle imprese che hanno ricevuto delle commesse per la fornitura di beni primari/intermedi o servizi alle aziende impegnate direttamente nella realizzazione dell'investimento o nella gestione dei nuovi impianti;
- valore aggiunto indotto, generato dalla domanda aggiuntiva che si viene a creare grazie ai consumi e ai servizi collegati direttamente o indirettamente nella realizzazione degli investimenti e gestione dei nuovi impianti.

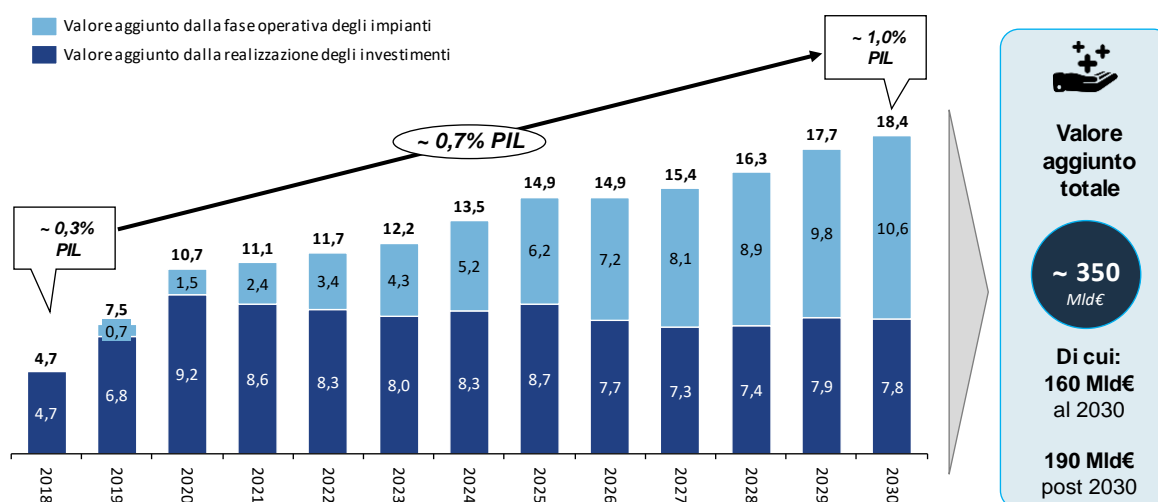
Per la fase di esercizio, sono stati stimati il valore aggiunto e l'occupazione permanente a partire dalla stima delle spese di gestione e manutenzione degli impianti (i.e. spese O&M).

<sup>12</sup> Stima delle ricadute economiche e occupazionali connesse agli investimenti realizzata tramite un modello input-output basato sulle teorie di Wassily Leontief e sulle matrici delle interdipendenze settoriali per l'economia italiana pubblicate da ISTAT-Eurostat e rielaborate dal World Input-Output Database (Progetto di ricerca europeo, FP7)

Pertanto, in aggiunta alle ricadute economiche derivanti dalla fase di realizzazione, la fase di esercizio delle opere genererà una **ricaduta economica durante tutta la vita utile degli impianti di circa 250 Mld€ (di cui circa 60 Mld€ entro il 2030)**.

In sintesi, la realizzazione degli investimenti a piano nei diversi ambiti della filiera energetica considerati, comporterà una **ricaduta sull'economia nazionale** (in termini di valore aggiunto al netto dei beni intermedi importati) **di circa 350 Mld€<sup>13</sup> con un impatto addizionale sul PIL progressivamente crescente dal 0,3% nel 2018 al 1,0% nel 2030** (Figura 6), senza alcun impatto sul debito pubblico nazionale e sul prezzo finale dell'elettricità<sup>14</sup>.

Figura 6. Valore aggiunto annuo e impatto sul PIL (Mld€)



Fonte: Partecipanti allo studio, Analisi PwC Strategy&

Le ricadute occupazionali si distinguono in:

- temporanee, relative all'occupazione durante la fase di realizzazione delle opere e dedicate alle attività di progettazione, sviluppo, installazione degli impianti;
- permanenti, riferite all'occupazione correlata alla fase di esercizio degli impianti per l'intera durata del loro ciclo di vita.

La realizzazione delle opere sopra descritte avrà degli ulteriori effetti di ampio respiro, di incidenza strutturale e di grande rilevanza, in termini di "legacy", anche se non direttamente quantificabili, quali ad esempio:

- l'incremento della sicurezza e della competitività del sistema energetico italiano;
- le ricadute tecnologiche, in ricerca, sviluppo e formazione di personale;
- il supporto e referenze per l'export dell'impiantistica energetica nazionale.

La maggiore solidità (sicurezza, resilienza e competitività) del settore energetico nazionale assicurerà un maggiore bilanciamento dei flussi import-export energetici, e rafforzerà il **ruolo dell'Italia** anche come collegamento tra i Paesi del Nord Europa e quelli del **Mediterraneo**.

<sup>13</sup> Esclusi introiti fiscali e royalties

<sup>14</sup> "Studio dell'impatto della decarbonizzazione sulla bolletta elettrica", Elettricità Futura (Dicembre 2019).

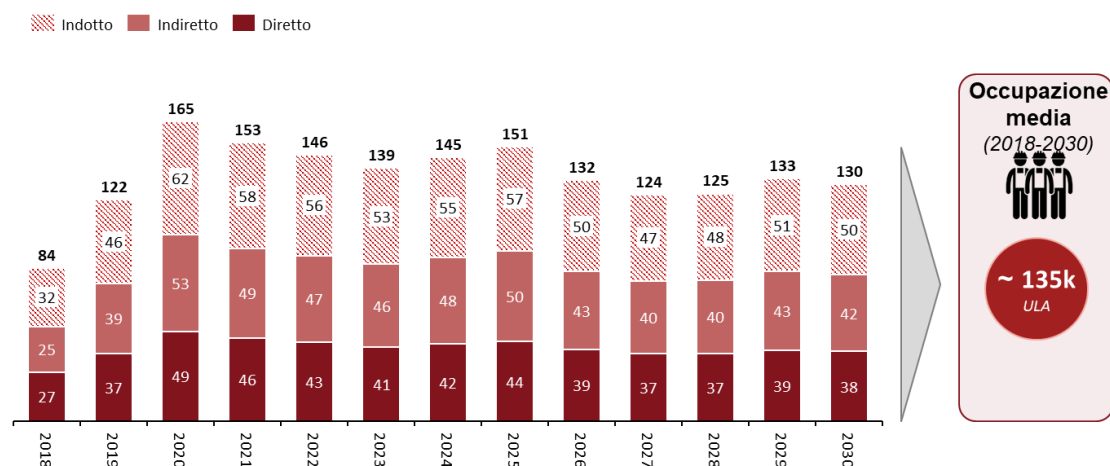
Link: [https://www.elettricitafutura.it/public/editor/Position\\_Paper/Comunicati/EF\\_Studio%20impatto%20decarb\\_bolletta\\_Dic2019\\_Rev1.pdf](https://www.elettricitafutura.it/public/editor/Position_Paper/Comunicati/EF_Studio%20impatto%20decarb_bolletta_Dic2019_Rev1.pdf)



Inoltre, come per il valore aggiunto, anche l'occupazione si può distinguere in diretta<sup>15</sup>, indiretta<sup>16</sup> e indotta<sup>17</sup>.

Si prevede che la progettazione, costruzione ed installazione delle opere tra il 2018 ed il 2030, attiverà un'occupazione temporanea media corrispondente a circa 135.000 unità di lavoro annue (ULA) dirette, indirette ed indotte (Figura 7).

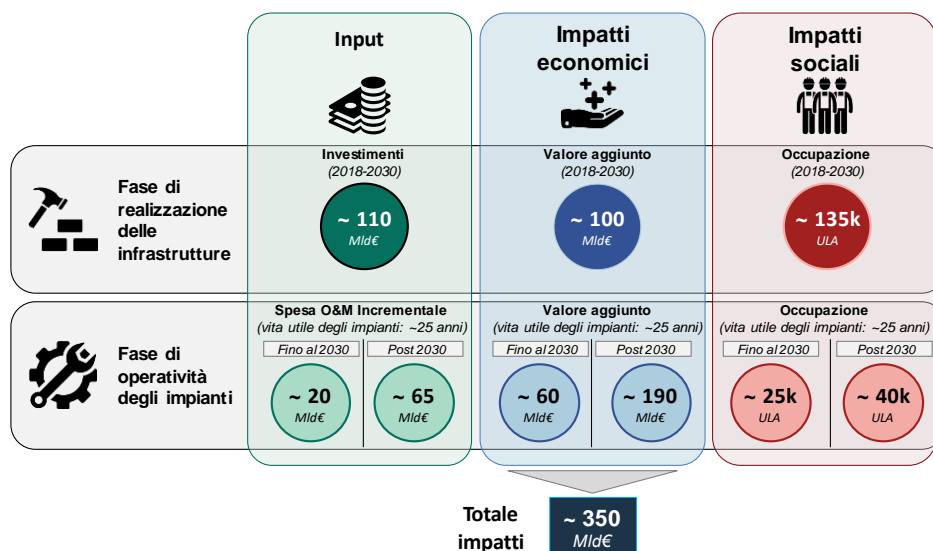
Figura 7. Occupazione temporanea sostenuta - media annua (Migliaia di ULA)



Fonte: Partecipanti allo studio, Analisi PwC Strategy&

La gestione delle infrastrutture nella fase di esercizio, attiverà in media oltre 25.000 unità lavorative annue (equivalenti a tempo pieno) entro il 2030; e oltre 40.000 ULA dopo il 2030 per tutta la durata della vita utile degli impianti.

Figura 8. Sintesi degli impatti economici e sociali



Fonte: Partecipanti allo studio, Analisi PwC Strategy&

<sup>15</sup> Unità di Lavoro direttamente impiegate nel settore oggetto di analisi

<sup>16</sup> Unità di lavoro nei settori fornitori della filiera analizzata sia a valle che a monte

<sup>17</sup> Occupazione necessaria a soddisfare la domanda aggiuntiva che si viene a creare tramite i consumi dell'occupazione diretta ed indiretta

## 2.4 Contributo alla decarbonizzazione

Il mix di iniziative e progetti considerato dallo studio, in particolare nel settore della produzione elettrica e dei trasporti, con una riduzione complessiva delle emissioni quantificate al 2030 in circa **75 MtCO<sub>2</sub>/annue** rispetto al 2016<sup>18</sup>, contribuirà in modo significativo al processo di decarbonizzazione, portando il livello di GHG nel nostro Paese da 428 Mt a 353 Mt, che rappresenta ben circa il 75 % dell'obiettivo atteso di riduzione totale (per usi energetici e non) previsto dal PNIEC (328 Mt).

Per quanto riguarda il settore elettrico si stima al 2030 una riduzione annua complessiva delle emissioni di **50 MtCO<sub>2</sub>** grazie al maggiore sviluppo della capacità produttiva da fonti rinnovabili, in particolare eolico e fotovoltaico, e a gas (anche rinnovabili) ed allo sviluppo delle infrastrutture necessarie per la loro relativa integrazione nel sistema elettrico, in particolare eolico e fotovoltaico, e da gas (anche rinnovabili), in vista del phase-out del carbone al 2025.

La riduzione di CO<sub>2</sub> stimata nel settore dei **trasporti** pari a **25 MtCO<sub>2</sub>** corrispondenti al 100% dell'obiettivo di CO<sub>2</sub> previsto dal PNIEC in questo comparto, potrà essere raggiunta grazie ad un mix di soluzioni, come ad esempio la maggiore diffusione dei **veicoli elettrici** al 2030 che il PNIEC stima in 6 milioni, lo sviluppo dei **biocarburanti avanzati**, incluso il biometano, dei carburanti alternativi (GPL, GNC, GNL), nonché i miglioramenti nelle performance ambientali dei carburanti tradizionali.

Alla riduzione complessiva di 75 MtCO<sub>2</sub> quantificate vanno ad aggiungersi ulteriori benefici derivanti dallo sviluppo di iniziative e progetti nell'ambito dell'**economia circolare**, rappresentate nel capitolo dedicato. Sono in particolare da considerare il Waste to Energy che, oltre a valorizzare in termini di energia i rifiuti, contribuisce ad evitare importanti quote di emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera, la riduzione delle emissioni di gas serra derivanti dagli altri interventi come l'aumento della mobilità condivisa e del trasporto pubblico, lo sviluppo della produzione degli e-fuels, la riqualificazione e il miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici, l'efficientamento dei processi industriali e dell'agricoltura.

Il programma complessivo di sviluppo delle infrastrutture energetiche che supportano la produzione e consumo di prodotti energetici sempre più sostenibili porterà oltre alla riduzione delle emissioni GHG a livello globale anche ad una consistente **riduzione delle emissioni dei principali inquinanti con effetti locali di No<sub>x</sub>, So<sub>x</sub> e polveri** contribuendo in modo fondamentale al miglioramento della qualità dell'aria, a partire dai centri urbani<sup>19</sup>.

<sup>18</sup> Assunto come anno di riferimento in coerenza con il PNIEC che considera i dati 2016 ISPRA.

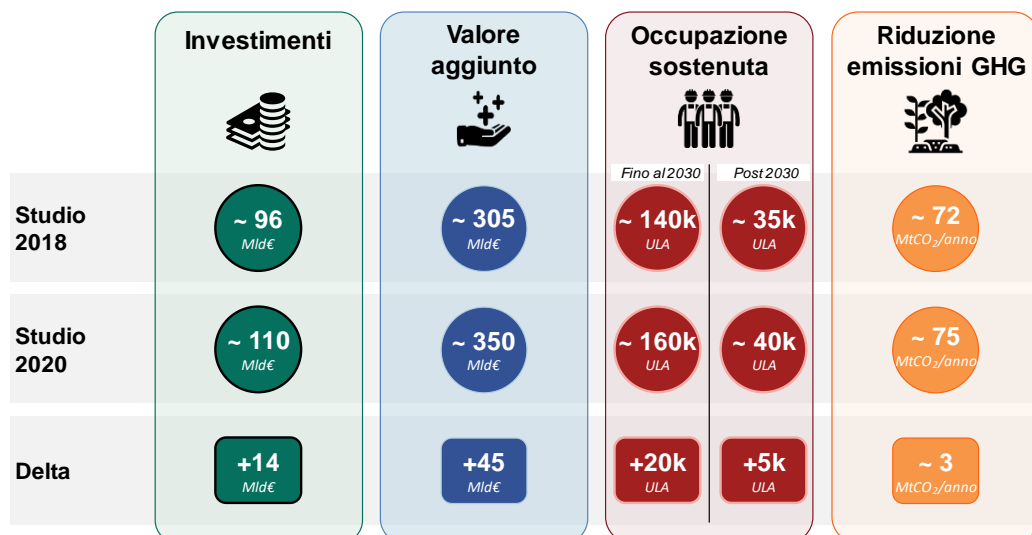
<sup>19</sup> I dettagli sono stati sviluppati nella prima edizione dello studio



## 2.5 Sintesi delle valutazioni e criticità

Le analisi svolte in questo capitolo portano ad alcune considerazioni sull'andamento, sulle previsioni e sulle ricadute dei progetti in infrastrutture energetiche prese in esame.

Figura 9. Confronto impatti Studio 2018 – Studio 2020 (2018-2030)



Fonte: Partecipanti allo studio, Analisi PwC Strategy&

Il consuntivo 2018-2019 conferma che i progetti già autorizzati procedono nella fase di realizzazione nei tempi previsti dai piani industriali degli operatori. Si evidenzia, inoltre, l'effetto che il contesto normativo e di regole può avere sull'andamento degli investimenti.

Le previsioni di investimento aggiornate per il periodo 2018-2030 ammontano a **110 Mld€** con un incremento di **14 Mld€** rispetto alle previsioni dello Studio 2018, grazie soprattutto al crescente sviluppo delle Fonti rinnovabili (FER elettriche e biometano).

Con riferimento alla **della riduzione prevista del 25%** per gli investimenti nella filiera E&P, si nota che il PNIEC conferma l'importanza della fonte petrolifera e del gas nel periodo di tempo esaminato, ponendo pertanto alcuni elementi di incongruenza laddove lo stesso PNIEC stima una riduzione del 40% al 2030 per la produzione domestica, con riflessi negativi sulla dipendenza energetica, sui livelli occupazionali del settore e sulla riduzione del gettito fiscale e delle royalties a favore dei territori.

Le ricadute complessive di questo Piano di investimenti sono **350 Mld€** in termini di valore aggiunto durante la fase di realizzazione e di esercizio delle infrastrutture con un impatto positivo dello **0,7% medio sul PIL** nel periodo 2018-2030, al netto di gettito fiscale e royalties, e senza conseguenze negative sul debito pubblico e sulle previsioni del prezzo dell'elettricità. Il livello occupazionale del settore prevede in media nel periodo di riferimento il ricorso a **135.000 Unità Lavorative Annue** ed una riduzione di gas climalteranti di circa 75 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> annue, pari a 75% degli obiettivi UE per l'Italia al 2030.

Il contributo al raggiungimento degli obiettivi al 2030, è tuttavia condizionato dall'effettivo phase-out del carbone dalla generazione elettrica al 2025 per il quale è necessaria la rapida definizione di un programma operativo concordato tra istituzioni, operatori e territorio. Senza tale programma sarà difficile avviare l'installazione di capacità di generazione elettrica alternativa da fonti rinnovabili e a gas.

Altrettanto importanti per la realizzazione degli investimenti secondo i programmi previsti sono il rispetto dei termini temporali per i procedimenti autorizzativi dei progetti e la condivisione sociale sulla loro sostenibilità attraverso l'applicazione dei modelli di economia circolare, argomenti che verranno trattati nei capitoli successivi.

### 3. Il procedimento autorizzativo: uno strumento da innovare e semplificare

Le infrastrutture energetiche costituiscono la base hardware necessaria per l'attuazione degli obiettivi europei di medio e lungo termine in materia di energia e ambiente e, conseguentemente, di quelli nazionali individuati nel PNIEC. Gli investimenti per la realizzazione di nuove infrastrutture, per la trasformazione e l'ammodernamento di quelle esistenti sono essenziali per garantire la stabilità del sistema energetico e allo stesso tempo consentire l'utilizzo di tecnologie innovative.

La programmazione degli investimenti delle aziende può, tuttavia, essere messa a rischio da farraginosità burocratico-amministrative delle procedure e, in alcuni casi, da un quadro normativo e regolatorio complesso, circostanze che potrebbero pregiudicare la realizzazione dei progetti.

I **procedimenti autorizzativi** rappresentano, in particolare, l'aspetto sul quale si ritiene necessario intervenire urgentemente per accelerare le tempistiche realizzative delle opere fornendo, quindi, da una parte strumenti concreti per l'attuazione delle misure previste nei piani comunitari e nazionali e, dall'altra, segnali agli investitori sulla coerenza tra obiettivi e interventi.

In sintesi, con riferimento al quadro normativo vigente, sono state elaborate **alcune proposte** indirizzate ad assicurare: i) **perentorietà dei termini**; ii) **maggiore coerenza del procedimento autorizzativo**; iii) **velocizzazione amministrativa**.

In questo quadro può assumere particolare rilevanza il ruolo della **governance dei procedimenti autorizzativi**, affinché sia garantita un'adeguata armonizzazione e coerenza fra le misure stabilite a livello centrale e la loro attuazione locale. Le finalità della governance sono, infatti, quelle di indirizzare e di coordinare **efficacemente** la realizzazione degli interventi previsti dalla programmazione strategica in tema energetico-ambientale.

Il tema dei tempi connessi ai procedimenti autorizzativi, analizzato nel presente paragrafo, evidenzia criticità che hanno un carattere trasversale e comune a molti settori; la risoluzione di tali criticità assume, quindi, una valenza significativa per l'intero comparto energetico.

#### 3.1 Perentorietà dei termini, coerenza normativa e velocizzazione amministrativa

In via generale, la costruzione e l'esercizio delle opere sono soggette ad un'autorizzazione unica rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico, previa intesa con la Regione o le Regioni interessate, e dopo aver acquisito il parere favorevole di compatibilità ambientale emesso con decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare alla conclusione della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), prevista dal "Testo Unico Ambientale" (Decreto legislativo del 3 aprile 2006, n. 152 e ss. mm. ii) che costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzativo.

Tutti i procedimenti seguono le modalità della Conferenza dei Servizi ai sensi della legge 241/1990 e sue successive modifiche e integrazioni, implicando il coinvolgimento di più soggetti. Tuttavia, **le attuali modalità di svolgimento degli iter autorizzativi e i relativi tempi appaiono troppo dilatati** (diverse Conferenze dei Servizi, pareri regionali e ottenimento di assenso di altri soggetti istituzionali, svolgimento VIA, ecc.) **e non sembrano consentire il rispetto degli obiettivi temporali previsti dal PNIEC**. Emerge pertanto l'esigenza di **stabilire un termine autorizzativo perentorio di 90-270 giorni a seconda della tipologia di infrastrutture**, comprendente tutte le procedure, prevedendo, altresì, il **rafforzamento dei poteri sostitutivi**.

In questo contesto si potrebbero prevedere alcune modifiche, di seguito riportate.

1. **Acquisizione immediata dell'intesa regionale**, atto vincolante e propedeutico all'adozione del decreto autorizzativo, **nell'ambito della Conferenza dei Servizi e non dopo la chiusura della stessa**.
2. **Superamento delle divergenze tra le Amministrazioni** chiamate ad esprimersi nel corso della procedura VIA/VAS o tra la Commissione VIA/VAS e il proponente per evitare possibili ulteriori dilazioni temporali. Un criterio per la risoluzione dei contrasti potrebbe essere quello di organizzare **prima** della conclusione della fase istruttoria, **un momento formale di audizione del proponente nel corso dell'istruttoria stessa e la possibilità di richiedere all'Autorità competente la convocazione di incontri tecnici di confronto**. In questa direzione, inoltre, può essere previsto un momento di confronto sulle prescrizioni tra il proponente e le Amministrazioni interessate prima dell'adozione dei rispettivi provvedimenti per garantirne la coerenza e la fattibilità.
3. **Definizione, a livello centrale, di linee guida di valutazione**, in particolare nel campo della sicurezza, al fine di garantire omogeneità dei parametri tra le regioni e celerità nella chiusura dell'iter.
4. **Estensione temporale della validità dei pareri e delle intese acquisite in relazione alle attività principali anche per le procedure conseguenti e connesse**, fatte salve le esigenze di carattere tecnico.

Anche **la stabilità e la coerenza del riferimento normativo** sono elementi fondamentali per la realizzazione degli interventi e dei relativi investimenti. A tal fine, appare opportuno fornire garanzie e **certezza sul quadro dei vincoli esistenti all'atto dello svolgimento dell'iter autorizzativo**, evitando il rischio di incorrere in situazioni che potrebbero comportare una modifica del procedimento per "vincoli sopraggiunti". In questo modo si chiarirebbe che gli atti di assenso espressi sono validi se espressi nel rispetto delle norme vigenti al momento del loro rilascio e non necessitano di essere rinnovati ogni qualvolta si registri una modifica del quadro normativo (salvo il caso in cui quest'ultima preveda espressamente e motivatamente un'efficacia retroattiva e l'atto risulti in contrasto con le nuove disposizioni).

Un ulteriore aspetto che può condizionare i tempi autorizzativi riguarda la realizzazione di analisi e sondaggi sui terreni interessati per verificare la fattibilità e compatibilità con le caratteristiche idrogeologiche e ambientali del luogo, oltre che con la eventuale presenza di elementi di interesse archeologico. In questo caso potrebbe essere di ausilio ridefinire le procedure per svolgere le necessarie **attività di studio e progettazione sui terreni interessati, stabilendo termini certi per il rilascio degli atti necessari ad accedere ai terreni dove dovranno essere effettuati tali attività ai sensi del DPR 327/01**.

Si considera altresì **importante semplificare la realizzazione degli interventi di ammodernamento delle infrastrutture esistenti (brownfields)** che consentono di adottare innovazioni tecnologiche con conseguenti vantaggi sia in termini di incremento di efficienza, sia in relazione al miglioramento dell'impatto ambientale. Nel caso di interventi su siti preesistenti si ha, inoltre, il beneficio di non occupare nuovo suolo in coerenza con gli indirizzi dell'Unione Europea di arrivare al "consumo zero di suolo" al 2050.

Relativamente alle aree sottoposte ad **attività di bonifica**, sarebbe utile realizzare le opere e gli investimenti anche in pendenza delle attività di risanamento secondo modalità e tecniche che non pregiudicano né interferiscono con il completamento e l'esecuzione della bonifica della falda, né determinano rischi per la salute dei lavoratori e degli altri fruitori dell'area. Sarebbe auspicabile **il rilascio della certificazione di avvenuta bonifica nonché della chiusura del procedimento per i terreni incontaminati**.

### 3.2 Proposte relative alle infrastrutture energetiche lineari

Le infrastrutture energetiche lineari, oggetto del presente studio, in genere attraversano un territorio vasto, richiedendo l'adozione di pareri, intese e nulla osta di numerose Amministrazioni. Un errore o un'omissione formale commessa nell'emanazione di un singolo atto può di fatto pregiudicare il completamento dell'opera, anche se già in stato avanzato di realizzazione. Di seguito sono state individuate una serie di proposte volte a superare tali eventualità e concorrere al raggiungimento dell'esito positivo del procedimento.

1. **Disciplinare un iter accelerato per riadottare provvedimenti annullati per vizi formali inerenti a singoli atti endoprocedimentali** può incidere positivamente sull'efficacia del provvedimento autorizzativo nella sua interezza. Infatti, la necessità di reiterare l'intero procedimento amministrativo comporta notevoli incertezze e rischi sia dal punto di vista dei costi dell'opera, che ai fini del perseguimento degli obiettivi di efficienza e sicurezza del sistema energetico.
2. **Prevedere procedure semplificate nell'ambito della manutenzione e degli interventi di rifacimento e adeguamento tecnologico delle infrastrutture**, consentirebbe di realizzare tempestivamente gli interventi urgenti necessari a mantenere in sicurezza il sistema e di ridurre l'impatto delle infrastrutture di rete sul territorio. Infatti, semplificando le procedure autorizzative per gli interventi di rifacimento delle linee in esercizio, si incoraggerebbe la valorizzazione di asset esistenti, riducendo il consumo di suolo e promuovendo l'impiego, in sede di rinnovo dell'opera, delle soluzioni tecnologiche più efficienti e meno impattanti oggi disponibili.

### 3.3 Proposte relative alle infrastrutture puntuali

L'esigenza di semplificare alcuni procedimenti autorizzativi è necessaria anche per la tempestiva realizzazione di infrastrutture circoscritte in ambiti territoriali limitati.

In particolare, il settore della generazione elettrica sarà investito nei prossimi anni da importanti trasformazioni, caratterizzate dall'aumento della produzione da fonti di energia rinnovabile (FER), dall'installazione di nuova capacità termoelettrica a gas più efficiente, dallo sviluppo di tutte le forme di flessibilità del sistema (accumuli, demand response, sviluppo della rete, digitalizzazione) che assicurino la opportuna adeguatezza e sicurezza del sistema anche in concomitanza con il phase-out del carbone al 2025.

È quindi indispensabile **accelerare le procedure autorizzative** per le infrastrutture funzionali al raggiungimento del suddetto obiettivo.

Una misura che può contribuire ad accelerare i tempi e gli interventi è l'**individuazione**, per ciascuna tipologia di impianto e di fonte, degli interventi di **modifica sostanziale** da assoggettare ad **autorizzazione unica** e quelli di **modifica non sostanziale** che potrebbero essere invece assoggettate a **Procedura Autorizzativa Semplificata o Comunicazione**. Di fatto la disciplina attuale sottopone ogni intervento che comporti una variazione delle dimensioni originariamente occupate dal progetto, ad un procedimento di autorizzazione e/o di valutazione ambientale ordinario.

Andrebbero inoltre previste **procedure autorizzative semplificate per gli interventi di revamping e repowering degli impianti esistenti** per ogni tipo di tecnologia che, oggi, di fatto non esistono o sono parzialmente previste con la recente disciplina (DLGS 104/2017) che recepisce nell'ordinamento nazionale la direttiva VIA (2014/52/UE). Quindi gli interventi su impianti esistenti ricadono nella stessa disciplina prevista per un nuovo impianto. Il rinnovamento degli impianti con tecnologie innovative ad alta efficienza consentirebbe di

sfruttare meglio le risorse naturali, compreso il riutilizzo del suolo, e le infrastrutture di trasmissione e distribuzione elettrica.

Sarà indispensabile, innanzitutto, garantire anche qui certezza dei termini dell'iter autorizzativo, che per gli impianti FER sono nell'esperienza più lunghi rispetto a quelli previsti dalle norme. In questa direzione si propone di **rimodulare gli iter autorizzativi prevedendo la semplificazione degli adempimenti e della documentazione da produrre.**

Per quanto riguarda gli interventi **greenfield**, appare opportuno superare gli ostacoli relativi alla localizzazione degli impianti FER individuando le aree idonee **alla realizzazione degli impianti e dare priorità ai relativi iter autorizzativi.**

Relativamente al **repowering degli impianti FER** sarebbe opportuno dare attuazione alle norme di legge esistenti (artv 5, c3, DLGS 3 marzo 2011 n. 28) che prevedono la differenziazione tra modifiche sostanziali. Da assoggettare al procedimento di autorizzazione unica, e modifiche non sostanziali, da assoggettare a Procedura Autorizzativa semplificata (PAS).

Anche nel caso di impianti di produzione di **biometano** e di interventi per il loro allacciamento alla rete di trasporto, il quadro autorizzativo prevede procedure e enti di riferimento diversi e tempi differenti. Si ritiene pertanto necessario **garantire un coordinamento tra le diverse Amministrazioni coinvolte, che assicurino la coerenza dei procedimenti e la tempestività nei tempi di rilascio dei permessi.**

La transizione energetica si realizzerà anche grazie al mantenimento delle infrastrutture esistenti, quali le **raffinerie** impegnate in un programma di investimenti derivanti dal **rinnovo delle autorizzazioni AIA (Autorizzazioni Integrate Ambientali) rilasciate nel 2018** con, in alcuni casi, prescrizioni più penalizzanti di quanto previsto a livello europeo. Nonostante ciò, a distanza di meno di un anno dal rilascio delle nuove AIA le stesse sono state riaperte, per iniziativa delle Amministrazioni locali, con la richiesta di ulteriori investimenti in alcuni casi tecnicamente inattuabili negli impianti esistenti. **L'assenza di un quadro di regole certe, consolidate e durature per impianti strategici**, che richiedono investimenti di lunga durata, rappresenta una forte criticità non solo per gli operatori degli impianti stessi ma anche per l'approvvigionamento energetico del Paese.

Con riferimento alle nuove installazioni di **Small Scale LNG**, i tempi di rilascio delle autorizzazioni sono stati complessivamente soddisfacenti, seppur non strettamente entro i limiti di legge.

### 3.4 Governance nei processi autorizzativi

Per quantità, qualità e tempistica degli interventi, il PNIEC si può definire una operazione "straordinaria complessità". L'attuale modello di governance dei procedimenti autorizzativi, che implica il coinvolgimento e l'azione delle amministrazioni centrali e locali, potrebbe non essere in grado di gestire efficacemente il complesso degli interventi che dovranno essere attuati. Gli effetti della politica energetica nazionale e il conseguente impegno che ne deriverà, anche per le imprese, richiedono peraltro un grande sforzo di coordinamento amministrativo, di magnitudo pari al piano da realizzare, che dovrà essere sostenuto da norme dedicate.

Il recente inserimento nel Piano dell'"**Osservatorio PNIEC**" presso la Presidenza del Consiglio sarà di aiuto; pare necessario però estenderne l'ambito di attività da mero osservatorio a **strumento di coordinamento e gestione, dotandolo di poteri sostitutivi** per un più efficace intervento.

Sembra anche indispensabile prevedere **un significativo aumento degli organici della Commissione VIA/VAS, con la costituzione di una sottocommissione per il settore energetico di adeguata struttura**. Nel tempo, infatti, il numero dei commissari VIA/VAS è stato ridotto da 60 a 40 componenti, a fronte di un aumento del carico di lavoro con il passaggio di competenze dalle Regioni allo Stato.

Infine, per le infrastrutture energetiche che comportano investimenti superiori a 300 milioni di euro si rende necessario il **Dibattito Pubblico** come previsto dal DPCM n.76 del 10 maggio 2018. Sebbene si tratti di uno strumento che non ha ancora trovato applicazione, sembra contenga al suo interno alcune possibilità di estensione del tempo unico previsto, facendo pertanto emergere l'esigenza di **accertare la coerenza dei termini temporali per garantirne l'efficacia come strumento di dialogo e programmazione**.



#### 4. Le infrastrutture energetiche per un modello di sviluppo circolare e sostenibile

L'Italia, in coerenza con il Green Deal europeo, si impegna per una transizione verso un nuovo sistema economico che sia sostenibile, circolare, fondato sull'utilizzo di fonti rinnovabili e low-carbon, in particolare di gas progressivamente decarbonizzato e di combustibili alternativi e sull'impiego di tecnologie innovative.

Sarà importante, come sottolineato dalla stessa Commissione Europea, che tale impegno nella crescita sostenibile sia "inclusivo e giusto" e che le strategie industriali, il Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima e il Piano di Azione sull'Economia Circolare siano tra loro fortemente integrati e interconnessi.

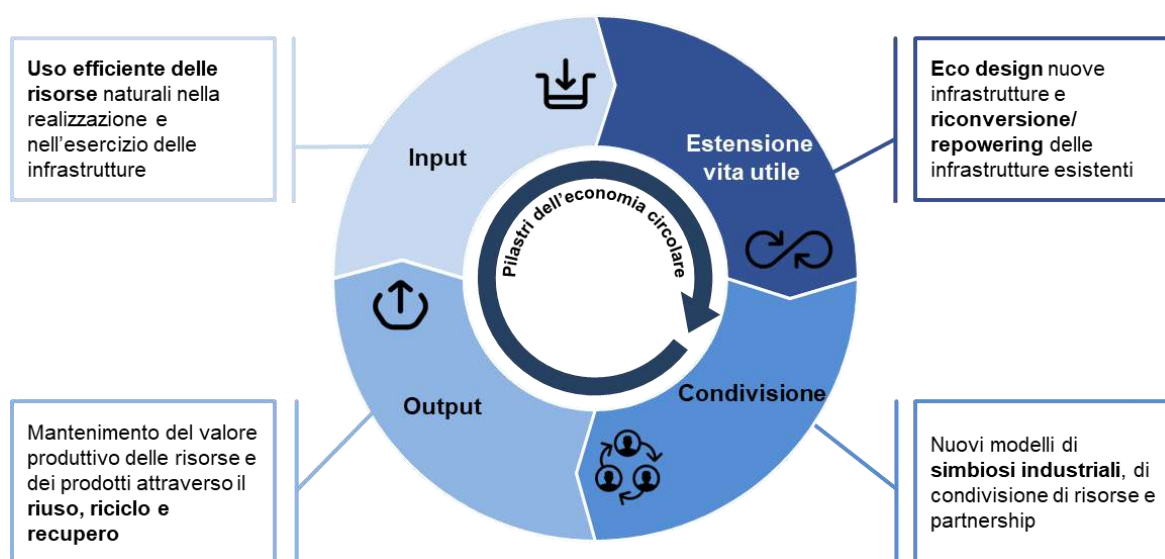
Ed è in tale direzione che il quadro normativo nazionale dopo aver visto la recente approvazione del c.d. Decreto Clima dovrà muoversi nel definire le misure volte all'implementazione del Green Deal a livello nazionale e al recepimento delle direttive europee relative alla penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico (RED II) e all'economia circolare (Pacchetto UE Circular Economy). Il traguardo degli obiettivi ambientali posti in questo contesto richiede investimenti ingenti, perlopiù privati, che necessitano di una governance chiara a garanzia di un quadro normativo stabile, sinergico e di lungo respiro, che tenga conto in modo coordinato di tutte le leve in gioco in tutti i settori e che sia in grado di stimolare e sostenere gli investimenti necessari.

In tale contesto, lo sviluppo del modello di **economia circolare** rappresenta una opportunità strategica per garantire un uso efficiente e razionale di tutte le risorse e per contribuire al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Nel passaggio dal modello lineare basato su produzione, distribuzione, consumo e smaltimento ad un sistema che promuova il riutilizzo/riciclo e punti a processi rigenerativi, il settore energetico avrà un ruolo fondamentale per costruire un futuro sempre più circolare a sostegno di una crescita economica sostenibile del nostro Paese, anche attraverso partnership con altri settori industriali ed economici. La leva rigenerativa, che rappresenta uno dei principi su cui si basa l'economia circolare, contribuisce a mantenere la competitività dei sistemi produttivi e a diminuire il rischio di impresa legato ad una strategia che non tenga conto dei processi di decarbonizzazione richiesti alle imprese energetiche.

Lo scopo principale di questo capitolo è fornire esempi, relativi al settore energia, di iniziative legate ai temi dell'ottimizzazione e valorizzazione delle risorse secondo un modello sempre più circolare e più sostenibile in linea con i pilastri dell'economia circolare.

Figura 10. I pilastri dell'economia circolare



Fonte: Confindustria Energia<sup>20</sup>

Il capitolo, pur toccando alcuni dei punti fondamentali che risiedono nell'alveo dell'economia circolare, non ha la pretesa di affrontare in maniera esaustiva il tema.

#### 4.1 Principali iniziative e opportunità

L'attuale sistema industriale ha già basi radicate in tema di efficientamento energetico in un'ottica di miglioramento continuo, e i progetti di risparmio energetico attuati posizionano il nostro paese tra i più virtuosi in Europa in questo settore. Considerando l'efficienza energetica una fase consolidata nel processo di transizione verso modelli circolari, il presente lavoro intende valorizzare le iniziative messe in campo dalle Aziende del settore energetico per fornire un'analisi di contesto del tasso di circolarità in Italia, portando in evidenza i principali progetti in ambito rigenerativo e per fornire un quadro organico di proposte che possano concorrere all'evoluzione del modello autorizzativo e regolatorio e ad agevolare il percorso verso un modello economico sempre più circolare.

In quest'ottica si riassumono, organizzate secondo i pilastri ed i principali drivers dell'economia circolare, le diverse iniziative sviluppate dalle imprese del settore energetico, che saranno in seguito trattate negli appositi box di approfondimento e che consentono il distacco da una visione lineare dell'attività economica:

- **Mantenimento del valore produttivo dei materiali e delle risorse tramite riuso e riciclo (Box 1).** Ricadono in tale ambito le iniziative volte alla valorizzazione dei flussi tecnici, quali sottoprodotti, residui di produzione e materie prime seconde, che l'economia lineare definirebbe di scarto e che invece in un contesto di utilizzo circolare dei materiali e delle risorse rappresentano un bene a tutti gli effetti, anche in termini di benefici ambientali, rendendo il sistema economico più efficiente, minimizzando al contempo il consumo di risorse naturali. A riguardo le iniziative più qualificanti

<sup>20</sup> Pilastri dell'economia circolare descritti nel documento: "Economia circolare ed uso efficiente delle risorse indicatori per la misurazione dell'economia circolare" del MATTM in collaborazione con il MISE e con il supporto tecnico-scientifico dell'ENEA (Link: [https://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/notizie/documento\\_indicatori\\_EconomiaCircolare\\_versione\\_consolidata\\_def.pdf](https://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/notizie/documento_indicatori_EconomiaCircolare_versione_consolidata_def.pdf))



consistono nella produzione di vettori energetici rinnovabili e sostenibili quali i biocarburanti e i biocombustibili, liquidi e gassosi, da sottoprodotti, rifiuti e materie prime seconde; il riciclo e riutilizzo delle batterie; i riutilizzi interni al sito industriale delle acque di produzione non reiniettabili.

- **Uso efficiente delle risorse naturali nella realizzazione delle infrastrutture (Box 2).** Vi rientrano tutte le soluzioni progettuali ed operative adottate per minimizzare il consumo di risorse naturali vergini nella fase realizzativa delle opere energetiche lineari, quali elettrodotti e reti di trasporto gas, e per ridurre la produzione di rifiuti dai cantieri di lavoro, privilegiando logiche di riutilizzo dei materiali e ottimizzazione della logistica.
- **Estensione della vita utile, recupero delle infrastrutture e valorizzazione aree afferenti (Box 3).** Le infrastrutture dell'economia circolare comprendono anche gli asset progettati o ridisegnati per l'ottimizzazione dell'uso delle risorse attraverso l'estensione della vita utile come ad esempio la riconversione delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie e di elettrodotti esistenti, nonché il repowering e revamping degli impianti di produzione elettrica esistenti. Analogamente, il recupero degli asset, come la previsione per l'utilizzo delle attuali infrastrutture gas naturale anche per il trasporto dell'idrogeno, interventi di riqualificazione e trasformazione delle realtà produttive esistenti per lo sviluppo di una filiera energetica low-carbon e il riutilizzo di aree bonificate per lo sviluppo delle fonti rinnovabili costituisce una ulteriore area strategica di intervento.
- **I nuovi modelli di simbiosi industriale (Box 4).** Lo sviluppo di nuovi progetti in ambito energetico può talvolta diventare occasione per attivare processi virtuosi di simbiosi industriale e/o di condivisione di risorse e sinergie con il territorio circostante, liberando contestualmente risorse di maggior pregio per utilizzi prioritari. A livello industriale questo approccio, attuabile sia tra siti appartenenti a settori diversi ("cross industry"), sia nella catena di distribuzione dei beni e servizi ("supply chain"), anche attraverso partnership pubblico/privato, non solo consente di intercettare negli scarti di un comparto opportunità di sviluppo per un altro, ma anche di favorire processi di trasformazione tecnologica e di innalzare la qualità dei prodotti e servizi. Alcuni esempi sono rappresentati: dalla partnership tra aziende energetiche e associazioni del mondo agricolo nell'ambito della produzione di biometano per la valorizzazione degli scarti agricoli e di allevamento; dal Water reuse e dal Water Management per la valorizzazione delle acque reflue industriali trattate e delle acque di falda bonificate ai fini del loro utilizzo nei siti industriali, limitando così il prelievo della risorsa idrica; dallo sviluppo dell'intera filiera della frazione organica dei rifiuti solidi urbani e degli oli alimentari esausti, dalla raccolta alla loro trasformazione, per la valorizzazione in vettori energetici su scala industriale, attraverso accordi di collaborazione con aziende municipalizzate per la raccolta rifiuti e soggetti della grande distribuzione.
- **Nuove tecnologie e feedstock sostenibili per la produzione di biocarburanti (Box 5).** Il percorso verso una proposta circolare sempre più intensiva è arricchito della ricerca e sviluppo di nuove tecnologie e di feedstock sostenibili per la produzione di biocarburanti (incluso il biometano) e da progetti innovativi quali la produzione di idrogeno e metanolo da plastiche non riciclabili e combustibili solidi e secondari o la power to gas per la produzione di gas naturale o idrogeno.

#### 4.2 Proposte per supportare lo sviluppo di un mercato circolare

Le suddette iniziative, oltre a contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale previsti dal Piano Energia e Clima, consentono di liberare investimenti e risorse

economiche, valorizzando tra le altre cose il patrimonio tecnologico e di competenze del nostro Paese.

Per l'avvio di un mercato circolare sarà necessario garantire le migliori condizioni a livello normativo, anche superando gli eventuali approcci restrittivi esistenti, e un chiaro quadro regolatorio in grado di valorizzare i progetti che ricadono nel modello di economia circolare, di stimolare sinergie tra i comparti industriali, di abilitare soluzioni di efficientamento energetico e di rispondere efficacemente alle esigenze tecnologiche e di innovazione che saranno sviluppate nei prossimi anni.

Esempi in questa direzione sono: prevedere iniziative volte a stimolare ulteriormente lo sviluppo del biometano, anche nella sua forma liquefatta, ed estenderne l'uso oggi confinato a un singolo settore (trasporti) anche nella generazione elettrica e a tutti i settori finali, nonché iniziative per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno, abilitando soluzioni di sector coupling tra settore elettrico e gas. Già oggi invece un maggior ricorso all'utilizzo dei sottoprodotti e la neo disciplina della cessazione della qualifica di rifiuto, comunemente conosciuta come "end of waste", potrà consentire l'attivazione di tutte quelle iniziative finalizzate al riutilizzo e alla valorizzazione di sottoprodotti, materiali di scarto e materie prime seconde e l'autorizzazione dei processi di riciclo dei rifiuti anche in attesa dell'emanazione dei singoli regolamenti end of waste. Si segnala che il decollo del settore del biometano da rifiuti ha dovuto attendere il recepimento anticipato della nuova disciplina europea sulla cessazione della qualifica di rifiuto (art. 6 dir. 2008/98/CE modificata dalla dir. UE 2018/851)<sup>21</sup>. In questo contesto, nel mese di febbraio 2020 il MISE ha annunciato che interverrà a breve su alcune criticità del decreto biometano e pubblicherà una lista di sottoprodotti validi per ottenere l'incentivo.

Sarà invece necessario un maggior coordinamento strategico nel processo di recepimento delle direttive europee relative alla penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico (RED II) e al Pacchetto Circular Economy, per assicurare l'individuazione di misure idonee al traguardo sia dei targets fissati dalla direttiva RED II e dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) che degli obiettivi di riciclo e recupero dei rifiuti, in grado di garantire e stimolare gli investimenti in questo settore. Tale coordinamento si renderà ancora più fondamentale alla luce della nuova strategia industriale europea e del nuovo Piano d'Azione sull'economia circolare interconnessi tra loro che la Commissione Europea presenterà nel marzo 2020.

Altro tema chiave per lo sviluppo della generazione elettrica da fonti rinnovabili in vista degli obiettivi 2030 previsti dalla RED II e dal PNIEC è quello del repowering, che attualmente risente di alcune criticità che potrebbero essere superate puntando all'introduzione di regole più chiare e uniformi e procedure semplificate, anche per ridurre i tempi di approvazione da parte degli enti preposti. Inoltre, sarà necessario superare vincoli come lo "Spalma-incentivi volontario" (salvaguardando chi ha deciso di aderire) che impedisce l'accesso a schemi di supporto per gli operatori che hanno deciso di non aderire (ad oggi la maggioranza degli operatori).

Nel recepimento della direttiva RED II dovrà inoltre essere riconosciuto il contributo dei recycled carbon fuel ai fini del raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili nei trasporti (14%), resi ancor più ambiziosi dal PNIEC (22%). Ciò anche contribuendo alla predisposizione dell'atto delegato della Commissione UE relativo alle soglie

---

<sup>21</sup> La nuova disposizione (introdotta dall'articolo 14-bis della L. 128/2019) ha modificato l'art 184 ter del Testo Unico Ambientale recependo i criteri europei e consente alle regioni di autorizzare gli impianti in attesa dell'emanazione dei regolamenti ministeriali di dettaglio, a cui le autorizzazioni dovranno eventualmente adeguarsi una volta emanati i regolamenti che disciplinano i relativi processi.

minime di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per carburanti derivanti da carbonio riciclato sulla base di un approccio che tenga conto delle emissioni lungo il ciclo di vita.

La normativa dovrà inoltre prevedere misure di semplificazione degli adempimenti necessari per lo svolgimento delle attività di ricerca e sperimentazione in laboratorio e per l'impiego sperimentale dei materiali ottenuti nel corso di dette attività. Sarà anche necessario chiarire la configurazione dei materiali prodotti dagli impianti pilota autorizzati ai sensi dell'articolo 211 del TUA per lo svolgimento delle attività di ricerca e sperimentazione in campo.

Anche nell'ambito dei progetti di risparmio dell'utilizzo della risorsa idrica mediante processi di valorizzazione delle acque reflue trattate, al fine di ottimizzare i processi di depurazione e di riutilizzo in funzione della destinazione d'uso e di conferimento delle acque trattate, saranno necessari alcuni chiarimenti rispetto al quadro normativo di riferimento.

Al fine di favorire nuovi investimenti low-carbon e FER sui siti già antropizzati, bonificati e sulle aree industriali dismesse, si ritiene opportuno semplificare l'iter per il rilascio della certificazione di avvenuta bonifica per singole aree e per la chiusura del procedimento per i terreni puliti, nonché facilitare la voltura di progetti di bonifica in caso di compravendita di terreni e più in generale, assicurare tempi certi per il rilascio dei permessi alla realizzazione delle opere.

In un contesto più generale di neutralità tecnologica dovranno essere superate tutte quelle barriere normative e infrastrutturali che tuttora permangono per consentire alle tecnologie di svilupparsi come nel caso dei sistemi di produzione del biometano a partire dall'upgrading del biogas, dell'idrogeno e della produzione di carburanti alternativi e biocarburanti avanzati. Appare quindi opportuno integrare o, laddove già presenti migliorare, le misure di incentivazione da destinare allo sviluppo dei processi di economia circolare e che possono contribuire alla decarbonizzazione e utilizzare la leva fiscale per prevedere ulteriori misure di agevolazione per tecnologie e beni strumentali a un uso più efficiente delle risorse al fine di favorire gli investimenti in questo campo (come il credito d'imposta per l'economia circolare per gli anni 2020-2022 previsto dal Tavolo Transizione 4.0 del Ministero dello Sviluppo Economico) e di incentivazione del mercato delle materie prime seconde.

Con riferimento al tema del fine vita dei pannelli fotovoltaici, sarà fondamentale ottimizzare le relative attività di riciclo e recupero dei componenti, sensibilizzando tutti gli operatori coinvolti sui benefici derivanti dai meccanismi incentivanti per la gestione dei rifiuti (Conto Energia) (d.lgs. n. 49/2014 - art.40, comma 3). Esistono tuttavia alcune criticità relative ai meccanismi incentivanti (quota trattenuta, quota restituita al Soggetto responsabile dell'impianto, casi di esclusione del trattenimento della quota), che si ritiene importante superare, anche per favorire i processi di recupero di materie da reimmettere nelle filiere produttive in un'ottica di riciclo e riuso, sulle quali sarebbe necessario avere ulteriori chiarimenti da parte del GSE.

Altra leva utile a favorire lo sviluppo dell'economia circolare e del relativo mercato è rappresentata dal Green Public Procurement che privilegia l'approvvigionamento di beni, servizi e opere con impatto ambientale ridotto, nell'intero ciclo di vita, e che costituisce un valido supporto allo sviluppo di un mercato interno più ecologico, sociale e innovativo. In questa direzione è cruciale la definizione corretta dei criteri ambientali minimi (CAM) con l'obiettivo di promuovere davvero le best practice disponibili. In una pianificazione a lungo termine gli accordi pre-commerciali e gli appalti innovativi dovrebbero avere come sbocco finale la messa a punto di CAM specifici e core per tutte le Aziende private di interesse pubblico che vogliono intraprendere il cammino del GPP e della sostenibilità della propria catena di fornitura.

### 4.3 Investimenti, progetti ed innovazione

#### **Box 1 - Mantenimento del valore produttivo del riuso e riciclo dei materiali e delle risorse**

Coerentemente con il percorso di decarbonizzazione del nostro Paese e con i pilastri della strategia sull'economia circolare, nonché per soddisfare i requisiti della direttiva UE sulle energie rinnovabili e raggiungere entro il 2020 il 10% di energia da fonti rinnovabili nei carburanti convenzionali, sono state riconvertite le raffinerie di Venezia e Gela in bioraffinerie, per produrre biocarburanti di altissima qualità, tra cui bio diesel, bio GPL e bio nafta.

In considerazione della grande flessibilità della Tecnologia Ecofining™ sviluppata da Eni di trattare varie tipologie di cariche, si prevede di incrementare l'utilizzo di feedstock alternativi all'olio di palma, le c.d. advanced, fino a un valore complessivo di circa 1 milione ton/annue, come scarti e sottoprodotti di settori industriali delle coltivazioni di piante oleaginose, bio oli da alghe, bio oli da materiale lignocellulosico, scarti delle filiere alimentari (es. oli vegetali esausti, grassi animali in quanto scarti di produzione).

Tali cariche non solo non competono con la filiera alimentare ma non implicano il consumo di acqua, suolo e fertilizzanti, aspetti che esaltano la componente di sostenibilità nonché favoriscano processi di circolarità utilizzando aree brownfield, rendendo disponibili terreni per usi agricoli.

Con lo sviluppo della filiera del biometano avanzato si risponde concretamente alla domanda di decarbonizzazione del gas. Il biometano avanzato prodotto secondo i principi di "biogas fatto bene" evita la competizione con il mondo agricolo per l'uso del terreno, valorizzando e trasformando gli scarti in un vettore energetico ambientalmente compatibile e sostenibile e pertanto rappresenta una fonte rinnovabile favorevole all'economia circolare. Sulla base di ipotesi riguardo i costi e la sostenibilità ambientale, la produzione e l'uso di biometano in Italia può avere uno sviluppo stimato in 6Mld di mc di gas al 2030 prodotto da biomasse non in competizione con la filiera agricola (da reflui zootecnici, da biomasse sostenibili per usare coltura in rotazione, da scarti e sottoprodotti della produzione agricola e agro alimentare nonché dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani da rifiuti organici (FORSU).

Il biometano è una fonte flessibile, programmabile e utilizzabile nelle infrastrutture del gas esistenti, in grado quindi di essere trasportato e distribuito attraverso le esistenti reti e impiegato sia nella mobilità sostenibile e sia in tutti gli usi energetici (industria, generazione elettrica, heating&cooling). Inoltre, le tradizionali stazioni di servizio CNG/LNG, rappresentano piattaforme già esistenti per la penetrazione nel mercato di questo biocarburante.

Anche nel settore elettrico il biometano fornirà un contributo importante al Paese per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.

In settori - quali il trasporto pesante stradale e marittimo, utenze offgrid e reti isolate - la filiera del biometano trova piena valorizzazione nel bioGNL: partendo dalla liquefazione di biometano, infatti, è possibile integrare ai vantaggi legati alla sostenibilità della filiera quelli della flessibilità nel trasporto e della disponibilità geografica (potendo servire utenze non direttamente collegate alla rete di distribuzione). Relativamente a quest'ultimo tema, la possibilità di liquefare biometano in bioGNL rappresenta un fattore estensivo del perimetro di applicazione del biometano, garantendo anche a quei produttori non direttamente connessi alla rete di poter produrre biometano e stoccarlo in forma liquida, per destinarlo poi ai principali settori di utilizzo precedentemente citati.

Nel settore di risanamento ambientale, Eni Rewind, la società ambientale di Eni, in linea con i principi dell'economia circolare attua progetti che valorizzano i rifiuti, anche industriali, assicurandone un recupero sostenibile.

Per quanto riguarda la valorizzazione dei rifiuti in vettori energetici, ritroviamo gli impianti Waste to Fuel, dal nome della tecnologia proprietaria di Eni, che trasformano la Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani in bio olio, biometano e acqua. Ad oggi è in marcia l'impianto pilota presso la Raffineria di Gela alimentato indicativamente con circa 700 kg/giorno di raccolta "umida". Il progetto Waste to Fuel non sottrae risorse né alla filiera alimentare, in quanto riutilizza gli scarti di cibo, né alla filiera agricola perché le biomasse utilizzate non provengono direttamente dalla produzione nei campi. Grazie alla sperimentazione si potranno acquisire le informazioni necessarie per la progettazione di nuovi impianti su scala industriale, con size di 150 kt/anno di FORSU, equivalenti a trattare i rifiuti prodotti da 1 milione e mezzo di persone.

Nel piano strategico 2019-2022 la Società ha previsto investimenti in impianti Waste to Fuel per una capacità complessiva superiore a 300 Kt/a.

Anche nell'ambito delle iniziative di Water and Waste Management nel realizzare gli impianti per la riduzione dell'impatto ambientale possono riscontrarsi elementi di circolarità nella valorizzazione delle risorse, come il progetto Mini blue Water, che applicando tecnologia proprietaria Eni, permetterà una gestione sostenibile delle acque associate all'attività estrattiva del Centro Olio Val D'Agri. L'impianto, in corso di autorizzazione, sarà in grado di ridurre drasticamente l'uso della risorsa idrica, azzerando il footprint ambientale dovuto al prelievo delle acque all'esterno e nel contempo ridurre lo smaltimento e residui in uscita (soluzioni saline e fanghi).

Nel settore della trasmissione elettrica iniziative virtuose possono riguardare il trattamento di alcune tipologie di rifiuti di processo quali la rigenerazione del **Gas esafluoruro di zolfo non più riutilizzabile in sito**, che Terna ha deciso di attuare in via prioritaria rispetto allo smaltimento anche per questa tipologia di rifiuto. Per fare ciò, è stata elaborata una nuova procedura operativa che prevede il trattamento del gas finalizzato a ripristinarne i parametri di purezza, conformemente a quanto specificato all'interno dalla norma CEI EN 60480.

Altro tema che avrà un'importanza crescente nel futuro è quello del **riciclo** e riutilizzo delle batterie. La sfida per lo sviluppo e la diffusione dello storage (sia mobile che fisso) non può prescindere dalle soluzioni riguardanti lo smaltimento delle batterie. Le procedure ottimali per il riciclo non sono ancora state definite, ma esistono varie tecnologie in fase di perfezionamento. Inoltre, sistemi di controllo elettronici sempre più avanzati possono gestire in maniera ottimale le batterie per allungarne la vita.

Il recupero di preziosi componenti, principalmente litio e cobalto, è comunque solo uno dei sistemi per un corretto smaltimento delle batterie. Altra frontiera che sta assumendo sempre più importanza è quella del riuso delle stesse batterie. Per fare un esempio concreto, la durata media delle batterie dei veicoli elettrici viene stimata intorno ai 15 anni secondo elaborazioni Motus-E. Al termine del ciclo di vita, alcune batterie potrebbero essere ancora in grado di immagazzinare energia rinnovabile (ad esempio accoppiate con sistemi fotovoltaici di piccola taglia). Altre potrebbero essere utilizzate come sistemi di alimentazione di riserva degli edifici. connesse in rete quindi potrebbero dare un importante supporto all'infrastruttura.



**Box 2- Uso efficiente delle risorse naturali nella realizzazione delle infrastrutture**

Nell'ambito della rete di trasmissione elettrica si rinvencono diversi elementi di circolarità in fase di realizzazione delle infrastrutture pianificate per il prossimo decennio. Nel dettaglio sono state studiate soluzioni progettuali per minimizzare l'occupazione di suolo, anche con riferimento a interventi sulla viabilità nei piani di cantierizzazione; pertanto oltre a massimizzare l'uso dell'elicottero evitando l'apertura di nuove piste di cantiere, ove possibile si preferisce l'utilizzo di strade esistenti quali passaggi interpoderali o piste utilizzate dai conduttori dei fondi per il transito con i mezzi agricoli.

Altre iniziative riguardano la localizzazione delle linee RTN con particolare attenzione alle interferenze con zone di pregio paesaggistico e naturalistico, mediante l'adozione di tutte le misure necessarie per non arrecare disturbo alla vegetazione e alla fauna durante le lavorazioni (fermo cantieri nel periodo riproduttivo, barriere fonoassorbenti per sorgenti puntiformi, barriere anti rospo).

Si prevede inoltre di massimizzare il riutilizzo del suolo escavato. Al riguardo le terre e rocce da scavo prodotte, qualora conformi ai requisiti di qualità ambientali, saranno riutilizzate per il rimodellamento in sito evitando da una parte la produzione di rifiuti e dall'altra l'approvvigionamento di materiale di cava.

Infine, diverse sono le iniziative volte ad incentivare il riciclo e il recupero degli imballaggi, nonché la raccolta differenziata nei cantieri. Spicca poi l'87% del riciclo dei rifiuti originati dalla manutenzione delle infrastrutture elettriche.

In fase di costruzione vengono utilizzate tecnologie avanzate di scavo e di posa delle tubazioni che interferiscono il meno possibile con l'ambiente circostante. La soluzione ottimale per la realizzazione di gasdotti sia nelle fasi di fattibilità che di costruzione è rappresentata dall'individuazione di siti che non rientrino nelle aree protette, sia offshore che onshore.

La fase di costruzione prevede l'utilizzo, compatibilmente con la fattibilità tecnica, di procedure e tecnologie che riducano le interferenze con l'ambiente circostante e che risultano meno invasive in ambienti naturali di pregio, quali: la riduzione della larghezza della fascia di lavoro, la minimizzazione delle infrastrutture di cantiere provvisorie e le tecniche esecutive "trenchless" (tunnel e microtunnel) in alternativa agli scavi tradizionali.

Terminata la fase di costruzione viene effettuata un'accurata operazione di ripristino ambientale in modo da riportare il terreno nelle condizioni originali.

### Box 3 - Estensione della vita utile o recupero delle infrastrutture esistenti e valorizzazione delle aree afferenti

Le infrastrutture dell'economia circolare sono anche gli asset progettati o ridisegnati per l'ottimizzazione dell'uso delle risorse attraverso l'estensione della vita utile o il recupero degli asset attraverso interventi di riqualificazione, conversione e trasformazione delle realtà produttive esistenti per lo sviluppo di una filiera energetica low carbon.

Un importante intervento di riqualificazione e trasformazione di realtà produttive esistenti per lo sviluppo di iniziative low carbon, caratterizzato da alto contenuto tecnologico e di ricerca, è rappresentato dalla riconversione di raffinerie tradizionali in bioraffinerie, come già descritto nel Box 1.

Nel 2030, con il phase-out del carbone e l'incremento delle rinnovabili (FV e vento), la generazione gas continuerà a giocare un ruolo essenziale nel mix energetico italiano. Tra il 2025 e il 2030 un numero significativo di impianti alimentati a gas raggiungeranno la fine della vita utile. È dunque necessario investire nella sostituzione dell'attuale generazione gas con cicli combinati ad alta efficienza (CCGT di classe H) e, dove possibile, nell'estensione della vita degli impianti attuali. In questo contesto si inserisce il progetto, in fase di realizzazione, di rifacimento della Centrale Termoelettrica di Marghera Levante di Edison, che è stato pensato per preservare il più possibile la struttura impiantistica presente in sito e utilizzare in modo estensivo gli impianti ausiliari e le infrastrutture/interconnessioni con le reti esterne ivi già presenti. Il progetto consentirà tra l'altro di ottenere una significativa riduzione delle ricadute ambientali (emissioni CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>), ponendosi come esempio virtuoso nel campo dell'economia circolare.

Altro tema chiave per lo sviluppo della generazione elettrica in vista degli obiettivi 2030 è quella del repowering con tecnologie di nuova generazione. Il PNIEC italiano prevede infatti un sostanziale incremento della capacità installata di fonti rinnovabili rispetto ai livelli attuali, con il contributo maggiore da parte del fotovoltaico e l'eolico. Per raggiungere tali obiettivi sarà indispensabile ottenere un equilibrio tra impianti green-field ed il repowering dell'esistente. Quest'ultimo (assieme al Life-Time Extension, o LTE, degli impianti, ossia l'estensione della vita utile aumentando l'efficienza ma senza modificare la potenza nominale) rappresenta un importante strumento per valorizzare al meglio le risorse esistenti in ottica di economia circolare, sfruttando tutto il potenziale dei migliori siti con benefici in termini di risparmio di suolo e migliore performance nella generazione elettrica.

Per fare un esempio concreto, si quantifica in circa 1,4 GW il potenziale lordo per LTE e repowering eolico in Italia tra il 2019 ed il 2022, a fronte di un obiettivo di passare da una capacità di circa 10,3 GW nel 2018 ad una di 19,3 GW nel 2030.

Un'altra iniziativa qualificante è rappresentata dalla riconversione di elettrodotti esistenti sul sistema di trasmissione elettrica di Terna. Infatti, al fine di limitare l'utilizzo di risorse e potenziare la rete elettrica, alcune infrastrutture esistenti potranno essere adeguate ad una tensione superiore attraverso l'installazione di nuovi conduttori e sostegni. Tale soluzione consente di evitare il consumo nuove porzioni di suolo, limitando l'interferenza con le attività abitualmente ivi condotte, e di tutelare anche la componente paesaggio, promuovendo l'inserimento delle infrastrutture in aree già da tempo destinate ad accogliere le stesse. Allo stesso modo, ai fini di assicurare tutte le condizioni di sviluppo dei low-carbon gas, e in particolare dell'idrogeno, dovranno essere attivate le opportune iniziative volte ad assicurare che le infrastrutture gas siano in grado di accogliere quote via via crescenti di idrogeno nonché un suo eventuale trasporto dedicato.

Lo sviluppo sostenibile delle fonti rinnovabili può avvenire attraverso la riduzione del consumo di nuovo suolo con la riqualificazione dei brownfield dove nuove attività produttive ed ecosostenibili diventino un'occasione non solo di recupero delle aree, ma anche di rilancio dell'economia locale. Ne è un esempio il Progetto Italia di Eni per cui si intende realizzare impianti FER nei brownfield non più utilizzabili per altri scopi. Il progetto già in fase di realizzazione con gli impianti fotovoltaici

nel sito di Assemini, Porto Torres, interesserà anche altri siti tra cui Manfredonia, Priolo, Augusta prevedendo, entro il 2022, l'installazione di circa 260 MWp di nuova capacità. A inizio 2019 Eni e Cassa Depositi e Prestiti hanno avviato una collaborazione per la realizzazione di impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili valorizzando aree industriali o marginali appartenenti al patrimonio delle Pubbliche Amministrazioni.



#### Box 4 - I nuovi modelli di simbiosi industriale

Lo sviluppo di nuovi progetti in ambito energetico può diventare occasione per attivare processi virtuosi di e/o di condivisione di risorse e sinergie con il territorio circostante, contestualmente liberando risorse di maggior pregio per utilizzi prioritari. In questa logica giocano un ruolo prioritario i consumatori nella selezione dei prodotti, beni e servizi, ma soprattutto trasformando la propensione all'usa e getta e quindi alla produzione di rifiuti, nella valorizzazione delle risorse, dei flussi e della funzionalità dei beni, prodotti e servizi.

Ad esempio, nello sviluppo di questo mercato importanti società energetiche hanno previsto nei propri piani industriali di sviluppare la produzione di biogas e la filiera del biometano, in particolare:

La co-generazione di elettricità e calore da biogas ha visto un importante sviluppo in anni recenti grazie a un importante patrimonio di impianti di digestione anaerobica. Non sempre tali impianti sono tuttavia in grado di raggiungere rendimenti energetici elevati in particolare quando dislocati in luoghi con carichi termici non significativi. La produzione di biogas stimolata nel senso dell'efficientamento energetico dalla dotazione di sistemi di upgrading per la produzione di biometano, potrebbe sfruttare sistemi infrastrutturali già disponibili per il gas naturale (centrali elettriche a ciclo combinato ad alta efficienza, reti di trasporto e distribuzione del gas) permettendo una maggior valorizzazione energetica e sostenibile delle matrici agricole, dei rifiuti agroalimentari e degli scarti di origine organica e della FORSU (Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano).

In questo contesto, l'impiego del biometano, ad oggi di fatto limitato all'autotrazione, può assumere un'importanza crescente nel settore elettrico in impianti Cogenerativi ad Alto Rendimento (CAR), viste le potenzialità di sviluppo di questa filiera, così come pure nell'industria e nel settore civile.

Come operatore di sistema, a gennaio 2020, SNAM ha già realizzato 17 allacciamenti di impianti di biometano alla rete di trasporto e altri 39 sono in fase di costruzione. Altri 4 impianti sono invece operativi su reti di distribuzione. Inoltre, SNAM ha acquisito un operatore leader nell'EPC di impianti di biogas/biometano con oltre 200 impianti costruiti e operativi e oltre 300 in manutenzione. Prevede nel piano 2019-2023 un target di 40MW di capacità messa a disposizione (di cui 19MW già autorizzati) per la produzione di biometano da FORSU e agricolo anche grazie alla acquisizione del 100% dell'impianto di produzione Renerwaste e alla firma di una LOI vincolante per "Iniziativa Biometano".

In un'ottica di un'economia circolare e sostenibile Edison è impegnata direttamente o attraverso partnership con primari operatori di mercato nella realizzazione di una filiera integrata per la produzione di biometano partendo da biomasse di scarto e per la sua valorizzazione nel settore autotrazione; gli automezzi riforniti saranno in parte quelli che trasportano i beni prodotti nell'ambito dei processi industriali che generano gli stessi scarti utilizzati per la produzione del biogas.

Eni ha individuato alcune opportunità di sviluppo di progetti di trasformazione di biogas in biometano, in forma compressa (GNC) e in forma liquida (GNL), da commercializzare nella propria rete di distribuzione carburanti esistente, e ha avviato un percorso di partnership con le Associazioni cui sono iscritti i produttori di biogas, quale il CIB (Consorzio Italiano Biogas), Coldiretti e Confagricoltura favorendo una simbiosi produttiva fra il mondo agricolo e l'energia in un'ottica di sostenibilità di lungo termine.

Rappresentano altri esempi concreti di simbiosi/ condivisione di risorse:

Il Water reuse e Water Management per la valorizzazione delle acque reflue industriali, e delle acque dagli impianti TAF (trattamento acque di falda). La gestione sostenibile, nel risanamento della risorsa idrica, dovrebbe prevedere nuovi riutilizzi in cicli produttivi industriali quale il sistema integrato di intercettazione dell'acquifero contaminato e di convogliamento a impianti di trattamento delle acque di falda (TAF) per la loro depurazione e successivo reimpiego. Un esempio è dato dal sito Eni Rewind di Brindisi dove le acque di falda emunte e trattate è previsto vadano ad alimentare

la centrale elettrica della coinsediata Enipower per la produzione di vapore sostituendo l'utilizzo di acqua di mare. Altre apposite sezioni di produzione di acqua demineralizzata sono state installate presso gli impianti TAF di Priolo, Porto Torres e Assemini che distribuiscono risorse idriche alle coinsediate per usi industriali, riducendo in tal modo il prelievo di acqua in natura per questo fine.

Un'intesa strategica tra Terna e il C.O.N.O.U. (Consorzio Nazionale per la gestione, raccolta e trattamento degli Oli minerali Usati) porterà a sviluppare un programma d'azione comune per una corretta gestione degli oli minerali e sintetici usati (100 % riciclo).

Sempre in materia di utilizzo di oli esausti, occorre ricordare lo studio commissionato da Terna all'Università di Roma che ha permesso di stabilire che l'impiego di esteri naturali in luogo di oli minerali nei trasformatori di potenza, secondo il principio "from cradle to grave" (dalla culla alla tomba) consente di abbattere le emissioni di gas serra da circa 5 kg a circa 1 kg di CO<sub>2</sub>eq (riduzione dell'80%). L'uso degli esteri naturali nei trasformatori consente inoltre di allungare la "fase di vita" (circa 40 anni) dell'olio isolante e migliora il profilo di carico della macchina, specie nei carichi di punta e medi effettivamente alimentati.

Un ulteriore esempio virtuoso è la valorizzazione della frazione organica dei rifiuti solidi urbani in vettori energetici sostenibili. Ad oggi, grazie all'accordo del marzo 2019 tra Eni e la società Veritas che gestisce i rifiuti nel territorio veneziano, è prevista l'industrializzazione del processo "waste to fuel" per la produzione di biocombustibili, in un'area dismessa e bonificata del petrolchimico Eni di Porto Marghera, con una potenzialità di trattamento di circa 150 mila tonnellate anno di FORSU e altre frazioni di scarti a matrice umida provenienti dalla raccolta differenziata dell'area metropolitana di Venezia e dal mercato di settore.

Inoltre, ad oggi la bioraffineria di Venezia produce HVO (Hidrotreated Vegetable Oil-biodiesel di alta qualità) anche a partire dagli UCO (Used Cooking Oil - oli alimentari esausti) rigenerati. In particolare, vengono processati circa il 50% degli UCO raccolti e rigenerati in Italia, grazie ad una serie di accordi di partnership stipulati con aziende della filiera della raccolta di oli. I progetti sono realizzati con i due consorzi CONOE e RENOILS, con i quali Eni ha siglato accordi di collaborazione. Prosegue inoltre l'attività di individuazione e promozione di nuovi accordi con grandi soggetti interessati a partecipare al progetto di raccolta UCO domestico come Coldiretti o società operanti nella grande distribuzione.

### Box 5- Iniziative di ricerca, innovazione e sviluppo

La recente decisione della UE di eliminare progressivamente l'olio di palma per uso non alimentare entro il 2030, impone agli stati membri di trovare cariche alternative per la produzione di HVO e FAME (Fatty Acid Methyl Ester – biodiesel). La disponibilità di oli vegetali nei prossimi anni potrebbe essere un aspetto cruciale per il raggiungimento degli obiettivi nel settore dei trasporti. Per soddisfare target dell'UE le compagnie energetiche, in particolare l'Eni, hanno avviato progetti per la produzione di biocarburanti da materie prime rinnovabili alternative. La disponibilità di terreni non in competizione con la filiera alimentare sarà un aspetto altrettanto decisivo, quanto l'utilizzo di acqua non potabile di media salinità o proveniente dal sistema ONAS (National Office of Sanitation of Tunisia). Questi progetti si configurano come iniziative di sinergia industriale in cui il comparto agricolo, collabora con quello energetico valorizzando terreni che rimarrebbero incolti per le caratteristiche ambientali favorendo al contempo processi occupazionali.

L'industria petrolifera sta studiando coltivazioni di piante oleaginose alternative alle classiche fino ad ora utilizzate. Un esempio è quello del progetto Eni per la coltivazione di ricino, pianta non edibile e con caratteristiche agronomiche tali da rendere ipotizzabile un suo impiego su terreni marginali a bassa piovosità o le coltivazioni di brassicacee, coltivate in regime di rotazione con il frumento, nel sud Europa. Oli vegetali prodotti da questa tipologia di piante su terreni non utilizzati per ciclo alimentare o in regime di rotazione, sono da considerarsi low ILUC (Indirect Land Use Change).

La tecnologia Power to gas- PtG (hydrogen o biomethane) consente il reimpiego di energia elettrica attraverso la trasformazione in due vettori puliti: l'idrogeno e il biometano, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del settore elettrico. Generare idrogeno o gas sintetico tramite la tecnologia power to gas rappresenta anche una soluzione che potrà aiutare a superare il problema dell'intermittenza delle fonti rinnovabili non programmabili (eolico e fotovoltaico), spesso disponibili in siti distanti dai centri di consumo e in periodi di tempo diversi da quelli di massima domanda.

Oltre agli accumuli di energia elettrica a breve termine, la conversione dell'elettricità in idrogeno o biometano consentirebbe di fare affidamento su esistenti tecnologie e infrastrutture di stoccaggio gas (maggiore durata e ad alta capacità), fondamentali per supportare il sistema, riducendo la volatilità dei prezzi. In tale ottica, l'infrastruttura del gas è in grado di consentire lo sviluppo, l'immissione e il trasporto in rete di idrogeno o biometano rendendo la Power-to-Gas una tecnologia asservita anche al settore della mobilità, dell'industria e/o dell'Heating and Cooling.

Per quanto riguarda lo sviluppo dell'idrogeno, secondo lo studio del 2019 di Gas for Climate "The optimal role for gas in a net zero emissions energy system" entro il 2050 il potenziale di produzione di idrogeno prodotto da elettricità rinnovabile in eccesso attraverso la tecnologia della PtG (cosiddetto green hydrogen) potrà raggiungere i 200 TWh (equivalente di 19 miliardi di metri cubi di gas naturale). Attualmente molti Paesi, tra cui l'Italia, stanno studiando la possibilità di immettere idrogeno nelle reti di gas naturale esistenti. Ad aprile 2019 SNAM ha avviato la sperimentazione per l'immissione di una miscela di idrogeno al 5% e gas naturale nella rete di trasporto gas nazionale. La sperimentazione, la prima in Europa, ha avuto luogo a Contursi Terme in provincia di Salerno e ha previsto la fornitura di H<sub>2</sub>NG (miscela di idrogeno e gas) a due imprese industriali della zona. A dicembre dello stesso anno, un'analoga sperimentazione è stata condotta a Contursi per testare l'immissione nella rete di trasporto gas di una miscela di idrogeno al 10%.

La sperimentazione dell'idrogeno andrà avanti: sono stati avviati studi per verificare la compatibilità con i turbocompressori delle centrali, con i campi di stoccaggio e gli apparecchi utilizzatori, come le caldaie a gas, passaggio indispensabile per valutare gli adeguamenti necessari per trasportare l'idrogeno. Inoltre, SNAM sarà impegnata nei prossimi anni nello sviluppo della catena del valore attraverso sia lo scouting di nuove tecnologie che potenziali partnership, e la valutazione dell'opportunità di partecipare a progetti pilota.

I rifiuti in genere ed in particolare i rifiuti solidi urbani divengono con le nuove applicazioni tecnologiche una risorsa anche per il processo di decarbonizzazione in quanto permettono di contenere sensibilmente le emissioni di CO<sub>2</sub> fossile. La conversione di tali prodotti in "oli" e

successiva raffinazione per la produzione di biocarburanti (tramite processi di pirolisi o in syngas pro H<sub>2</sub> o metanolo tramite gassificazione) sono le nuove frontiere dell'industria energetica. Il processo di gassificazione per la produzione di idrogeno e metanolo dagli impianti waste to chemical, in fase di studio è in grado di convertire rifiuti solidi urbani (ad es. plastiche miste non riciclabili definito Plasmix<sup>1</sup> e combustibile Solido Secondario – CSS<sup>2</sup>) in un nuovo vettore energetico utilizzabile come carburante per autotrazione.

Il CSS e il Plasmix vengono così convertiti in gas di sintesi (una miscela di ossido di carbonio e idrogeno) attraverso una reazione termica controllata ad altissima temperatura in ambiente chiuso e quindi senza emissioni dirette in camino e in condizione di temperatura tali da vetrificare gli inquinanti e renderli inerti e stabili a differenza di quanto accade negli impianti termovalorizzatori tradizionali. La tecnologia proposta si basa su una combinazione di processi di conversione e separazione esistenti e largamente consolidati il cui risultato tecnologico è però unico al mondo.

L'intero processo costituisce un'iniziativa di economia circolare incentrata sul recupero dei rifiuti urbani prodotti a chilometro zero.

Eni ha in corso la progettazione di un impianto *waste to hydrogen* presso la Bioraffineria di Venezia e lo studio di *basic design* di un impianto *waste to methanol* presso la Raffineria di Livorno. Al fine di valutare la fattibilità della tecnologia e le sue applicazioni industriali Eni ha stipulato diversi accordi di partnership con società ed enti pubblici quali AMA (società pubblica di Roma Capitale), Veritas (principale multiutility del Veneto per la gestione dei rifiuti), COREPLA (Consorzio per raccolta, riciclo e recupero degli imballaggi in plastica) e ALIA (Società di gestione dei rifiuti ambientali in Toscana).

<sup>1</sup> Residuo dei processi di selezione delle plastiche da raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani (Plasmix). Secondo COREPLA ogni anno in Italia circa 500 kt di Plasmix vengono prodotte e destinate a termovalorizzatori o discariche.

<sup>2</sup> Il CSS ovvero la frazione residuale preparata a valle del trattamento meccanico dei rifiuti non differenziati. Secondo ISPRA ogni anno si producono circa 1,3 mt di CSS che non viene considerato rifiuto.

## 5. La cooperazione energetica nel Mediterraneo

La cooperazione energetica è uno dei temi che caratterizza l'agenda diplomatica internazionale ed è particolarmente significativo per l'Europa e l'Italia, che dipendono fortemente dal mercato energetico globale. La scarsità di risorse primarie e la sicurezza degli approvvigionamenti sono aspetti che richiedono una strategia che garantisca la diversificazione delle forniture con un occhio di riguardo alla competitività e all'ambiente.

L'area del Mediterraneo rappresenta storicamente per l'Europa e l'Italia un centro di relazioni e di scambi commerciali che hanno consentito negli anni di sviluppare numerose opportunità industriali. L'Italia, grazie anche alla sua posizione geografica, può in questo contesto giocare un ruolo di primo piano, favorendo la maggiore integrazione del mercato energetico del Mediterraneo con quello europeo, contribuendo tra l'altro allo sviluppo sostenibile dei Paesi interessati grazie all'utilizzo di tecnologie all'avanguardia e condivisione di competenze.

La Commissione Europea nelle sue raccomandazioni sui Piani Energia e Clima (2019<sup>22</sup>) ha indicato all'Italia l'opportunità di "esaminare ulteriormente le potenzialità transfrontaliere e gli aspetti macroregionali di una politica coordinata in materia di energia e clima, in particolare nell'Adriatico, al fine di ridurre l'impronta di carbonio della regione, attuare un approccio ecosistemico e sfruttare maggiormente le potenzialità di una più intensa cooperazione nel Mediterraneo".

Il presente capitolo, sviluppato con la collaborazione di OME, Med-TSO e MedReg, si inserisce in tale contesto e ha l'obiettivo di fornire alcuni elementi chiave per poter stimolare una riflessione più ampia sull'importanza della cooperazione euro-mediterranea e sul ruolo che l'Italia può giocare all'orizzonte 2030-2040. In particolare, dopo aver fornito alcuni elementi di carattere generale sul contesto mediterraneo, vengono illustrati i principali trend energetici secondo due diversi scenari OME. Su questa base, sono stati stimati gli investimenti nel comparto energetico necessari alla realizzazione dei due scenari descritti. Infine, si fornisce un approfondimento sul ruolo che l'Italia può ricoprire nel Mediterraneo con particolare riferimento al quadro di iniziative e di investimenti che le aziende italiane stanno sviluppando per una crescita sostenibile nell'area. Il capitolo è arricchito da alcuni box di approfondimento sulle principali infrastrutture energetiche della regione, e su alcuni aspetti regolatori del mercato energetico.

### 5.1 Aspetti generali

La regione del Mediterraneo comprende 25 Paesi e si estende su un territorio di 9 milioni di km<sup>2</sup>. Di questi 25 Paesi, quattordici sono collocati nella parte settentrionale ed includono nove Paesi dell'Unione Europea e cinque dell'area balcanica che non fanno parte dell'UE. Nella sponda Sud ed Est si trovano undici Paesi che spaziano dal Nord Africa, passando per il Medio Oriente fino alla Turchia. Per semplicità di esposizione, in questo report sono stati raggruppati sotto la dicitura "Nord" i Paesi appartenenti all'Unione Europea e della penisola balcanica, e "Sud" i Paesi della sponda Nord Africana (Sud-Ovest) e Medio Orientale. (Sud-Est).

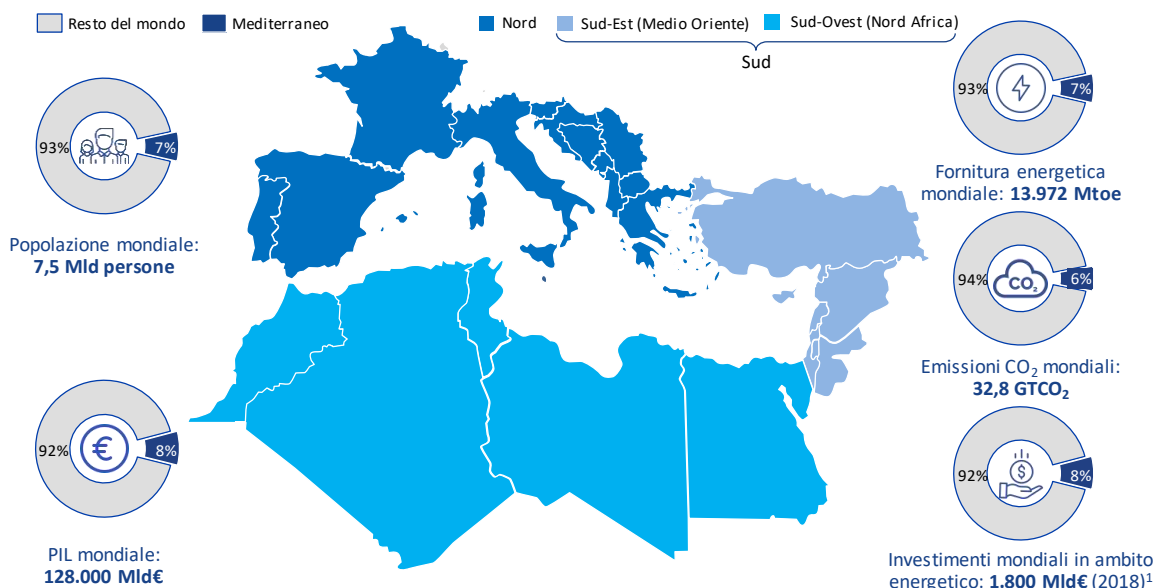
Con una popolazione di circa 540 milioni al 2017, il Mediterraneo rappresenta il 7% della popolazione mondiale. Similmente, la regione nel suo complesso rappresenta l'8% del PIL mondiale. Per quanto riguarda gli aspetti energetici, il Mediterraneo pesa per il 7% della

---

<sup>22</sup> Commissione Europea (3/9/2019), "Raccomandazione della commissione del 18 giugno 2019 sulla proposta di piano nazionale integrato per l'energia e il clima dell'Italia 2021-2030" (2019/C 297/12)

fornitura globale di energia, il 6% delle emissioni totali di CO<sub>2</sub>, nonché l'8% degli investimenti mondiali in ambito energetico (Figura 11).

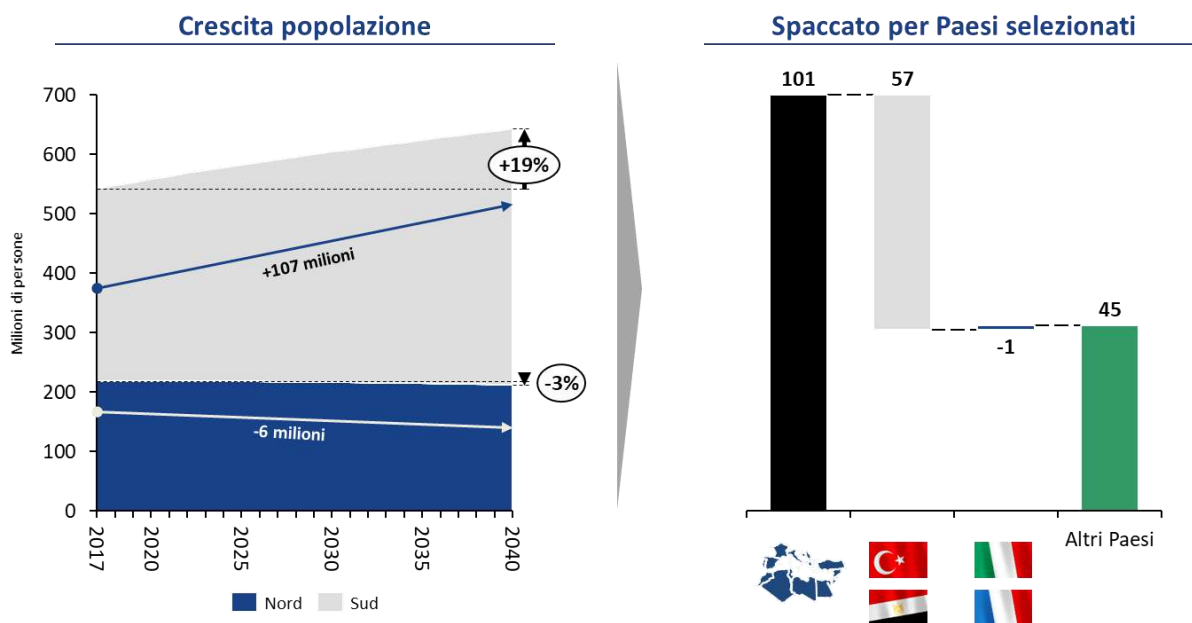
Figura 11. Overview del Mediterraneo (2017)



Fonte: Mediterranean Energy Perspectives (MEP) 2020 (in progress) – OME

Si osservano marcate differenze nelle dinamiche sub-regionali, principalmente dovute agli andamenti socio-economici sottostanti. Ad esempio, se nei Paesi della sponda settentrionale è prevista una stagnazione demografica, in quelli della sponda meridionale si attende, invece, una consistente crescita della popolazione, fino a raggiungere un incremento netto di 101 milioni di abitanti al 2040 (Figura 12).

Figura 12. Crescita demografica nel Mediterraneo (Milioni di persone, 2017-2040)



Fonte: Mediterranean Energy Perspectives (MEP) 2020 (in progress) – OME



Tale andamento, accompagnato a quello atteso a livello di crescita economica, avrà un impatto diretto sull'evoluzione della domanda di energia all'orizzonte 2030-2040.

A tale riguardo l'Osservatorio Mediterraneo dell'Energia (OME)<sup>23</sup> delinea due possibili scenari di sviluppo della domanda energetica nel Mediterraneo:

- Reference Scenario (RS). Lo Scenario di Riferimento considera i trend passati, le politiche attuali e i progetti in corso, adottando un approccio prudente riguardo all'implementazione di nuove misure e al grado di avanzamento dei progetti. Tale scenario prevede, in particolare, per i Paesi nel Sud il raggiungimento degli obiettivi minimi incorporati nei "Contributi Nazionali Determinati" (NDCs)<sup>24</sup> all'orizzonte post-2020, come previsto dagli Accordi di Parigi. Per quanto riguarda i Paesi UE, lo scenario si basa sulle proiezioni della Commissione Europea al 2050<sup>25</sup>, ricalibrati per ciascun paese sulla base dei piani energetici nazionali disponibili, in particolare laddove i dati aggiornati al 2017 mostravano un andamento diverso rispetto a quanto ipotizzato negli scenari della Commissione.
- Proactive Scenario (PS). Lo Scenario Proattivo si basa invece sull'attuazione di programmi di efficienza energetica e sull'aumento della diversificazione del mix energetico, ipotizzando per i Paesi del Sud il raggiungimento degli obiettivi massimi in termini di efficienza energetica, mitigazione della CO<sub>2</sub> e sviluppo di fonti rinnovabili riportati nei rispettivi NDCs. Per i Paesi del Nord si suppone il raggiungimento degli obiettivi fissati dagli stati membri dell'Unione Europea nei nuovi piani energia e clima<sup>26</sup> depositati a fine 2019.

## 5.2 Scenari e prospettive di sviluppo

La regione mediterranea è strategicamente situata al crocevia tra Europa, Africa e Medio-Estremo Oriente, il che la rende un importante corridoio di transito dei prodotti energetici. Nel 2017, la produzione di energia è stata di poco meno di 600 Mtep mentre la domanda ha superato i 1.020 Mtep, con un saldo negativo di quasi 440 Mtep (43%) soddisfatto dalle importazioni.

Il Mediterraneo detiene il 4% delle riserve mondiali di petrolio comprovate, il 5% delle riserve totali di gas naturale e il 3% delle riserve globali di carbone. I principali produttori di petrolio e gas sono Algeria, Libia ed Egitto, mentre la produzione di carbone è concentrata in Turchia.

Nonostante l'elevato potenziale di energia rinnovabile, la produzione da queste fonti è stata limitata fino ad anni più recenti e si è concentrata principalmente nei Paesi dell'area settentrionale e tramite tecnologie tradizionali come l'energia idroelettrica e la biomassa. Tecnologie più innovative, quali ad esempio eolico e solare fotovoltaico, hanno rappresentato una quota minoritaria del mix fino ai primi anni 2000 ma a partire dal 2010 hanno registrato

---

<sup>23</sup> L'Observatoire Méditerranéen de l'Energie (OME), è un'associazione industriale che raggruppa diverse compagnie energetiche delle due sponde del Mediterraneo, basata a Parigi. La sua missione è quella di favorire il dialogo e la cooperazione regionale in campo energetico. Tra le varie attività condotte, vi è la diffusione di statistiche energetiche per la regione mediterranea tramite la pubblicazione «Mediterranean Energy Perspectives» (MEP).

<sup>24</sup> NDCs: Nationally Determined Contributions.

<sup>25</sup> Capros et al. (2016): «EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG emissions trends to 2050», European Commission Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport, Luxembourg.

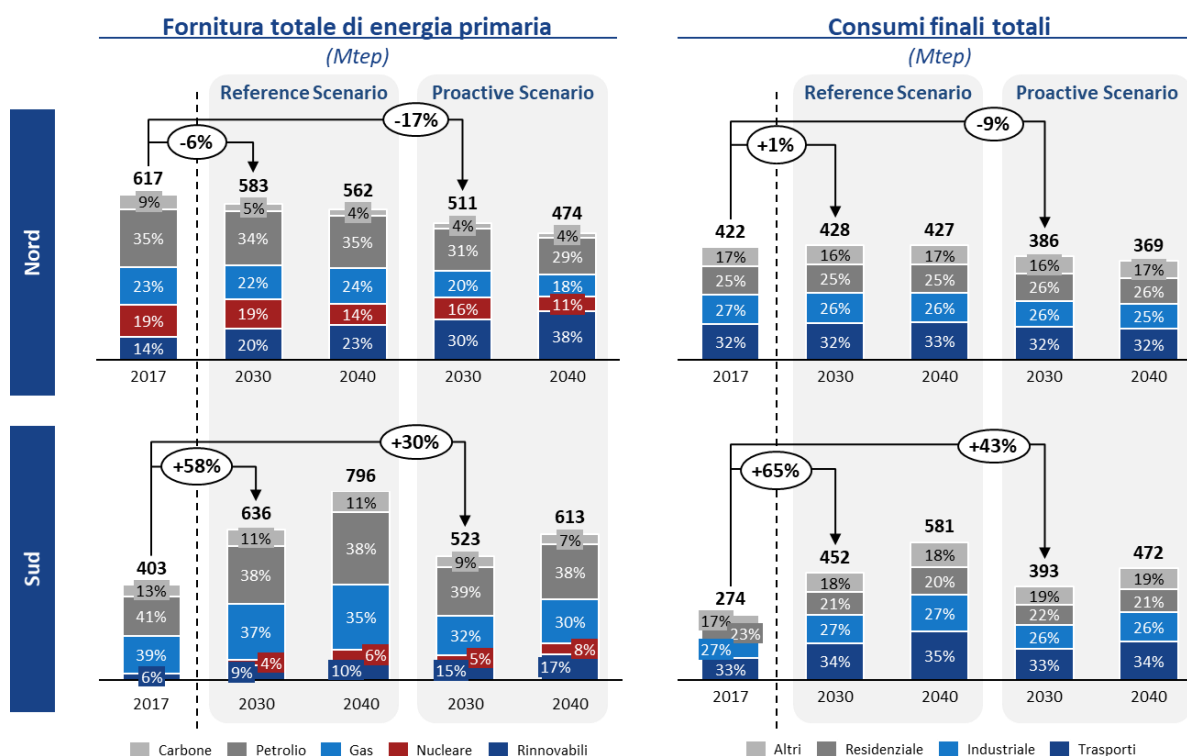
<sup>26</sup> NECP: National Energy and Climate Plans.

una progressione considerevole, con una crescita del 40%, contro il 10% ad esempio del gas naturale.

In linea con l'evoluzione dei trends socio-economici sottostanti alla domanda energetica, per i Paesi del Mediterraneo settentrionale è prevista una leggera diminuzione della fornitura totale di energia primaria<sup>27</sup> (-6% al 2030 nello Scenario di Riferimento) mentre per i Paesi del Sud si attende un aumento che sfiora il 60% al 2030, rispetto al 2017. In entrambe le zone, il mix energetico è dominato dalle fonti fossili che rappresentavano il 77% del mix regionale nel 2017, seppur con una marcata differenziazione tra la sponda Nord (66%) e Sud (93%). La più ampia quota di fonti fossili in quest'area del Mediterraneo, associata ad una maggiore domanda di energia, avrà un impatto diretto sulle emissioni di CO<sub>2</sub> dell'area, con un incremento previsto del 46% al 2030 (e di quasi l'80% al 2040) contro una riduzione del 15% al Nord.

Nello scenario Proattivo il ricorso alle fonti primarie di energia della regione dovrebbe stabilizzarsi all'orizzonte 2030, per poi aumentare lievemente al 2040 (+6% rispetto al 2017). Lo scenario Proattivo porterebbe tuttavia ad una riduzione del 20% rispetto a quello di Riferimento al 2040. Tale riduzione, quantificabile in 270 Mtep, è equiparabile alla domanda annua di energia primaria di un paese come la Francia. Questo è il risultato di dinamiche divergenti: da una parte i Paesi del Nord mostrano una riduzione del 23% al 2040 (-17% al 2030), dall'altro lato, i Paesi del Sud andrebbero incontro ad un incremento netto della domanda di circa il 30% al 2030, e di oltre il 50% al 2040 (Figura 13).

Figura 13. Fornitura di energia primaria e Consumi finali totali per area geografica (Mtep, 2017 - 2040)



Fonte: Mediterranean Energy Perspectives (MEP) 2020 (in progress) – OME

<sup>27</sup> Per Fornitura totale di energia primaria ("Total Primary Energy Supply" o TPES) si intende la produzione energetica al netto del saldo import-export

Per i Paesi meridionali e orientali, entrambi gli scenari prevedono una crescita elevata dei consumi finali di energia<sup>28</sup> (+65% nello scenario di riferimento al 2030), mentre per i Paesi dell'area Nord è previsto un aumento contenuto dei consumi nello scenario di riferimento al 2030). I consumi crescenti nel settore dei trasporti nella sponda Sud, avranno nel petrolio la principale fonte di alimentazione.

Per quanto riguarda gli altri consumi finali, il peso dell'industria si è ridotto considerevolmente negli ultimi 25 anni, a seguito della riconversione economica verso il commercio e servizi. Ciò nonostante, il consumo di energia nel settore industriale era di 186 Mtep nel 2017 e manterrà il peso attuale in entrambe le regioni e scenari.

Per quanto riguarda il settore residenziale, gli importanti guadagni attesi nei Paesi del Nord, grazie ad una maggiore efficienza energetica, saranno parzialmente controbilanciati dall'aumento previsto al Sud.

All'orizzonte 2030, e ancor più marcatamente al 2040, il consumo finale di energia sarà maggiore al Sud che al Nord, indipendentemente dallo scenario. Complessivamente, i Paesi della sponda settentrionale registreranno una diminuzione del 9% dei consumi finali al 2030, mentre quelli della sponda meridionale avranno una crescita di oltre il 40% nello scenario Proattivo.

Nonostante alcune differenze a livello sub-regionale, nel complesso il Mediterraneo è un importatore netto di energia. I Paesi settentrionali mostrano un tasso di dipendenza dalle importazioni molto più elevato rispetto a quelli dell'area meridionale del Mediterraneo (61%<sup>29</sup> contro 17% nel 2017) e si prevede che tali differenze perdureranno, con andamenti diversi nei due scenari soprattutto all'orizzonte 2040 (Figura 14). Se gli andamenti attuali non si modificheranno, la dipendenza energetica rischia di aumentare anche nei Paesi della sponda Sud, come risultato della già citata crescita socio-economica che porterà ad un sensibile aumento della domanda interna, con conseguente riduzione dell'export.

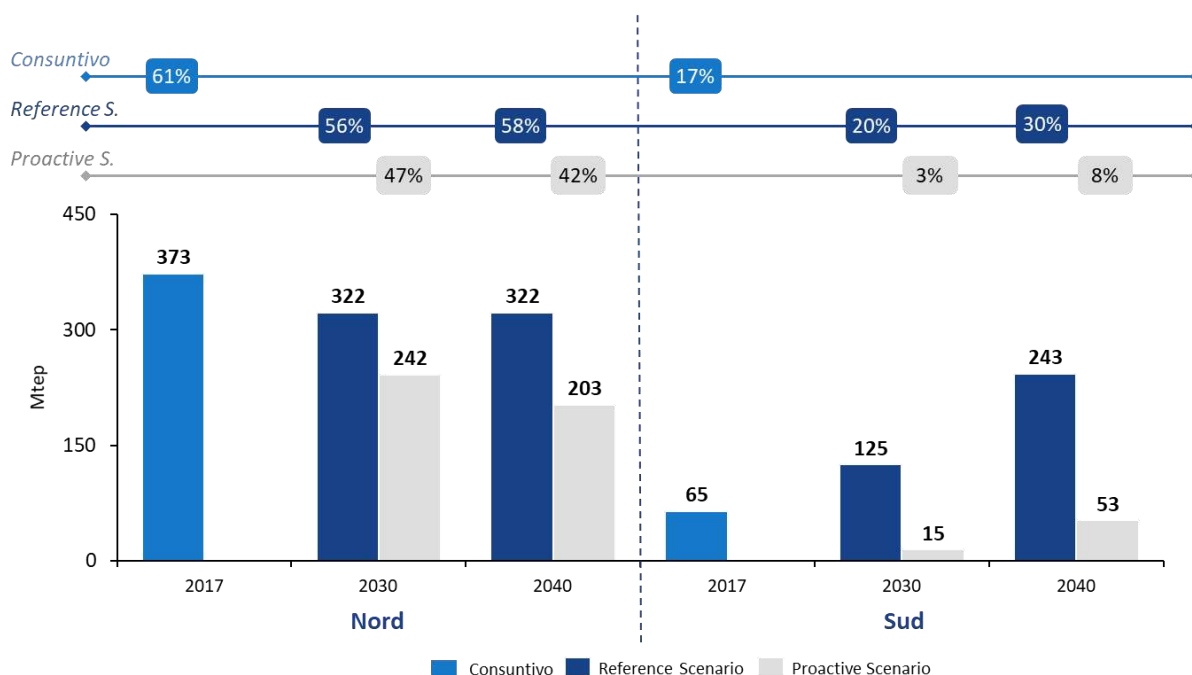
Al contrario, l'implementazione di politiche energetiche più virtuose rappresentate dallo scenario Proattivo farà sì che la dipendenza energetica si ridurrà significativamente al Nord, e in maniera molto marcata al Sud, aprendo per tali Paesi maggiori opportunità di export energetico.

---

<sup>28</sup> Per Consumo finale totale ("Total Final Consumption" o TFC) si intende l'energia che può essere utilizzata dai consumatori per soddisfare il loro bisogno energetico; calcolato come la fornitura primaria di energia al netto delle perdite di sistema e dell'autoconsumo

<sup>29</sup> Tale percentuale include anche l'import dalla stessa area mediterranea, ovvero i flussi Sud-Nord.

Figura 14. Dipendenza dalle importazioni energetiche (Mtep, %)



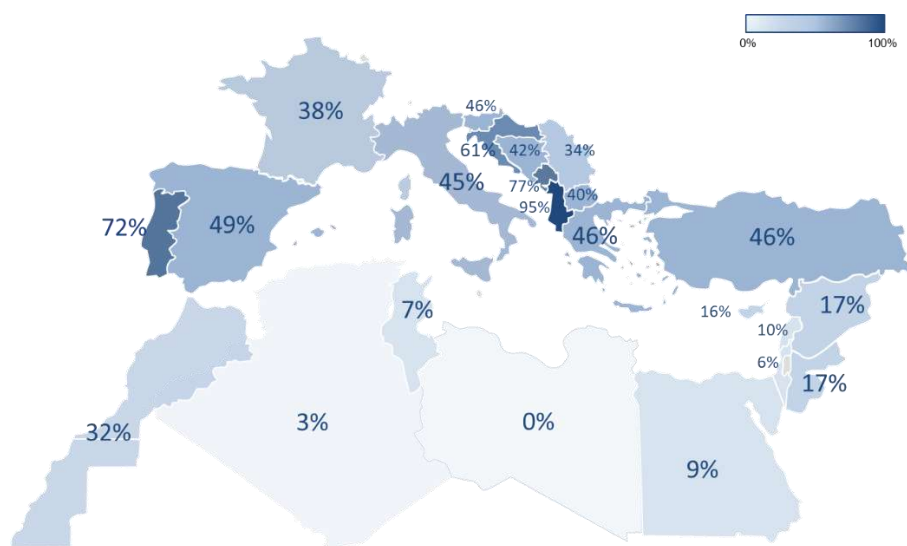
Fonte: 2017: Mediterranean Energy Perspectives (MEP 2020) (in progress); previsioni 2030 e 2040: Mediterranean Energy Perspectives (MEP) 2018 – OME

La regione Mediterranea è dotata di un'ampia disponibilità di risorse di energia rinnovabile, vantando alcuni dei principali siti al mondo per il solare e l'eolico, nonché un potenziale rilevante per la biomassa sostenibile. Tuttavia, diverse barriere tecniche, istituzionali e di mercato fanno sì che la regione non stia sfruttando totalmente il proprio potenziale soprattutto nei Paesi del Mediterraneo meridionale, che presentano grandi opportunità di sviluppo in questo settore.

I principali sforzi per la decarbonizzazione dei sistemi energetici si stanno concentrando nel comparto elettrico, mentre altre applicazioni quali riscaldamento, raffreddamento e trasporti si baseranno prevalentemente sull'uso di combustibili fossili a minor emissione di CO<sub>2</sub>.

Uno sguardo attento alla realtà dei singoli Paesi (Figura 15) mostra delle variazioni significative sull'uso delle rinnovabili per la produzione di elettricità, in particolare tra i Paesi della sponda settentrionale e quelli della sponda Sud, ad eccezione della Turchia. Infatti, l'area Nord Africana della regione, salvo il Marocco, presenta una media di quasi il 5% di utilizzo di FER, valore decisamente inferiore rispetto all'area settentrionale del Mediterraneo, che invece presenta una media di circa il 54% di utilizzo.

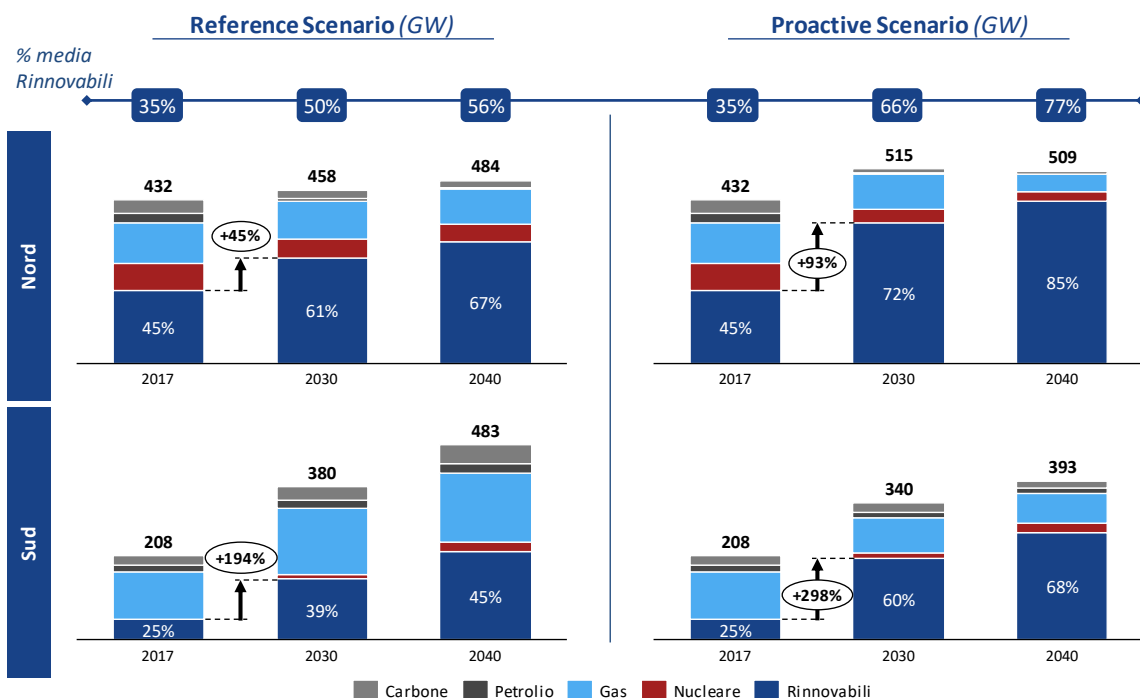
Figura 15. Quota delle energie rinnovabili sul totale dei consumi elettrici (2018)



Fonte: Mediterranean Energy Perspectives (MEP) 2020 (in progress) – OME

La capacità installata rinnovabile ammontava a 244 GW nel 2017, ovvero il 38% della capacità cumulativa totale del Mediterraneo (640 GW). Se le tendenze attuali saranno confermate, le tecnologie rinnovabili domineranno il mercato elettrico della regione nei prossimi anni, in termini di aumento netto di capacità. Nel 2017, la capacità netta aggiuntiva rinnovabile è stata più del doppio di quella del gas naturale, che storicamente rappresenta la prima fonte energetica nel mix elettrico del Mediterraneo (13 GW contro 4,5 GW in più rispetto al 2016). In particolare, la capacità netta aggiuntiva di rinnovabile non-idroelettrico è stata in media di 8 GW all'anno dal 2010.

Figura 16. Previsione di capacità elettrica secondo gli scenari nel Nord e Sud della regione (GW; 2017, 2030 e 2040)

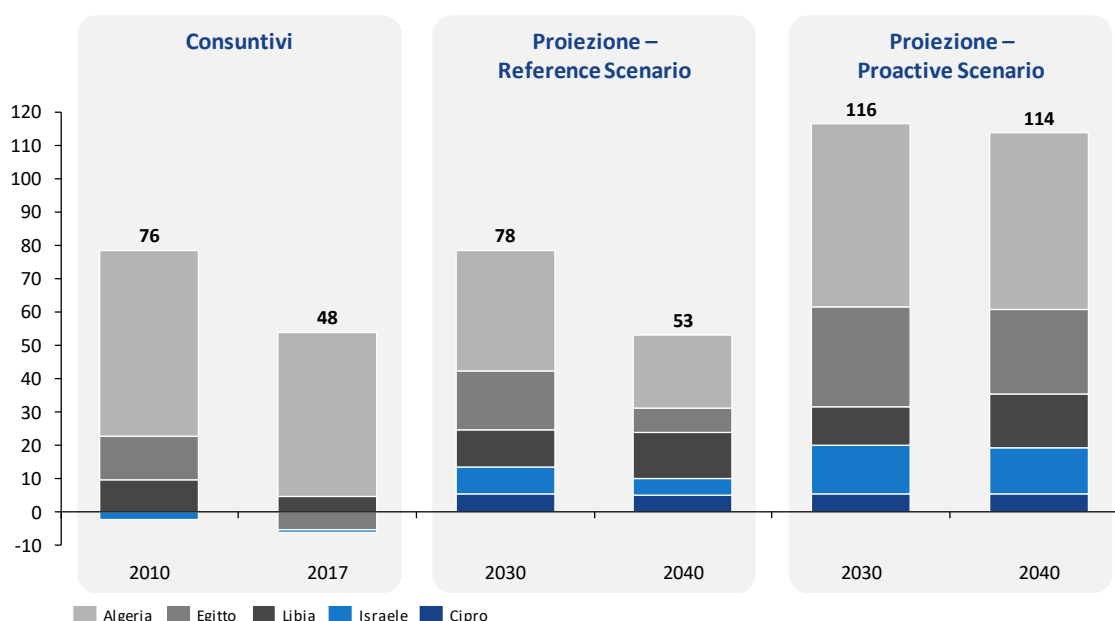


Fonte: Mediterranean Energy Perspectives (MEP) 2020 (in progress) – OME

Entrambi gli scenari confermano la marcata progressione delle energie rinnovabili nell'area mediterranea. Lo Scenario di Riferimento prevede infatti una forte penetrazione di queste fonti nel mix di capacità installata al 2030 (oltre il 50% a livello regionale), con un incremento di quasi 200 GW rispetto al 2017; di questi, circa il 47% sarebbero installati al Nord, e il resto nella sponda Sud. Lo Scenario Proattivo prevede al 2030 una quota del 66% come media regionale che si traduce in un incremento netto di capacità di oltre 330 GW. Come risultato, le rinnovabili rappresenterebbero oltre i due terzi della capacità installata nei Paesi della sponda settentrionale, e il 60% di quelli della sponda Sud (Figura 16).

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel mix energetico si affiancherà al maggior utilizzo di gas che rimarrà comunque fondamentale per la generazione di elettricità, anche in vista del *phase-out* del carbone previsto nei Paesi del Nord facenti parte dell'UE, e della chiusura di alcune centrali nucleari in Francia e Spagna. L'esportazione di gas naturale è prevista in aumento per i Paesi dell'area Sud al 2030, anche se con quantitativi sensibilmente diversi tra i due scenari (Figura 17). Paesi come l'Algeria, la Libia, e l'Egitto e in prospettiva Israele e Cipro, saranno i maggiori esportatori di gas. Grazie anche alle recenti scoperte dei maxi giacimenti di Zohr e della Great Nooros Area, di Leviathan e di Aphrodite, la produzione ed esportazione di gas dell'area meridionale aumenterà marcatamente, andando a sostituire progressivamente l'utilizzo del petrolio per la generazione elettrica.

Figura 17. Potenziale di esportazione del gas naturale nel Mediterraneo (bcm)



Fonte: 2017: *Mediterranean Energy Perspectives (MEP 2020)* (in progress); previsioni 2030 e 2040: *Mediterranean Energy Perspectives (MEP) 2018 – OME*

Ad oggi non è stata ancora raggiunta una completa integrazione dell'infrastruttura di trasporto gas nella zona Mediterranea, sebbene esistano evidenti complementarità tra la domanda di gas dell'area settentrionale e l'offerta dei Paesi della sponda meridionale. Un sistema di trasporto del gas ben connesso ed integrato nella zona euro-mediterranea porterebbe grossi benefici sia per i produttori sia per i consumatori, migliorando la sicurezza degli approvvigionamenti in tutta la regione (Box 6).

In un orizzonte di tempo più lungo con obiettivi di decarbonizzazione sempre più spinti, l'idrogeno verde potrebbe diventare un vettore energetico importante e favorire ulteriormente le sinergie possibili fra sponda Sud e sponda Nord del Mediterraneo. In questo contesto, l'Italia potrebbe beneficiare della sua posizione strategica e della sua evoluta infrastruttura di



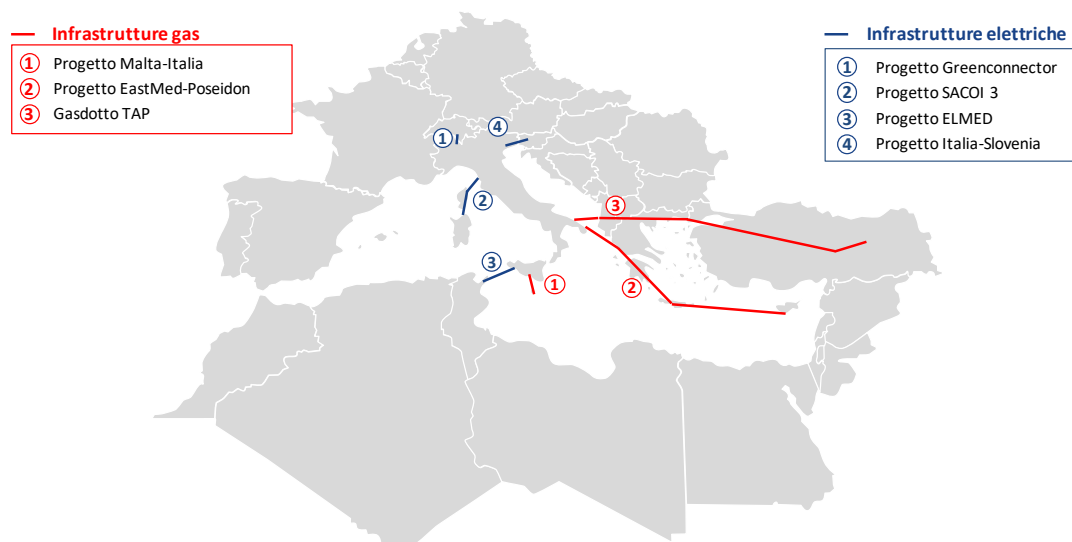
trasporto gas e diventare un hub cruciale di scambio di idrogeno verde fra Nord Africa ed Europa.

Per quanto riguarda il sistema elettrico, la situazione è ancora più marcata: lo sviluppo delle interconnessioni e la progressiva integrazione delle reti nazionali di trasmissione dell'elettricità sono la *conditio sine qua non* per la realizzazione della transizione energetica nel Mediterraneo, finalizzata, oltre che allo sviluppo socio-economico della regione, anche al raggiungimento degli obiettivi climatici e di decarbonizzazione in un'ottica di Green Deal, nonché delle politiche di vicinato dell'UE. Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e la limitazione dell'impatto dei cambiamenti climatici nella regione richiedono uno sforzo coordinato da parte degli operatori di sistemi di trasmissione (TSO) al fine di aumentare la resilienza dei sistemi elettrici attraverso un sostanziale aumento dell'efficienza nell'esercizio delle reti (Box 7).

In questo contesto, la definizione di una lista di Progetti di Interesse Comune (*Projects of Common Interest*, PCI) mediterranei potrebbe giocare un ruolo importante per favorire l'integrazione dei mercati e il rafforzamento della concorrenza, nonché migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico contribuendo all'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

La Commissione Europea ha richiesto a Med-TSO<sup>30</sup> e a MedReg<sup>31</sup> di elaborare un set di criteri per la definizione di Progetti d'Interesse Comune mediterranei, nell'ambito della piattaforma REM (Regional Electricity Market) lanciata dall'Unione per il Mediterraneo (UpM). Questa definizione dovrà accordarsi con i criteri per la selezione dei PCI comunitari che saranno rivisti nel 2020, secondo il programma di revisione del regolamento TEN-E che la Commissione ha tra le azioni promosse nell'ambito del Green Deal. La Figura 18 rappresenta gli attuali principali Progetti di Interesse Comune nell'area Mediterranea, di cui alla quarta Lista presentata il 31 ottobre 2019 dalla Commissione UE, e dà un'indicazione di come potrebbero ulteriormente svilupparsi le interconnessioni Nord-Sud.

Figura 18. *Projects of Common Interest (PCI) nell'area Mediterranea riguardanti l'Italia*



Fonte: Commissione Europea, elaborazione Pwc Strategy&

<sup>30</sup> Acronimo di Mediterranean Transmission System Operators, associazione dei TSO Mediterranei, creata nel 2012.

<sup>31</sup> Acronimo di Mediterranean Energy Regulators, associazione dei regolatori del mercato dell'energia del Mediterraneo.

Lo sviluppo di tali progetti e la progressione verso un sistema regionale più interconnesso non può prescindere da un migliore coordinamento dei quadri regolatori, come messo in luce da MedReg (Box 8). Al fine di favorire uno sviluppo delle interconnessioni, in particolare nella sponda sud del Mediterraneo, i regolatori dovrebbero fornire una guida ai TSO, i quali dovrebbero condividere le responsabilità per coordinare il bilanciamento transfrontaliero.

### Box 6. Infrastrutture del gas nel Mediterraneo

Nonostante il bacino del Mediterraneo abbia forma anulare, il commercio del gas non si è sviluppato in modo circolare come invece sta avvenendo progressivamente per il commercio di elettricità. La mancanza di gasdotti transfrontalieri est-ovest separa geograficamente il Mediterraneo in tre corridoi: Mediterraneo occidentale, Mediterraneo centrale e Mediterraneo orientale.

Pertanto, nella regione esistono collegamenti verticali, ma non orizzontali, che riguardano zone commerciali ben delimitate. Un mercato regionale che si estende dall'Algeria attraverso la Spagna fino al Portogallo e alla Francia, è la zona commerciale che chiamiamo Mediterraneo occidentale. Nel Mediterraneo centrale, l'Italia, interconnessa con i Paesi balcanici, è al tempo stesso un paese di transito e di consumo. I due principali produttori di questa zona sono l'Algeria e la Libia. Il Mediterraneo orientale, invece, è frammentato.



Nel Mediterraneo occidentale, il gas algerino passa per la Penisola Iberica attraverso due linee di trasporto sottomarine distinte (il gasdotto Maghreb-Europa - MEGP - e il gasdotto MEDGAZ). Una volta potenziata l'interconnessione settentrionale tra la Penisola Iberica e la Francia il gas potrebbe arrivare in Europa settentrionale e centrale dal Mediterraneo occidentale attraverso le capacità transfrontaliere esistenti tra la Francia e i suoi confini settentrionali. I progetti MIDCAT e STEP, entrambi mirano ad aumentare la capacità di interconnessione tra la Francia e la Penisola Iberica.

Nella regione del Mediterraneo centrale, i due fornitori di gas sono l'Algeria e la Libia. L'Italia è invece il principale consumatore di questo corridoio, seguita da Croazia, Slovenia, Bosnia ed Erzegovina che hanno mercati del gas più ridotti. La principale arteria del gas del Mediterraneo centrale è il gasdotto Transmed che collega l'Algeria all'Italia, passando per la Tunisia. Un altro gasdotto sottomarino per il trasporto di gas è il Greenstream che collega il campo onshore Wafa e il campo offshore Bouri in Libia all'Italia. L'Italia importa gas via gasdotto anche dal Nord Europa e dalla Russia attraverso le interconnessioni con la Svizzera e l'Austria. Diversi progetti in corso (come TAP e EastMed-Poseidon) hanno l'ambizione di diversificare le rotte commerciali e le fonti di approvvigionamento, cercando di ridurre le congestioni. L'Italia rafforza così la sua posizione centrale grazie ai nuovi gasdotti sottomarini.

A tale riguardo, le regioni occidentali e centrali potrebbero essere meglio integrate attraverso il mercato interno del gas dell'UE, approfittando del sistema d'interconnessioni in Europa centrale e nord-occidentale. Affinché ciò avvenga, tuttavia, sarebbe necessario agevolare i flussi di gas algerino e libico in grado di andare oltre la Spagna e l'Italia.

Per quanto riguarda invece il Mediterraneo orientale il mercato del gas non è completamente integrato. I due principali mercati della regione, quello egiziano e quello turco, non sono interconnessi. Inoltre, non esistono collegamenti via gasdotto tra la Libia e l'Egitto, manca la connettività tra la Siria e la Turchia e anche tra la Siria e il Libano (in quest'ultimo caso il gasdotto

esiste ma è inutilizzato). Ciò implica che una carenza di approvvigionamento di gas nella zona sud-orientale non potrebbe essere compensata con forniture da/per la zona nord-orientale. Inoltre, i Paesi mediterranei della regione balcanica non sono collegati tra loro e, sebbene alcuni di essi abbiano interconnessioni con altri Paesi dell'UE o dell'Energy Community, queste capacità non sono sufficienti a garantire un solido flusso commerciale di gas tra le regioni centrali e orientali. Inoltre, al momento non vi sono ancora infrastrutture sufficienti per mobilitare le riserve di gas che via via si stanno scoprendo nella regione.

L'integrazione fisica tra queste diverse zone di scambio potrebbe migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nella regione nel suo complesso ma, anche se ritenuta economicamente fattibile, la costruzione di gasdotti per collegare le zone non sembra essere possibile senza una reale volontà politica e un miglioramento del quadro regolatorio, compreso il miglioramento delle condizioni politiche e di sicurezza in Libia e in Siria.

Non vi sono dubbi sul fatto che una maggiore integrazione sia condizionata prima di tutto dall'individuazione delle lacune in termini di investimenti, facendo in modo che i progetti proposti per colmare tali vuoti siano sufficienti e rispondano ad un'analisi costi-benefici positiva, tenendo conto non solo del costo delle infrastrutture, ma anche di altre esternalità legate alla sicurezza dell'approvvigionamento, al rafforzamento della concorrenza, alla convergenza dei prezzi, all'efficienza energetica, alla flessibilità e all'impatto ambientale e socio-economico.

Oltre ai gasdotti, nel mercato del GNL gli operatori chiedono contratti più flessibili e a più breve termine. La durata dei contratti a lungo termine si sta riducendo, con le aziende che passano da contratti a lungo termine (cioè 20 anni) a contratti di durata non superiore a 10 anni. Il commercio a pronti e a breve termine si sta sviluppando e cresce rapidamente. Tuttavia, per sviluppare nuovi progetti infrastrutturali sono necessari impegni a lungo termine (sia con l'utente sia con il regolatore).

Investimenti sul potenziamento delle interconnessioni esistenti e nella realizzazione di nuove rotte, avrebbero un valore strategico anche nel lungo termine, garantendo il trasporto dei cosiddetti gas verdi (biogas e biometano). L'integrazione energetica del Mediterraneo potrà quindi garantire sicurezza e diversificazione delle forniture con continuità nel tempo, evitando shock legati al processo di decarbonizzazione. Inoltre, sarà possibile sfruttare al meglio le sinergie di complementarità dei potenziali di domanda e offerta dei vari paesi, come nel caso dell'idrogeno verde. Energia solare disponibile a basso costo nelle zone Nordafricane potrebbe infatti essere utilizzata per la produzione di grandi quantitativi di idrogeno verde, abilitando l'esportazione verso le altre sponde del Mediterraneo e verso l'Europa. A fronte di investimenti contenuti sulle reti esistenti, il blending di idrogeno e gas naturale potrebbe offrire una soluzione percorribile già nei prossimi anni.

Il giusto livello di infrastrutture e il giusto quadro normativo possono essere raggiunti solo se si affrontano adeguatamente gli ostacoli troppo spesso all'origine dei ritardi negli investimenti. Affinché ciò avvenga, è necessaria una maggiore cooperazione regionale tra tutti gli stakeholder (governi, regolatori, operatori delle infrastrutture del gas, spedizionieri, consumatori, ecc).

Infine, ma non meno importante, non va trascurato il ruolo cruciale dei regolatori nel facilitare e promuovere gli investimenti infrastrutturali. Ci sono tre principi fondamentali su cui deve essere costruito un sistema di regolamentazione efficace: indipendenza, trasparenza e protezione degli investitori/consumatori, attraverso un sistema tariffario che rifletta i costi, fornendo incentivi adeguati a nuovi investimenti e per un uso efficiente delle infrastrutture evitando sovvenzioni incrociate tra gli utenti della rete.

**Box 7 – Motivazioni e necessità di investimenti nelle infrastrutture elettriche nel bacino del Mediterraneo**

L'integrazione delle due sponde del Mediterraneo va vista ormai non come un'opportunità ma come una vera e propria necessità per garantire la stabilità e lo sviluppo sostenibile della Regione. Dal punto di vista elettrico, questo implica la progressiva integrazione delle reti nazionali di trasmissione dell'energia elettrica, coerentemente con le politiche di vicinato in materia di energia e gli obiettivi climatici e di decarbonizzazione dell'UE, volti a favorire lo sviluppo delle FER nel Mediterraneo e a limitare l'impatto dei cambiamenti climatici attraverso un sostanziale aumento dell'efficienza energetica.

I Paesi del bacino del Mediterraneo hanno caratteristiche energetiche diverse ma complementari, in termini di profili di carico e mix di generazione, che andrebbero sfruttate in modo sinergico al fine di aumentare gli scambi di energia e raggiungere gli obiettivi della transizione energetica nei prossimi decenni.

Inoltre, l'integrazione e l'esercizio coordinato dei sistemi elettrici mediterranei avrebbero un impatto diretto, oltre che sulla riduzione dell'impatto ambientale, anche sul rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti e la resilienza energetica della regione.

Partendo da questo contesto, Med-TSO, l'associazione ospitata da Terna a Roma che raggruppa i TSO di 19 Paesi del Mediterraneo, dal 2012 lavora per favorire la cooperazione regionale, in particolare redigendo ogni due anni un piano decennale di sviluppo delle reti nel Mediterraneo, il cosiddetto "Master Plan of the Mediterranean Electricity Interconnections" (MMP).

Il piano si basa su una metodologia coordinata e armonizzata tra i membri di Med-TSO, coerente con quanto sviluppato a livello europeo da ENTSO-E, e su una serie di scenari energetici di riferimento realistici, che sono alla base di studi di mercato in cui vengono identificate le principali possibilità di sviluppo del sistema elettrico mediterraneo e studi di rete in cui vengono valutati in certo numero di potenziali progetti di interconnessione.

L'ultimo MMP, pubblicato nel 2018 nell'ambito del cosiddetto "Mediterranean Project", co-finanziato dalla Commissione Europea, ha identificato 14 cluster di investimenti per la realizzazione delle interconnessioni transfrontaliere che potrebbero essere realizzate per favorire l'aumento degli scambi di energia tra i Paesi dell'area mediterranea secondo gli scenari previsti all'anno 2030.

La lista dei cluster esaminati da Med-TSO è riportata nella figura sottostante:



Più in dettaglio, viene dapprima implementato un modello di mercato che, per ciascun cluster e per ogni scenario di riferimento, calcola le variazioni di numerosi indicatori annuali (energia non fornita ENS, riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub>, riduzione dei distacchi delle FER) e, quindi i benefici, determinati da potenziali nuove interconnessioni tra i vari Paesi (*commercial viability*). Gli studi di rete, poi, permettono di valutare la fattibilità tecnica di tali potenziali interconnessioni (*technical viability*).



I 14 cluster studiati rappresentano circa 18.000 MW di nuova capacità di interconnessione, corrispondenti a circa 16 Miliardi di euro di investimenti stimati. I risultati ottenuti confermano le potenzialità positive dei progetti di interconnessione esaminati, la cui effettiva realizzazione è però soggetta al superamento di importanti barriere tecniche, regolatorie, finanziarie ed istituzionali.

- ❖ **Barriere Tecniche:** parziale mancanza di armonizzazione delle regole che consentono l'interoperabilità dei sistemi elettrici attuale sviluppo dei sistemi elettrici nazionali non orientato all'integrazione (sub)regionale e alla cattura dei benefici dell'interconnessione.
- ❖ **Barriere regolatorie:** le Autorità di Regolazione nazionale hanno un ruolo cruciale da svolgere, in quanto alla base del processo di creazione di un clima favorevole agli investimenti. In alcuni Paesi mediterranei tali Autorità non sono presenti o non sono sufficientemente indipendenti in maniera tale da facilitare la definizione di accordi commerciali che tutelino gli investitori.
- ❖ **Barriere finanziarie:** il finanziamento dei progetti è un aspetto cruciale per lo sviluppo delle reti nella regione del Mediterraneo, poiché il merito creditizio di diversi Paesi del sud rimane incerto nonostante il ricorso crescente al finanziamento esterno. La bancabilità dei progetti dovrebbe essere garantita da una chiara serie di segnali economici mentre l'accesso alle istituzioni finanziarie internazionali e l'accesso al meccanismo di finanziamento (come il meccanismo CEF dell'UE) dovrebbero essere accessibili dopo aver definito una metodologia di analisi costi-benefici (CBA) chiara e armonizzata.
- ❖ **Barriere istituzionali:** nella maggior parte dei Paesi MENA i TSO sono di proprietà statale e sotto stretto controllo del governo. Pertanto, la piena approvazione di nuovi progetti di interconnessione o di rafforzamento delle interconnessioni esistenti richiede il coinvolgimento delle istituzioni nazionali al fine di: i) verificarne la rispondenza agli obiettivi strategici nazionali; ii) avere l'approvazione dei meccanismi incentivanti per tutte le parti interessate; iii) poter implementare in maniera efficace il quadro regolatorio (tecnico e non) sia a livello nazionale che regionale.



### Box 8 - Rassegna generale del quadro regolatorio

Le decisioni di investimento nei sistemi elettrici sono di importanza cruciale, in quanto devono garantire a lungo termine la corrispondenza tra le esigenze dei consumatori e la capacità di fornitura delle infrastrutture di generazione e di rete. Nei Paesi del Sud e dell'Est del Mediterraneo (PSEM), gli investimenti sono spesso complicati a causa delle limitate risorse finanziarie e delle ridotte capacità industriali. Il livello di sviluppo economico è infatti un parametro fondamentale e il rapido aumento delle esigenze delle popolazioni rende ancora più impegnativa la pianificazione del sistema.

Nell'ambito dell'esplorazione degli aspetti macroregionali di una politica coordinata in materia di energia e clima, nonché del potenziale transfrontaliero aggiuntivo, in particolare nell'Adriatico (come sottolineato dalla Raccomandazione della Commissione Europea del 18.6.2019 sulla bozza del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima dell'Italia per il periodo 2021-2030 - C(2019) 4412 definitivo) sarebbe utile fornire una panoramica generale del quadro normativo che si applica alle autorità nazionali di regolamentazione (ANR) e ai operatori dei sistemi di trasmissione (TSO) in termini di pianificazione degli investimenti e di sviluppo delle interconnessioni, al fine di migliorare il coordinamento tra sistemi contribuendo così alla creazione di un mercato integrato dell'energia elettrica nel più ampio bacino del Mediterraneo.

In questo contesto, la valutazione delle situazioni nazionali effettuata dai membri del MEDREG fornisce interessanti illustrazioni di come l'integrazione delle due sponde del Mediterraneo sia una questione chiave per la stabilità e lo sviluppo sostenibile della regione. La possibilità di combinare e gestire in modo più integrato sistemi energetici complementari in termini di profili di carico e mix di generazione è un valore aggiunto che ha un impatto diretto sull'aumento dell'efficienza energetica, come risultato dell'integrazione delle reti di trasmissione, e sulla riduzione del costo e dell'impronta ambientale dell'energia elettrica. In questo senso, il ruolo delle autorità nazionali di regolamentazione (ANR) e degli operatori dei sistemi di trasmissione (TSO) è fondamentale.

In termini di pianificazione degli investimenti e di sviluppo delle interconnessioni, mentre nell'UE la *market design* e il livello di sviluppo dei mercati dell'elettricità permette di eseguire modelli di simulazione che valutano i progetti in base ai prezzi all'ingrosso, nella più ampia regione del Mediterraneo tale approccio è molto più difficile da attuare. La valutazione del valore sociale dei progetti di interconnessione è ostacolata dalla mancanza di armonizzazione del funzionamento del sistema e le condizioni sono meno favorevoli che in Europa per realizzare un'efficiente integrazione transfrontaliera. La topologia dei sistemi esistenti nei PSEM è molto diversa, il sistema è meno magliato, e le reti, meno interconnesse, seguono le regioni costiere dove si concentra la gran parte della popolazione. Inoltre, la mancanza di margini di riserva dal lato della generazione elettrica e l'aumento sostenuto dei consumi in un contesto di organizzazione non competitiva dei mercati rendono ancora più difficile lo sviluppo di un approccio armonizzato nello sviluppo delle reti.

In termini di regolamentazione, i costi delle reti di trasmissione e di distribuzione devono essere coperti attraverso tariffe sull'uso delle infrastrutture, queste tariffe sono determinate direttamente dalle autorità di regolamentazione o determinate dagli operatori sotto il controllo delle dette autorità. Di conseguenza, i nuovi asset di rete conferiscono un diritto per il recupero dei costi e la remunerazione del capitale investito.

Il ruolo delle autorità di regolamentazione è quindi quello di controllare che i costi siano trasparenti ed efficienti, cioè che corrispondano ai costi di un operatore efficiente (gli investimenti sono valutati come necessari, i costi ragionevoli e il progetto consegnato in tempo utile). Inoltre, le autorità di regolamentazione devono garantire che questi nuovi beni siano effettivamente necessari e verificare che i piani di investimento dei GRT siano effettivamente al servizio dell'interesse generale.

Valutare le esigenze di investimento nelle interconnessioni transfrontaliere è più impegnativo che a livello nazionale, perché richiede un elevato livello di coordinamento tra i Paesi interessati. In Europa, i Paesi condividono una visione comune in termini di orientamento normativo e di *market design*. Al di fuori dell'UE, tuttavia, e al di là dell'influenza del modello europeo, non esiste un quadro chiaro e una visione condivisa rispetto al ruolo delle interconnessioni e al *market design*.

Med-TSO sta sviluppando alcune metodologie per la costruzione di un TYNDP (*Ten Years Network Development Plan*) a livello mediterraneo che è largamente influenzato dall'approccio utilizzato da ENTSO-E. Questi sforzi hanno già prodotto una mappa dei progetti di interconnessione, scenari a lungo termine e concetti di valutazione economica dei progetti. D'altra parte, sulla base delle valutazioni delle differenti situazioni, MEDREG lavora per analizzare quali strumenti possano essere utilizzati dalle autorità di regolamentazione per valutare gli investimenti effettuati dagli operatori di rete. La sfida consiste nell'individuare le lacune infrastrutturali, giustificare i nuovi investimenti, valutare il valore aggiunto dei nuovi progetti proposti dai TSO e, infine, verificare la pertinenza dei costi e della gestione dei progetti.

Le autorità di regolamentazione e le autorità pubbliche possono giocare su un insieme di strumenti e misure diverse nel loro rapporto con l'industria, strumenti che dipendono, tuttavia, da diversi parametri relativi alle caratteristiche dei vari Paesi. L'obiettivo di MEDREG è in particolare quello di aiutare i membri a condividere la loro esperienza e a valutare quali strumenti potrebbero essere utili nella regione, tenendo presente che non esiste un approccio unico per tutti. I regolatori dell'UE hanno un *savoir-faire* da condividere in particolare nelle relazioni con i TSO e i responsabili delle decisioni, e dovrebbero dare suggerimenti ai Paesi del Sud e dell'Est del Mediterraneo. L'approccio per affrontare lo sviluppo delle infrastrutture elettriche nei Paesi del Sud del Mediterraneo dovrebbe essere basato su una condivisione graduale delle conoscenze, sull'apprendimento condiviso e sul *benchmarking*.

Lo sviluppo delle infrastrutture elettriche normalmente richiede un investimento significativo sia da parte del Governo che del settore privato. Ma gli investimenti privati richiedono progetti di fattibilità solidi, basati sul rischio percepito e sulla bancabilità dei progetti. Gli investimenti diretti esteri (IDE) sono strumentali in molti casi allo sviluppo di un'infrastruttura di un paese e i rischi legati al paese sono i primi ad essere valutati dagli investitori stranieri. Garantire un ambiente normativo stabile per tutta la durata del progetto è un dovere per gli investitori.

In termini di sviluppo delle interconnessioni, per le sponde meridionali e orientali, le autorità di regolamentazione dovrebbero fornire una guida ai TSO che devono condividere le responsabilità di coordinare l'area di bilanciamento oltre confine. Un adeguato equilibrio di responsabilità tra le ANR e i TSO garantirebbe un approccio comune in ogni paese per negoziare i necessari accordi da raggiungere al fine di promuovere una responsabilità comune per la condivisione dei servizi. È necessaria una pianificazione integrata per ciascun sistema al fine di coordinare i livelli di riserva appropriati con lo sviluppo previsto della produzione, compresi i piani di sviluppo delle FER intermittenti e, oltre a ciò, lo sviluppo delle interconnessioni al fine di aumentare gli scambi commerciali transfrontalieri di energia.

L'espansione degli scambi commerciali transfrontalieri può essere un modo economico per aumentare l'affidabilità e l'accessibilità economica, ma ad oggi ancora persistono barriere tecniche e politiche. Per superare tali barriere, è fondamentale l'instaurazione di una costante cooperazione. Istituzioni come MEDREG e Med-TSO sono sempre più coinvolte nel sostenere concrete collaborazioni tecniche e istituzionali a livello regionale e internazionale, promuovendo scambi duraturi e portando ad un'ulteriore compatibilità dei Paesi della regione. Più precisamente, tra le opzioni per migliorare la situazione nei PSEM, MEDREG ha individuato le seguenti raccomandazioni:

- Chiarire l'architettura istituzionale a livello nazionale. Nella maggior parte dei casi, i TSO sono di proprietà dello Stato e sono ancora sotto lo stretto controllo del governo. Ciò può essere giustificato dalla necessità di uno sviluppo delle infrastrutture superiore a quello dell'UE, portando così la questione dello sviluppo della rete elettrica al livello di priorità politica. In effetti, il finanziamento dei progetti continua ad essere un aspetto impegnativo dello sviluppo della rete nella regione del Mediterraneo, poiché la solvibilità di diversi Paesi del Sud e dell'Est del Mediterraneo rimane incerta nonostante il crescente ricorso a finanziamenti esterni. La situazione dovrebbe essere affrontata con attenzione secondo le prospettive di sviluppo dei produttori di energia elettrica indipendenti e la possibile coabitazione tra un settore regolamentato e un settore competitivo. Gli obiettivi nazionali dovrebbero essere chiariti al fine di definire adeguatamente le regole e creare incentivi per ogni categoria di attori. A questo proposito, anche le istituzioni finanziarie pubbliche

internazionali dovrebbero essere coinvolte per garantire che tali obiettivi siano sostenibili a medio e lungo termine.

- Migliorare la capacità di pianificazione degli investimenti. Di solito è difficile per i PSEM pianificare gli investimenti di rete a medio e lungo termine, perché i progetti finanziati risentono di ritardi o guasti sia nelle reti elettriche che negli impianti rinnovabili. Sulla base di una visione a lungo termine che articola tutte le dimensioni rilevanti dei sistemi di alimentazione, è fondamentale valutare i possibili strumenti da mobilitare, compresa l'efficienza energetica dal lato dei consumatori. Anche l'onere finanziario degli investimenti dovrebbe essere valutato con attenzione, in particolare per evitare il rischio che i consumatori escano dalla rete (sviluppando ad esempio l'autoproduzione). Inoltre, nel Sud del Mediterraneo, diversi Paesi stanno accelerando i loro programmi di riforma dei prezzi dell'elettricità. Se da un lato questi piani probabilmente ridurranno l'onere fiscale che grava sui governi, dall'altro potrebbero anche causare una pressione al ribasso sulla domanda di energia elettrica. Pertanto, l'esito dell'evoluzione dei prezzi dovrebbe essere attentamente considerato quando si pianifica la capacità futura.
- Garantire un adeguato livello di trasparenza e di *know-how*. Favorire gli investimenti, la stabilità istituzionale e la trasparenza delle regole è un fattore chiave. Le misure per la costruzione di mercati competitivi comprendono in particolare gli sviluppi in termini di *governance* per consentire una tariffazione efficace dell'energia e la chiarezza dei compiti per gli *stakeholder*. Gli investitori stranieri richiedono generalmente garanzie sulle strutture di rischio e sulla copertura. Inoltre, vi è la necessità di fornire uno sviluppo di capacità dedicato per i principali responsabili delle decisioni in materia di energia all'interno dei PSEM, al fine di condividere conoscenze e informazioni tra gli Stati dell'UE e la regione, in particolare sulla pianificazione degli investimenti, gli standard tecnici e il finanziamento di progetti di energia rinnovabile.
- Le autorità di regolamentazione hanno un ruolo cruciale da svolgere anche attraverso la creazione di un solido clima per gli investimenti. In realtà, il loro ruolo consiste nel lavorare a stretto contatto con gli operatori, garantendo che i processi di investimento siano gestiti in modo efficiente. Esse contribuiscono a determinare gli obiettivi a lungo termine per lo sviluppo dei sistemi energetici anche in vista dell'organizzazione del sistema energetico. Svolgono inoltre un ruolo cruciale nell'adeguamento delle regole per consentire l'innalzamento del livello delle interconnessioni e per colmare le potenziali lacune normative che ostacolano i flussi di energia oltre confine. Poiché condividono gli stessi tipi di capacità e competenze, quando i regolatori sono presenti nei Paesi interconnessi, facilitano la ricerca di accordi reciprocamente vantaggiosi.

### 5.3 Investimenti in infrastrutture energetiche

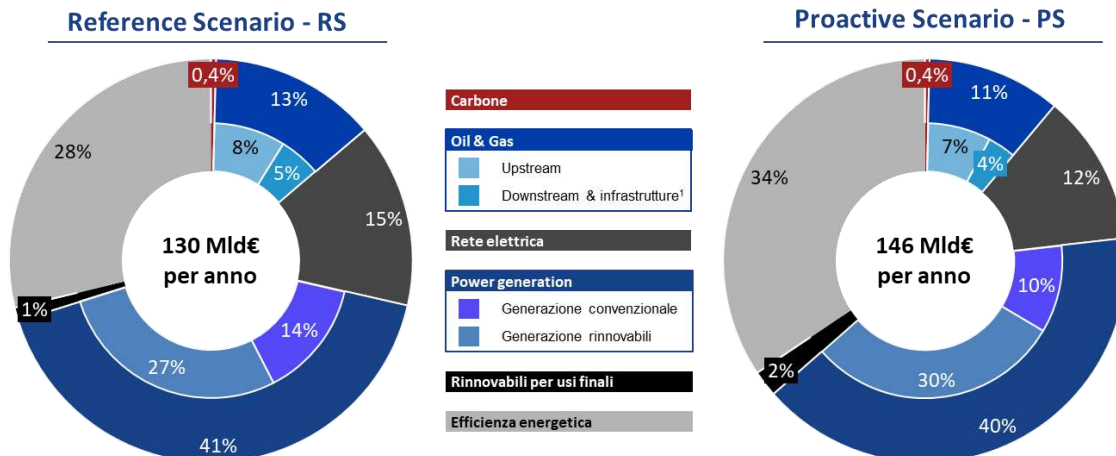
Il raggiungimento degli obiettivi ipotizzati negli scenari di evoluzione energetica elaborati dall'OME prevede per il periodo 2018-2030 investimenti energetici cumulativi pari a 1.700 Mld€ nello Scenario di Riferimento e 1.900 Mld€ nello Scenario Proattivo.

Come si evince dalla Figura 19, i Paesi dell'area necessiteranno di un investimento medio annuo che varia tra i 130 Mld€ (Scenario di Riferimento) e i 146 Mld€ (Scenario Proattivo), corrispondenti a circa l'1% del PIL della regione.

In entrambi gli scenari, il settore della generazione elettrica rappresenterà la maggiore quota degli investimenti (41% nel RS<sup>32</sup> e 40% nel PS<sup>33</sup>) seguito dall'efficienza energetica (28% nel RS e 34% nel PS). In linea con la flessione della domanda nel settore oil and gas all'orizzonte 2030 nel PS, gli investimenti in tale settore subiranno un leggero calo. Gli investimenti in rinnovabili per usi finali<sup>34</sup>, pur restando una voce ancora residuale all'orizzonte 2030, saranno oltre il doppio nello scenario Proattivo rispetto a quello di Riferimento. Date le numerose barriere di tipo istituzionale, regolatorie, amministrative e finanziarie ancora esistenti nella maggior parte dei Paesi del Sud, l'aumento degli investimenti in tale comparto sarà concentrato al Nord, dove nello scenario Proattivo supererà la quota destinata agli idrocarburi.

Per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica previsti nello Scenario Proattivo e la conseguente riduzione dei consumi energetici del 20% rispetto allo Scenario di Riferimento, gli operatori dovranno investire in media circa 60 Mld€ annui addizionali. Tali investimenti avranno un effetto diretto sulla riduzione dei consumi e sul miglioramento della competitività industriale.

Figura 19. Investimenti cumulati per settore (% , 2018-2030)<sup>35</sup>



Fonte: Mediterranean Energy Trends and Perspectives 2020 (in progress) – OME

Nella figura sottostante (Figura 20) è possibile osservare la suddivisione degli investimenti energetici del Mediterraneo nelle due aree oggetto di confronto (Nord e Sud).

La distribuzione degli investimenti nella regione Mediterranea mostra che nel periodo 2018-2030, la parte settentrionale della regione investirà soprattutto in ambito elettrico data la

<sup>32</sup> Reference Scenario

<sup>33</sup> Proactive Scenario

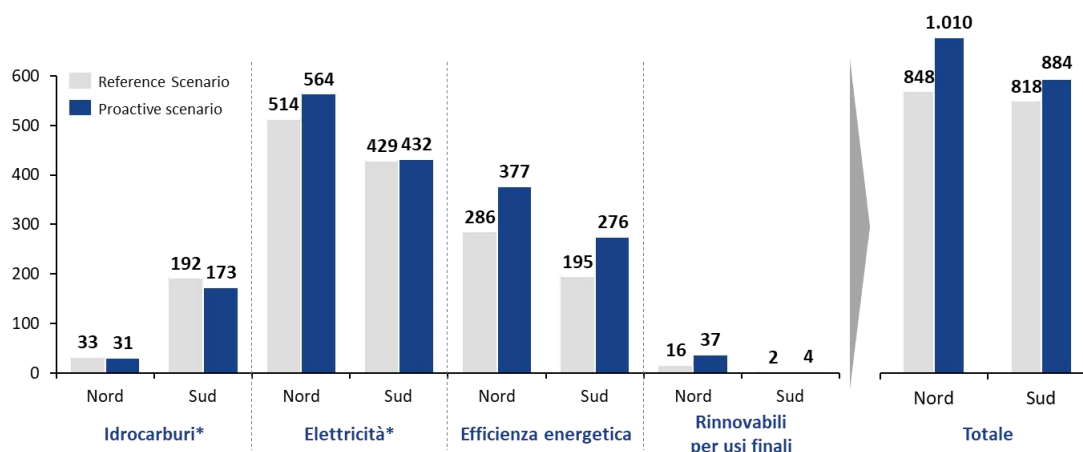
<sup>34</sup> Tale voce include calore, trasporti e generazione elettrica decentralizzata.

<sup>35</sup> "Downstream & Infrastrutture" include anche le infrastrutture Oil & Gas.

necessità di questi Paesi di riconvertire e/o ristrutturare il proprio parco di generazione e le reti esistenti in ottica di *coal phase-out*.

Nella zona Sud gli investimenti legati agli idrocarburi, pur rappresentando il 20% degli investimenti complessivi nel comparto energetico all'orizzonte 2030, saranno di quasi sei volte superiori rispetto a quanto previsto nello stesso periodo nella regione settentrionale. Oltre il 70% di tali investimenti si concentreranno nei processi operativi upstream. Nel comparto elettrico, l'8% degli investimenti in nuova capacità sarà legato alla realizzazione di centrali a gas, che hanno mantenuto un'evoluzione costante nel recente passato (poco meno di 50 GW sono stati aggiunti tra il 2010 e il 2017) e vedranno un aumento analogo nel prossimo decennio. Quasi la metà degli investimenti in nuova capacità di generazione elettrica nello scenario Proattivo sarà destinata alle rinnovabili non-idro, con una quota preponderante del solare fotovoltaico e a concentrazione. Gli investimenti in linee di trasmissione e distribuzione sono stimati in circa il 20% del totale del comparto elettricità. Infine, l'implementazione di misure di efficienza energetica richieste dagli adempimenti degli NDCs comporterà un aumento del 45% nello scenario Proattivo rispetto a quello di riferimento, con una quota maggioritaria del settore dei trasporti seguito da quello delle costruzioni.

Figura 20. Investimenti energetici cumulati per regione e settore (Mld€, 2018-2030)



Fonte: Mediterranean Energy Trends and Perspectives 2020 (in progress) – OME

\*: Le voci "Idrocarburi" ed "Elettricità" includono anche gli investimenti previsti rispettivamente per la rete gas e trasmissione e distribuzione elettrica.

### 5.4 Investimenti e progetti italiani

Lo Scenario Proattivo dell'OME stima che entro il 2030 gli investimenti necessari nell'area Sud del Mediterraneo saranno pari a oltre 880 Mld€ e riguarderanno opere di primaria necessità per una evoluzione del settore energetico al passo con la crescita demografica e secondo i principi di sostenibilità sanciti dall'accordo di Parigi del 2015. Tale sforzo richiede una rinnovata cooperazione regionale, unita ad un dialogo crescente tra i decisori pubblici e gli operatori di mercato, al fine di mobilitare le risorse necessarie.

La filiera energetica italiana (operatori, main contractors e sub-contractors) è storicamente impegnata nei paesi della sponda Sud del Mediterraneo apportando il suo contributo di competenze tecnologiche, di capacità realizzativa e di organizzazione finanziaria.

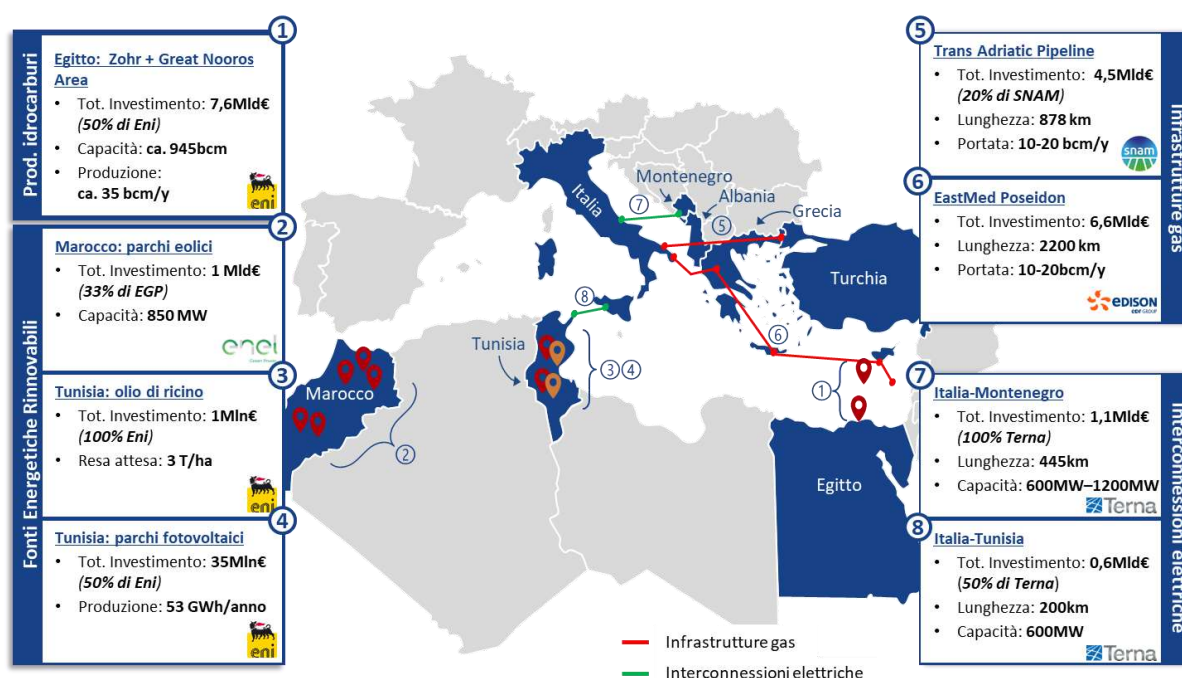
Nei prossimi anni è previsto che questo impegno venga sempre più affiancato da una serie di interventi finalizzati a rafforzare le capacità dei Paesi produttori nella gestione della filiera. In



particolare, questa attività si prefigge di incorporare un maggiore contenuto locale nei progetti collegati all'industria energetica, sviluppare un quadro normativo moderno e trasparente, rafforzare le competenze delle imprese locali, formare le giovani generazioni. L'obiettivo è quello di colmare il divario esistente tra il sistema economico italiano/europeo (in termini di normativa, procedure, trasparenza, standard, qualità, formazione, sicurezza e tutela ambientale) e quello dei paesi produttori.

L'analisi di alcuni progetti delle diverse filiere energetiche indicati nel seguito conferma il ruolo che le aziende italiane svolgono nel quadro degli investimenti nei Paesi non UE del Mediterraneo anche in termini di sostenibilità economica, ambientale e sociale.

Figura 21. Investimenti italiani nel Mediterraneo



Fonte: Analisi PwC Strategy&, Partecipanti allo studio

Per quanto concerne la produzione di idrocarburi, storicamente la più importante presenza italiana nell'area, è opportuno citare due iniziative di Eni in relazione ai giacimenti di gas scoperti recentemente nel Mediterraneo: i giacimenti della Great Nooros Area e il giacimento di Zohr, entrambi situati in acque egiziane.

La Great Nooros Area è un'area ricca di gas nella regione del Delta del Nilo. I giacimenti di gas Nooros e Abu Madi West sono situati in acque poco profonde a circa 12 km dalla costa all'interno della concessione "Nile Delta". Nooros è considerato il secondo giacimento a gas più importante di Eni, dopo Zohr.

Quest'ultimo è situato al largo delle coste egiziane (all'interno del blocco Shorouk) ed è considerato il più grande giacimento di gas del Mar Mediterraneo. L'investimento totale per questo giacimento è di circa 7,6 Mld€, Eni ne è operatore al 50%. Zohr ha una capacità di 850 miliardi di metri cubi di gas, e al momento sono stati raggiunti i 2,7 bcm al giorno di estrazione.

Lo sviluppo di questi due progetti è di fondamentale importanza per il superamento della crisi energetica egiziana permettendo al Paese di ambire all'autosufficienza e riprendere l'export di gas. Inoltre lo aiuterebbe ad orientare la propria strategia energetica nazionale verso il gas e le rinnovabili, abbandonando i programmi di ricorso al carbone.



Nell'ambito delle energie rinnovabili negli ultimi anni sono stati avviati alcuni significativi progetti: la costruzione di cinque parchi eolici in Marocco per mano di Enel Green Power, la coltivazione di piante di ricino per la produzione di biocarburanti e la costruzione di parchi fotovoltaici, entrambi realizzati in Tunisia da Eni.

Enel Green Power ha avviato la costruzione in Marocco di cinque parchi eolici per una capacità installata totale di 850 MW. Il completamento di questo progetto permetterà lo sviluppo di competenze locali e *know-how* per migliorare e soddisfare la crescente domanda di energia elettrica da fonte rinnovabile ad un prezzo competitivo e, di conseguenza, consentirà di sostituire progressivamente la produzione energetica di origine fossile con energie da fonti rinnovabili.

Il progetto sperimentale di Eni in Tunisia per la coltivazione di 140 ettari di campi di piante di ricino ha l'obiettivo di sostituire ed eliminare progressivamente l'utilizzo dell'olio di palma per uso non alimentare con cariche alternative, in questo caso con l'olio di ricino, per la produzione di biocarburanti. L'olio di ricino sarà impiegato per alimentare le bioraffinerie Eni di Venezia e Gela, ponendosi anche come esempio virtuoso nel campo dell'economia circolare. Con questo progetto Eni intende far fronte alla normativa europea RED (I e II) che impone l'utilizzo di una quota crescente di biocarburanti nel settore trasporti e una graduale sostituzione delle materie prime di prima generazione (tra cui l'olio di palma) con *feedstock* sostenibili.

In Tunisia Eni ha anche avviato la costruzione di due parchi fotovoltaici. Il primo parco sarà costruito a Tataouine per vendita di energia elettrica alla rete domestica, mentre il secondo, situato ad Adam, sarà costruito per fornire energia elettrica agli impianti produttivi. Anche il completamento di questi progetti italiani permetterebbe alla Tunisia di sviluppare competenze locali e *know-how* per migliorare e soddisfare la crescente domanda di energia elettrica da fonte rinnovabile ad un prezzo competitivo.

Nel Mediterraneo è prevista la realizzazione di due importanti progetti di trasporto di gas che riguardano la costruzione di gasdotti che porteranno gas naturale dal Medio Oriente all'Italia e quindi all'Europa, migliorando la sicurezza degli approvvigionamenti, la competitività e la diversificazione geografica delle fonti e rendendo l'Italia un potenziale esportatore di gas (*reverse flow*). Il Trans Adriatic Pipeline (TAP) guidato da SNAM è in costruzione e il progetto EastMed-Poseidon promosso da Edison è in fase avanzata di sviluppo.

Infine, per quanto riguarda la rete di trasporto elettrica è importante menzionare due opere di Terna nel Mediterraneo. Il primo progetto, inaugurato lo scorso novembre, riguarda la costruzione di un'interconnessione HVDC sottomarina che si estende per circa 445 km (di cui circa 423 km sotto il Mar Adriatico) e connette Montenegro ed Italia, consentendo ai due Paesi di scambiare elettricità in maniera bidirezionale.

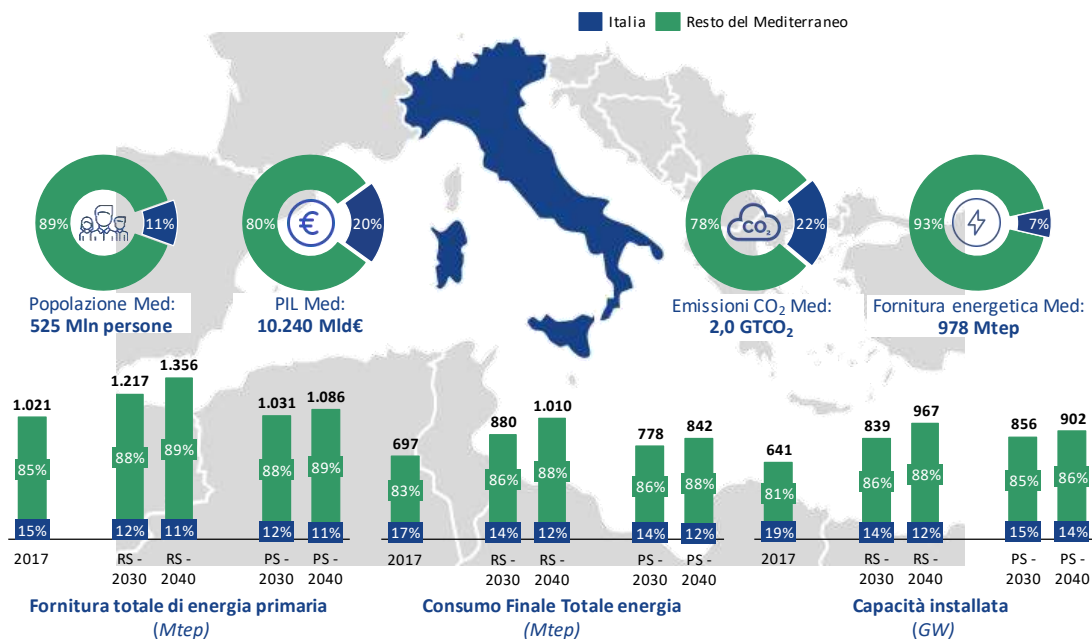
Il secondo è relativo alla costruzione dell'interconnessione HVDC sottomarina che connette la Tunisia all'Italia (EIMed) con l'obiettivo di consentire scambi di elettricità fra la rete elettrica Italiana, e quindi Europea, e il Nord Africa entro il 2027. Lo sviluppo di queste interconnessioni da parte dell'Italia diventa pertanto essenziale per la realizzazione di un mercato elettrico europeo che possa garantire una maggiore sicurezza della rete e ridurre i costi di approvvigionamento su mercati potenzialmente più vantaggiosi. In tale contesto rientrano i progetti dell'Italia-Montenegro e dell'Italia-Tunisia, attraverso i quali sarà possibile ottenere benefici in termini di sostenibilità ed integrazione dei mercati.

### 5.5 Ruolo dell'Italia

Nel 2017, l'Italia rappresentava l'11% della popolazione Mediterranea ed il suo PIL contribuiva al 20% della ricchezza regionale. Contestualmente, l'Italia contava emissioni di CO<sub>2</sub> per circa 0,43 Giga tonnellate (~22% del totale della regione) e forniva circa 36,7 Mtep di energia primaria.

Per quanto riguarda le previsioni di fornitura totale di energia primaria, di consumo finale e di capacità installata al 2030 in entrambi gli scenari l'Italia peserà tra l'11 ed il 15% del totale, avendo le maggiori possibilità nell'Area di interconnessioni tra Nord e Sud.

Figura 22. Il ruolo dell'Italia nel Mediterraneo (2017-2040)



Fonte: Mediterranean Energy Trends and Perspectives 2020 (in progress) – OME; Elaborazione PwC Strategy&

Nell'ultimo decennio si è assistito ad una progressiva trasformazione del tessuto economico e industriale verso un sistema di produzione e consumo sempre più attento alla sostenibilità. La transizione energetica è già oggi in atto in numerosi Paesi, grazie all'innovazione tecnologica unita alla volontà politica e ad una presa di coscienza crescente a livello globale sui rischi legati ai cambiamenti climatici. L'Unione Europea è stata pioniera in questo processo. Attraverso l'impostazione di una sua Strategia per un'energia competitiva, sostenibile e sicura, la "Energy Roadmap 2050", e l'organizzazione di un quadro legislativo coerente per gli Stati membri, sta creando le condizioni per un reale cambiamento di paradigma nel mercato energetico comunitario. Questi sforzi stanno iniziando a dare i propri frutti: sedici Paesi, tra cui l'Italia, sono in linea con gli obiettivi fissati al 2020.

Tra il 1990 e il 2018 le emissioni di CO<sub>2</sub> legate alla produzione di energia nel nostro Paese si sono ridotte di oltre il 15%, a fronte di una crescita economica del 22%. La domanda di energia è rimasta sostanzialmente stabile nel periodo di riferimento, con un tasso annuo di crescita composto dello 0,2%, ma con una progressiva trasformazione del mix produttivo a favore di un sempre maggiore apporto di fonti energetiche a bassa intensità di carbonio. Le rinnovabili, che rappresentavano circa il 5% del mix energetico nel 1990, oggi hanno superato il 18%. Il gas naturale è aumentato del 60% nello stesso periodo, mentre si è ridotto l'apporto del petrolio, che ad oggi resta comunque la prima fonte nel settore dei trasporti, e del carbone.

Tale cambiamento è ancora più marcato nel comparto elettrico, dove le fonti rinnovabili rappresentano oltre il 40% della capacità installata, parimenti al gas naturale<sup>36</sup>.

All'orizzonte 2030, grazie alle politiche in atto e in particolare all'attuazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e Clima, le emissioni di CO<sub>2</sub> del comparto energetico si ridurranno di oltre un terzo rispetto ai livelli attuali e di oltre il 40% rispetto al 1990<sup>37</sup>.

L'Italia si pone dunque in una dinamica virtuosa, in linea con gli obiettivi del «Green Deal» europeo, e potrebbe fungere da traino per favorire un'accelerazione della transizione energetica anche nel contesto regionale del Mediterraneo. La sua localizzazione geografica, nel cuore del Mediterraneo, le sue relazioni storiche con i Paesi della riva Sud, e il dinamismo del suo settore industriale rendono l'Italia un promotore naturale della transizione energetica nel Mediterraneo, di assoluta necessità ai giorni nostri (Figura 23).

Figura 23. Ruolo dell'Italia nell'area Mediterranea



Fonte: Analisi PwC Strategy&, partecipanti allo studio

Il nostro Paese può infatti fungere da collegamento tra Europa, Nord Africa e Medio Oriente favorendo le interconnessioni tra i mercati energetici e gli scambi commerciali, facendo leva sulla sua posizione geografica e sulla rilevanza che può avere in Europa sulle politiche economiche verso i paesi del Mediterraneo.

Grazie a questi aspetti, l'Italia può quindi fornire una risposta efficace alla raccomandazione formulata dalla Commissione europea che sostiene il ruolo dell'Italia nello sviluppo delle connessioni con i Paesi limitrofi, divenendo il riferimento per un modello di sviluppo sostenibile e non diviso rispetto alle ambizioni ambientali tra le regioni Nord e Sud del Mediterraneo.

Di fatto, il nostro Paese ha definito una strategia di sviluppo basata su rinnovabili e gas, su efficienza energetica ed economia circolare, modello potenzialmente replicabile anche in molti Paesi della sponda Sud.

Le aziende italiane possono inoltre contare in questo contesto su un sistema solido di relazioni, grazie alla loro presenza storica nell'area del Mediterraneo che già consente loro di attivare investimenti nel settore energetico con l'impiego di tecnologie innovative e competenze ad alto contenuto di specializzazione.

<sup>36</sup> Dati calcolati a partire dal database OME

<sup>37</sup> Dati calcolati a partire dal database OME

## 5.6 Green Deal euro-mediterraneo

La pubblicazione dell'Osservatorio Mediterraneo dell'Energia (OME) "Prospettive Energetiche Mediterranee"<sup>38</sup> inquadra chiaramente le numerose contraddizioni dei sistemi energetici regionali attuali: una domanda crescente nei Paesi della sponda Sud, un mix ancora fortemente dipendente dai combustibili fossili e una forte dipendenza energetica, soprattutto nella sponda settentrionale. Gli obiettivi fissati dai vari Paesi e presi in conto nello Scenario Proattivo permetteranno di apportare dei miglioramenti sostanziali in termini di riduzione della domanda di energia, delle emissioni e delle importazioni nette di combustibile, ma saranno ancora largamente al di sotto delle ambizioni necessarie in un processo di transizione energetica.

Bisogna inoltre incoraggiare uno sviluppo energetico più armonico tra le due sponde del Mediterraneo e la condivisione di obiettivi ambientali più omogenei.

Tutto questo si inserisce in un contesto geopolitico complesso che interessa la regione e che ha un impatto diretto sui mercati dell'energia. A ciò si aggiungono numerose questioni di ordine tecnologico, ambientale, economico e sociale. In particolare, gli effetti dei cambiamenti climatici si presentano in maniera sempre più evidente nella regione, come i lavori dell'IPCC<sup>39</sup> e del MedECC<sup>40</sup> sottolineano.

Per affrontare tali sfide il dialogo tra i decisori pubblici e il privato e la cooperazione energetica regionale risultano più che mai fondamentali. Inoltre, è necessario identificare le risorse e gli strumenti finanziari che aiutino i Paesi della sponda Sud nella loro crescita economica e nello sviluppo del settore energetico.

L'OME identifica in oltre 880 miliardi di euro gli investimenti necessari nei Paesi della sponda Sud per il raggiungimento degli obiettivi previsti dallo Scenario Proattivo all'orizzonte 2030. Sebbene ancora insufficiente al raggiungimento di una transizione energetica e una neutralità carbonio, lo scarto rispetto ad uno Scenario business-as-usual appare tutto sommato modesto (solo l'8% in più degli investimenti previsti nello stesso periodo) a fronte di benefici evidenti non solo da un punto di vista energetico e ambientale, ma anche dal punto di vista delle opportunità industriali. In effetti, l'aumento degli investimenti in capacità rinnovabile rinnovabile e in efficienza energetica rappresentano un'importante opportunità per le aziende italiane in considerazione della loro esperienza maturata nel mercato nazionale.

Un "Green Deal" esteso alla sponda Sud del Mediterraneo potrebbe dunque permettere il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica in maniera più rapida ed efficiente anche al di là dei confini europei.

Un ulteriore stimolo alla transizione energetica nel contesto euro-mediterraneo può essere dato dal lavoro dell'Unione per il Mediterraneo (UpM), l'organizzazione intergovernativa di cui fanno parte 43 Paesi d'Europa e del bacino mediterraneo, creata nel 2008 con lo scopo di favorire il dialogo e l'integrazione su alcune tematiche di interesse comune. In particolare, il lavoro delle tre piattaforme sull'energia (gas naturale, rinnovabili ed efficienza energetica, mercato elettrico regionale), avviato nella Ministeriale di Roma del novembre 2014, ha l'ambizione di riunire intorno allo stesso tavolo rappresentanti istituzionali e operatori del settore per l'attuazione di programmi definiti attraverso un processo condiviso. Le tre associazioni regionali (OME, Med-TSO e MedReg) che hanno collaborato al presente studio sono coinvolte nelle piattaforme energetiche dell'UpM e svolgono un importante ruolo di

<sup>38</sup> Editto in inglese, come «Mediterranean Energy Perspectives».

<sup>39</sup> Intergovernmental Panel on Climate Change.

<sup>40</sup> Mediterranean Experts on Climate and Environmental Change.

collegamento tra gli operatori del settore energetico e i rappresentanti istituzionali, al fine di facilitare l'implementazione dei progetti.

L'Italia ha sempre partecipato attivamente a numerose iniziative volte a sostenere programmi e progetti con il coinvolgimento dei Paesi della Regione a partire dall'European Recovery Plan del 2008, fino ai più recenti programmi Connecting Europe Facility ed EU External Investment Plan. Resta fondamentale adesso il suo impegno nel mantenere alto il livello di priorità della nuova Commissione Europea per le politiche e gli strumenti finanziari a sostegno dei piani energetici nella sponda Sud del Mediterraneo, anche nell'ambito della "Strategy for Africa" recentemente annunciata dalla Commissione Europea.

Si ritiene infine indispensabile il supporto del Governo Italiano alle iniziative portate avanti dagli operatori nazionali per uno sviluppo energetico più sostenibile nella regione in un contesto economico e politico molto articolato e complesso. Le ricadute sul settore industriale italiano e sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici sarebbero altamente positive.

L'Italia deve continuare a farsi portatrice in Europa di una visione strategica che includa i Paesi del Mediterraneo come partner imprescindibili di un modello energetico aperto ad interdipendenze e mutui benefici.