

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Componente 2; a detta componente sono stati attribuiti oltre 15 mld€ a cui si aggiungano ulteriori investimenti presenti in altre Missioni e componenti.

◆ **RIFORMA 1.1: SEMPLIFICAZIONE E ACCELERAZIONE DELLE PROCEDURE PER LA REALIZZAZIONE DI INTERVENTI PER L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO**

La riforma è articolata in quattro linee di intervento:

- Rendere operativo il Portale nazionale per l'efficienza energetica degli edifici;
- Potenziare le attività del Piano d'informazione e formazione rivolte al settore civile;
- Aggiornare e potenziare il Fondo nazionale per l'efficienza energetica;
- Accelerare la fase realizzativa dei progetti finanziati dal programma PREPAC.

◆ **PROMOZIONE DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO EFFICIENTE (M2C3-I.3.1)**

L'Investimento (200 mln€) è finalizzato a promuovere la realizzazione di reti di teleriscaldamento efficiente, attraverso la costruzione di nuove reti o l'estensione/ammodernamento di reti esistenti. La misura, attuata per il tramite del DM n. 263 del 30/06/2022 e dell'Avviso pubblico n. 435 del 23/12/2023. I progetti approvati con Decreto direttoriale n. 435 del 23/12/2022 della DGIE del MASE, sono stati approvati 29 progetti che genereranno a regime circa 0,073Mtep/anno.

◆ **ISOLE VERDI (M2C1-I.3.1)**

L'Investimento (200 mln€), attuato con il Decreto Direttoriale n. 219 del 27/09/2022 della ex Direzione Generale per il Clima, l'Energia e l'Aria e destinato ai 13 Comuni delle 19 Isole minori non interconnesse, è finalizzato a realizzare progetti integrati di efficientamento energetico e idrico, mobilità sostenibile, gestione del ciclo rifiuti, economia circolare, produzione di energia rinnovabile e diverse applicazioni per gli usi finali, il cui completamento è previsto per il primo semestre del 2026. Nello specifico, è prevista la realizzazione di progetti di efficientamento energetico del patrimonio immobiliare pubblico, per un importo pari a 17 mln€, nonché di interventi finalizzati sia alla realizzazione di impianti a fonti rinnovabili (47 mln€), sia a garantire la continuità e la sicurezza della rete elettrica al fine di favorire l'integrazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (33 mln€).

◆ **INTERVENTI PER LA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE DEI PORTI - GREEN PORTS (M2C2-I.1.1)**

L'investimento (270M€) si pone come obiettivo quello di rendere le attività portuali sostenibili e compatibili con i contesti urbani portuali attraverso il finanziamento di interventi volti all'efficientamento ed alla riduzione dei consumi energetici delle strutture e delle attività portuali.

◆ **ALTRE MISURE DI EFFICIENZA ENERGETICA (NON GESTITE DAL MASE)**

- Piano di sostituzione di edifici scolastici e di riqualificazione energetica (M2C3-I.1.1): l'Investimento (800 mln€) è finalizzato alla progressiva sostituzione di parte del patrimonio edilizio scolastico obsoleto, intervenendo su circa 195 edifici scolastici per un totale di 410 mila mq con una riduzione del consumo di energia finale di almeno 50 per cento (3,4 Ktep all'anno). La misura è attualmente in corso di attuazione.
- Efficientamento degli edifici giudiziari (M2C3-I.1.2): l'Investimento (410 mln€) è finalizzato all'efficientamento energetico di 48 edifici giudiziari, valorizzandone il patrimonio storico ma garantendo, allo stesso tempo, la sicurezza antisismica e l'efficienza tecnologica. La misura è

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

attualmente in corso di attuazione e garantirà a regime un risparmio atteso di 0,7 ktep/anno di energia primaria.

- Migliorare l'efficienza energetica nei cinema, nei teatri e nei musei (M1C3-I.1.3): l'Investimento (300 mln€) è finalizzato a migliorare l'efficienza energetica degli edifici legati settore culturale/creativo.
- Interventi per la resilienza, la valorizzazione del territorio e l'efficienza energetica dei Comuni (M2C4-I.2.2): l'Investimento (900 mln€) è finalizzato ad aumentare la resilienza del territorio attraverso un insieme eterogeneo di interventi da effettuare nelle aree urbane. I lavori riguarderanno la messa in sicurezza del territorio, la sicurezza e l'adeguamento degli edifici, l'efficienza energetica e i sistemi di illuminazione pubblica.
- Piano di messa in sicurezza e riqualificazione dell'edilizia scolastica (M4C1-I.3.3): l'Investimento (3,9 mld€) è finalizzato alla messa in sicurezza di una parte degli edifici scolastici, favorendo anche una progressiva riduzione dei consumi energetici.
- Programma Innovativo Nazionale per la Qualità dell'Abitare (M5C2-I.2.3): l'Investimento (2,8 mld€) è finalizzato alla realizzazione di nuove strutture di edilizia residenziale pubblica, per ridurre le difficoltà abitative, con particolare riferimento al patrimonio pubblico esistente, e alla riqualificazione delle aree degradate, puntando principalmente sull'innovazione verde e sulla sostenibilità, compresa l'efficienza energetica. L'investimento stima di intervenire su circa 16.500 unità abitative con un risparmio atteso del 40%.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

3.3 Dimensione della sicurezza energetica⁴³

i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.3⁴⁴

I principali interventi previsti per garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza del sistema elettrico, gas e prodotti petroliferi, sono riconducibili alle misure di seguito descritte.

❖ SETTORE GAS

◆ **DIVERSIFICAZIONE DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO TRAMITE GNL**

Dato l'aumento delle condizioni di incertezza portate dal perdurante conflitto russo-ucraino, l'Italia sta attivamente perseguendo una strategia di diversificazione e di aumento delle forniture di GNL (che coprono attualmente il 20% circa del fabbisogno interno di gas), attraverso approvvigionamenti di GNL da nuove rotte, in particolare: fino a 3,5 GSm³ dall'Egitto, sino a 1,4 GSm³ dal Qatar, sino a 4,6 GSm³ progressivamente dal Congo, e circa 3,0-3,5 GSm³ da forniture in fase di negoziazione da altri Paesi (quali Angola, Nigeria, Mozambico, Indonesia).

Le nuove potenzialità derivanti dalla diversificazione delle rotte dipendono anche dalla realizzazione di nuove infrastrutture nazionali di rigassificazione, basate su unità galleggianti (FSRU) e sulla massimizzazione dell'utilizzo dei terminali GNL esistenti. In particolare, con riferimento alle nuove infrastrutture, nel 2023, in conseguenza degli interventi di urgenza decisi dal Governo per fare fronte alla crisi derivante dalla guerra russo-ucraina, è entrato in esercizio un quarto impianto di rigassificazione tipo FRSU nel porto di Piombino con una capacità di rigassificazioni di 5 miliardi di metri cubi anno. A questo si aggiungerà entro la fine 2024 un ulteriore impianto di tipo FRSU al largo della costa di Ravenna, per ulteriori 5 miliardi di metri cubi anno per il quale sono state già rilasciate le autorizzazioni necessarie. Con riferimento al potenziamento degli impianti già in esercizio si prevedono incrementi di capacità al terminale di Panigaglia (+2 miliardi di metri cubi), al terminale di Livorno (+1 miliardi di metri cubi) e al terminale di Rovigo (fino a 2 miliardi di metri cubi). Infine, si valuteranno ulteriori iniziative per la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione da localizzare nel sud Italia (tra cui Gioia Tauro e Porto Empedocle) e in Sardegna.

Inoltre, vanno segnalati altri rilevanti progetti di incremento dell'infrastrutturazione dell'approvvigionamento di GNL da utilizzare nella sua forma liquefatti per il trasporto pesante sia stradale che marittimo, sia per le utenze industriali non collegate alla rete dei metanodotti.

In dettaglio, oltre ai depositi di stoccaggio GNL (di cui si registrano 15 progetti in autorizzazione o fase avanzata di realizzazione) e all'implementazione di depositi GNL già autorizzati (quali Oristano, Porto Marghera e Brindisi), anche i terminali di rigassificazione di Panigaglia e Livorno si stanno strutturando per poter offrire servizi Small Scale per il bunkeraggio navale di (Livorno per navi con capacità minima di 7.500 m³ e con una capacità di bunkeraggio pari a circa 900 m³/h) GNL. Risulta per entrambi in esame la possibilità di offrire anche servizio di reloading.

.

⁴³ Le politiche e le misure rispecchiano il primo principio dell'efficienza energetica

⁴⁴ Occorre assicurare la coerenza con i piani d'azione preventiva e i piani di emergenza ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il Regolamento (UE) n. 994/2010 (GU L 280 del 28.10.2017, pag. 1), nonché con i piani di preparazione ai rischi ai sensi del Regolamento (UE) 2018/2001 [proposto da COM(2016) 862 relativo alla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2005/89/CE]

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

◆ **ADEGUAMENTO DELLE FUNZIONI DELLA RETE DI TRASPORTO E DEL SISTEMA DI STOCCAGGIO GAS**

Visti gli scenari predisposti per questo Piano e gli obiettivi da raggiungere precedentemente citati, si ritiene che in futuro il gas naturale continuerà ad avere un ruolo di rilievo. La diversificazione dei canali di approvvigionamento unita alle nuove necessità di transito del gas attraverso l'Italia per rifornire i mercati europei adiacenti, determinano, infatti, nuove necessità di sviluppo e mantenimento in piena efficienza del sistema infrastrutturale di trasporto del gas.

Unitamente a queste nuove necessità bisogna inoltre considerare che la variazione del contesto energetico globale determinerà l'esigenza di una maggiore resilienza e flessibilità delle prestazioni assolute del sistema al fine di riuscire a fronteggiare, oltre che eventi sfavorevoli, anche rapide variazioni meteorologiche in grado di influenzare la produzione di energia da FER. Da quando è stato istituito, il sistema nazionale del gas naturale fornisce un servizio di flessibilità a copertura dei picchi di domanda, attraverso l'utilizzo del sistema di stoccaggio e della riserva di line-pack della rete di trasporto. All'interno dello scenario elaborato per questo piano, analizzando i consumi di gas e lo stato attuale di disponibilità ed efficienza delle infrastrutture di trasporto, del GNL e dello stoccaggio del gas, si ritiene che il sistema gas dovrà continuare a fornire flessibilità, punta giornaliera e copertura stagionale.

Tuttavia, l'analisi non può prescindere da valutazioni più approfondite di adeguatezza oraria e locale con un esame dinamico dei relativi flussi gas. Infatti, il consumo reale del gas per il settore termoelettrico dipende dalla volatilità della domanda residua termica, che viene determinata da:

- l'effettiva produzione degli impianti ed eventuali intermittenze non modellizzate (situazioni di assenza/eccesso di vento, nuvolosità momentanea, periodi di particolare siccità);
- l'ubicazione degli impianti di generazione rinnovabile;
- la diffusione e localizzazione dei sistemi di accumulo.

Tali considerazioni devono essere fatte anche nell'eventuale decisione di costruzione di nuovi impianti termoelettrici a gas a ciclo aperto ad alta efficienza per il bilanciamento della rete (peaker), laddove la chiusura delle centrali a carbone ne renderà necessaria la presenza.

Come detto al paragrafo 2.3, al fine di attuare quanto precedentemente descritto, diventa di fondamentale importanza incrementare la capacità di trasporto dai punti di entrata del sud Italia e poterla sfruttare a pieno mediante la realizzazione della "Linea Adriatica", creare le condizioni per il potenziamento del corridoio sud tramite TAP (Trans Adriatic Pipeline), potenziare il sistema di stoccaggio e favorire lo sviluppo di nuovi impianti di produzione di gas rinnovabili, in particolare di biometano.

In conseguenza dell'aumento delle importazioni di gas dall'Algeria, originato dalla riduzione dei flussi di gas russo dall'Austria, e con l'avvio del gasdotto TAP, la capacità giornaliera di trasporto trova attualmente un collo di bottiglia nella rete all'altezza dell'Italia centrale, motivo per cui dovrà essere realizzato un potenziamento di tale capacità di trasporto mediante la realizzazione della "Linea Adriatica" che prevederà una nuova dorsale fino al nodo di rete vicino Minerbio, in Emilia Romagna e una centrale di spinta nelle vicinanze di Sulmona; analogamente, saranno previsti potenziamenti della capacità di reverse flow fisico della rete italiana verso i punti di interconnessione con la rete europea (a Tarvisio verso l'Austria e a Passo Gries verso Francia e Germania attraverso la rete svizzera), attualmente pari a 40 milioni di Smc/g.

Nel corso del 2022 il TAP, entrato in esercizio nel 2020, è stato utilizzato al massimo della sua capacità ed è stato fondamentale anche per compensare la diminuzione dell'import di gas russo. Al fine di creare le condizioni per il potenziamento del corridoio sud tramite TAP (Trans Adriatic Pipeline), favorendo un incremento di capacità dalla rotta di approvvigionamento dall'Azerbaijan per ulteriori 10 miliardi di m3 all'anno, è in corso un processo di capacità incrementale per verificare l'interesse degli operatori del mercato gas alla realizzazione degli investimenti per l'incremento della capacità di trasporto realizzabile con limitati interventi infrastrutturali sul territorio nazionale.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Per garantire un adeguato aggiornamento del sistema nazionale del gas naturale al nuovo contesto è fondamentale il potenziamento del sistema di stoccaggio, con lo sviluppo di nuovi impianti che consentano di avere un sistema maggiormente flessibile e resiliente, anche negli scenari di massimizzazione dei prelievi attraverso processi di iniezione collaudati che consentano maggiori prestazioni di punta del sistema durante il periodo invernale. In particolare, gli interventi potranno prevedere lo sviluppo di nuovi giacimenti, in alcuni casi tecnicamente già verificati, e la possibilità di gestire alcuni siti già operativi in sovrappressione rispetto alla pressione originaria di giacimento.

E' infatti importante mantenere l'attenzione sulla resilienza del sistema italiano, esposto nel periodo invernale a forti aumenti della domanda di picco che nell'ultima parte del periodo invernale, potrebbe, in caso di situazioni di contemporanea indisponibilità della principale infrastruttura di importazione (ora divenuta il gasdotto Transmed dall'Algeria), essere esposta a misure di razionamento ove le capacità di punta da stoccaggio siano state già utilizzate nel corso dell'inverno.

Infine, favorire lo sviluppo di nuovi impianti di produzione di gas rinnovabili, in particolare di biometano, e la loro interconnessione alla rete di trasporto consentirebbe in prospettiva di compensare il calo della produzione nazionale di metano di origine fossile e contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti; lo scenario di sviluppo del biometano da biomassa sostenibile al 2030 è infatti valutato in circa 5,7 miliardi di metri cubi anno.

◆ **REVISIONE DEL DOCUMENTO DI ANALISI DEI RISCHI, DEL PIANO DI AZIONE PREVENTIVA E DEL PIANO DI EMERGENZA**

L'Analisi dei Rischi è il principale documento utile a individuare le criticità di natura tecnica, economica, sociale e geopolitica con più alta probabilità di accadimento a cui è soggetto il sistema gas italiano. Tale documento è previsto dal Regolamento UE 2017/1938 e, considerata la necessità di affrancarsi dalle forniture di gas russe, assume importanza nella valutazione di una riorganizzazione del mix di approvvigionamento energetico. Esso andrà valutato alla luce delle sfide che il sistema energetico nazionale dovrà affrontare nel breve termine, come l'incremento delle rinnovabili e l'abbandono progressivo di carbone e olio combustibile dal mix di generazione elettrica. L'Analisi dei Rischi è in corso di aggiornamento e sarà presumibilmente conclusa prima della stagione invernale 2023/2024.

Il Piano di Azione Preventiva (PAP), invece, partendo dalla conclusione dell'Analisi dei rischi, descrive il sistema nazionale del gas e valuta quindi gli standard infrastrutturali e quelli di approvvigionamento previsti dal Regolamento UE 2017/1938, includendo anche la definizione dei clienti protetti. Inoltre, descrive le misure preventive messe in atto dal Governo e dall'operatore del trasporto per mitigare le conseguenze dei rischi individuati. Alla dimensione nazionale, il PAP affianca anche quella europea, includendo valutazioni derivanti anche dal confronto con gli Stati membri che condividono le stesse rotte di approvvigionamento. Anche il Piano di Azione Preventiva è in corso di aggiornamento e dovrà tenere conto sia della mutata condizione internazionale degli approvvigionamenti, che dei numerosi interventi di sviluppo infrastrutturale e diversificazione in corso di realizzazione.

Come previsto dal Regolamento UE 2017/1938, andrà aggiornato il Piano di Emergenza (PE) del sistema italiano del gas naturale, già aggiornato lo scorso anno, con l'introduzione dell'addendum contenente il Piano di riduzione dei consumi del sistema nazionale del gas naturale (preparato in attuazione del Regolamento UE 2022/1369, ulteriore conseguenza dell'aumento del rischio legato all'instabilità delle forniture di gas provenienti della Russia). Il PE stabilisce le condizioni di attivazione dei tre diversi livelli di crisi che possono verificarsi a causa di condizioni sfavorevoli, definisce la tipologia e le modalità di attuazione degli interventi per far fronte alle situazioni di crisi, e individua le imprese e gli operatori del settore gas ed energia elettrica responsabili dell'attuazione. Occorre precisare che il PE era inizialmente pensato per affrontare crisi di breve durata, mentre ora, anche attraverso l'addendum sulla riduzione dei consumi, prevede misure per affrontare intervalli più

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

lunghe di crisi, intervenendo più incisivamente anche sul lato della domanda (per esempio la riduzione volontaria dei consumi dei clienti industriali), oltre che sulla massimizzazione dell'offerta (peak shaving con GNL e uso dello Stoccaggio Strategico).

A ulteriore sostegno del sistema europeo, il citato Regolamento UE 2017/1938 prevede anche la stipula di accordi internazionali di "solidarietà" tra Stati membri. Tali accordi rappresentano misure di ultima istanza che uno Stato in crisi può attuare se versa in situazioni disperate, ovvero quando, avendo adoperato tutte le opzioni a sua disposizione, non riesce a rifornire i propri clienti protetti. L'Italia ha, al momento, firmato un accordo di solidarietà con la Slovenia e, alla data odierna, con la Germania, ed è in negoziato con Austria, Grecia e Francia per gli accordi rimanenti, in riferimento agli obblighi del regolamento citato. Ulteriori negoziati sono tutt'ora in atto anche con la Svizzera per ottenere un risultato simile sebbene fuori dal quadro legale europeo.

❖ **PRODOTTI PETROLIFERI**

La transizione verso uno sviluppo sempre meno basato sui combustibili fossili richiederà del tempo e il mantenimento di un'industria petrolifera downstream nazionale ambientalmente e tecnologicamente all'avanguardia, potrà garantire l'affidabilità, la sostenibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti necessari.

Proprio al fine di valorizzare l'apporto del settore petrolifero rispetto alla sicurezza energetica del Paese, sono state individuate alcune misure da implementare al 2030, tra cui:

- favorire la riconversione a bioraffinerie di raffinerie italiane, in coerenza con gli obiettivi comunitari sempre più ambiziosi e con l'aumento della domanda interna di biocarburanti avanzati utilizzati sia in miscela con i prodotti fossili e sia in purezza. Per tale azione molte delle raffinerie esistenti potranno riconvertirsi, anche parzialmente, in bioraffinerie per la produzione di biocarburanti da utilizzare in purezza, alcune in modo complessivo, altre in maniera modulare, per accompagnare il processo di decarbonizzazione, fino ad azzerare la quota di prodotti fossili lavorati a favore di quelli bio. Specifici obiettivi sono già previsti in tale direzione
- favorire la diffusione di impianti di co-processing all'interno delle raffinerie per sviluppare ulteriormente le produzioni di biocarburanti avanzati destinati sia al trasporto stradale che al settore dell'aviazione con i SAF – Sustainable Aviation Fuels. Per tale azione è in corso di emanazione la prima autorizzazione alla realizzazione di un impianto di co-processing, all'interno della Raffineria sita in San Martino di Trecate (NO), per la lavorazione di olio vegetale proveniente dalla trasformazione di uno scarto della produzione dell'olio di palma esterificato appartenente alla categoria dei così detti "oli acidi", al fine di stoccarlo ed immetterlo in sostituzione della miscela di olio combustibile in carico presso l'impianto esistente;
- sostenere il riutilizzo dei siti industriali mediante conversione a deposito o ad altri investimenti produttivi, anche al fine di salvaguardare i livelli occupazionali.

Ulteriori azioni che andranno implementate riguardano il sostegno alla ricerca e l'industrializzazione dei processi produttivi dei combustibili sintetici sia RFNBO che RCF all'interno delle raffinerie per affiancare la produzione di biocarburanti e per fornire al mercato un'ampia disponibilità di fuels carbon neutral. Inoltre, sarà necessario favorire lo sviluppo e la realizzazione di processi di produzione di idrogeno verde ma soprattutto blu, agevolando la realizzazione di impianti di CCSU nelle raffinerie. Un'altra azione essenziale da implementare è la focalizzazione su impianti per la produzione di materie prime per la preparazione dei biocarburanti per le bioraffinerie (le cosiddette "cariche advanced" fatte, ad esempio, con oli da alghe e oli da rifiuti), in modo da creare una filiera produttiva nazionale di supporto a una transizione verso biocarburanti avanzati, supportando le iniziative comunitarie dirette ad incrementare la lista delle materie prime idonee a produrre

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

biocarburanti avanzati e double counting, in linea con i target sempre più ambiziosi di quota di energia rinnovabile destinata ai trasporti. Da ultimo, sarà necessario salvaguardare l'industria della raffinazione italiana, con lo scopo di consentire al mercato di disporre di prodotti ad alta compatibilità ambientale realizzati seguendo i più alti standard ambientali.

Si evidenzia infine che l'incremento della disponibilità di biocarburanti derivanti da processi di idrogenazione, garantirà anche maggiore disponibilità di bioGPL utilizzabile quale gas rinnovabile, sia nel settore residenziale per le aree non metanizzate che come carburante, per consentire un rinnovo in senso ambientale di una parte del parco auto obsoleto circolante oggi a benzina.

❖ SETTORE ELETTRICO

◆ **AGGIORNAMENTO DEL PIANO DI PER LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO**

Il Piano per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE) ha l'obiettivo di evitare interruzioni non controllate del servizio elettrico che causerebbero disagio sociale ed economico per la collettività. Considerato l'aumento degli eventi estremi, gli attuali piani di difesa devono essere aggiornati con l'obiettivo di limitare i disservizi tramite soluzioni di protezione, controllo preventivo, controllo correttivo per una efficace gestione delle situazioni di emergenza.

In un'ottica di medio-lungo termine si ritiene necessaria l'adozione di metodologie basate sull'analisi dei rischi a livello di programmazione e di esercizio che tengano conto delle incertezze previsionali per individuare le azioni di mitigazione efficaci per evitare o limitare i disservizi, anche nell'ottica di un maggiore coordinamento transfrontaliero delle misure per la sicurezza e la gestione delle emergenze. Il piano di sicurezza dovrà inoltre essere integrato e coordinato con il piano di espansione della rete in modo da identificare il miglior mix di misure per l'incremento della resilienza agli eventi estremi.

◆ **INCREMENTO DELLA RESILIENZA**

Migliorare l'affidabilità di un sistema elettrico, oltre a migliorarne le prestazioni a fronte di eventi ordinari, richiede di aumentarne la resilienza identificando criteri e modalità per minimizzare i disservizi a fronte di eventi estremi, di origine naturale o antropica. In tal senso, un elemento fondamentale è la valutazione dei rischi in tutte le fasi di gestione del sistema, superando gli approcci classici che non considerano guasti multipli.

Tra le misure da implementare per migliorare la resilienza del sistema elettrico, ai gestori di rete (TSO e DSO) si pone l'obiettivo di adottare metodologie di analisi che considerino tutti i rischi derivanti dall'occorrenza di contingenze multiple così da identificare gli interventi più utili ed efficaci per migliorare la resilienza del sistema in tutte le fasi di gestione e per tutte le minacce rilevanti, considerando anche le minacce idrogeologiche, che si stanno dimostrando particolarmente critiche e che in prospettiva si prevede possano essere causa di disservizi significativi.

L'analisi del rischio esteso a considerare le minacce e le loro probabilità, già applicato nella definizione dei piani di sviluppo delle reti per la resilienza, costituisce un elemento su cui operare a tutti i livelli e in tutte le fasi per il miglioramento della resilienza. Ciò richiede di considerare il legame tra le cause e gli effetti, vale a dire tra le minacce, i guasti, le contingenze e gli impatti sul servizio del sistema elettrico e quindi di:

- modellare il legame quantitativo tra cause dei disturbi e le contingenze, attraverso un'estensione della classica definizione di rischio;

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

- individuare e selezionare le contingenze in base alle condizioni ambientali/meteorologiche, a breve o lungo termine, per consentire di valutare la sicurezza del sistema anche a fronte di possibili eventi estremi;
- valutare gli impatti sul sistema;
- identificare le azioni di mitigazione dei rischi più efficaci nel breve e nel lungo termine sia a livello preventivo sia correttivo per migliorare la resilienza del sistema.

Corrispondentemente l'obiettivo da perseguire è quello della identificazione e applicazione di:

- misure passive, volte a migliorare la capacità dell'infrastruttura di non subire guasti a fronte delle minacce, prevenendo e minimizzando l'impatto di queste attraverso:
 - o 1) l'introduzione di ridondanze, che riduce la vulnerabilità dell'infrastruttura di rete attraverso, ad esempio, l'incremento del numero di collegamenti al fine di rafforzare la magliatura della rete;
 - o 2) l'irrobustimento dei componenti e l'utilizzo di barriere di protezione, che riducono la vulnerabilità dei componenti, impedendo alle minacce di danneggiare l'infrastruttura di rete;
- misure attive (smart), volte a minimizzare i disservizi, migliorando la capacità di assorbimento del sistema e la rapidità di recupero.

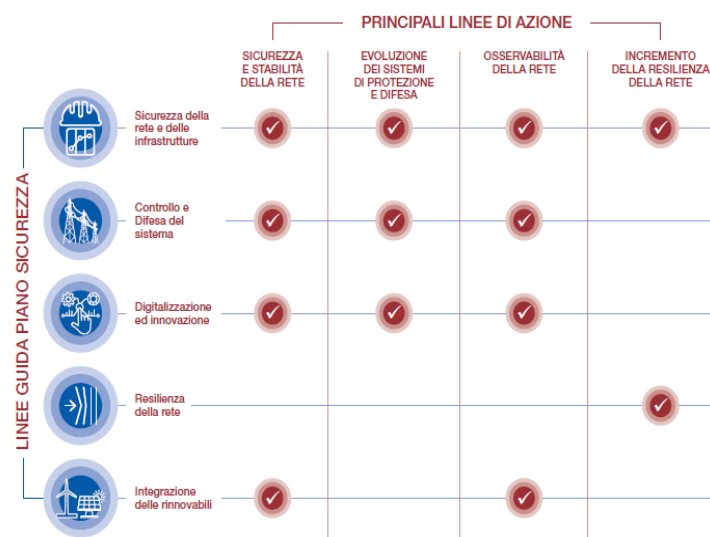
Si evidenzia che l'adozione di approcci passivi, come la messa in campo di nuove linee elettriche, può subire ritardi dovuti ai tempi dei processi autorizzativi. Da questo punto di vista, l'obiettivo di medio termine è di affrontare il problema in modo integrato adottando sia soluzioni passive sia attive per la difesa del sistema.

◆ **PIANI DI DIFESA DELLA RETE E ADOZIONE DI MISURE DI CONTINUO ADEGUAMENTO TECNOLOGICO**

Il piano di sicurezza, redatto annualmente da Terna e con orizzonte temporale quadriennale, riporta gli interventi che devono essere realizzati per guidare la transizione ecologica, garantendo la sicurezza e la stabilità di funzionamento della rete. Il piano identifica una serie di misure da adottare necessarie per conseguire gli obiettivi di sicurezza. Le quattro linee di azione del Piano si sviluppano in coerenza con gli obiettivi principali, come illustrato nella figura sottostante.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Figura 50- Piano della sicurezza. Linee di azione e linee guida



I cinque obiettivi principali (sicurezza, controllo, digitalizzazione, resilienza e integrazione FER) dovranno essere confermati anche nei prossimi Piani di Difesa che dovranno essere adattati e adeguati al fine di tener conto del progressivo *decommissioning* del parco termico nazionale a carbone e del progressivo aumento della produzione da fonti rinnovabili, la cui quota sarà in ulteriore rialzo rispetto a quanto stabilito nel PNIEC 2019.

Dovranno essere approfondite le analisi finalizzate a valutare le possibili contromisure da adottare nei casi di modifiche degli assetti di rete determinate dal crescente impatto dalla generazione distribuita e dal possibile verificarsi di situazioni di degrado della rete. A tal fine i piani dovranno essere integrati e coordinati tra gli operatori, al fine di migliorare la resilienza del sistema, tramite l'adozione di misure attive in aggiunta a quelle passive ed identificando il miglior mix di soluzioni.

Nella definizione di resilienza del sistema devono rientrare anche tutte quelle attività che i gestori di rete devono mettere in campo per ridurre i tempi di ripresa del servizio, che richiedono azioni di coordinamento con i principali soggetti coinvolti (enti territoriali, Protezione Civile, enti gestori delle strade, ecc.) e messa a disposizione delle risorse disponibili.

Sia il Gestore della Rete di trasmissione nazionale che i distributori sono tenuti a presentare i piani di resilienza individuando le aree e le linee a rischio e gli interventi prioritari da realizzare per migliorare la resilienza delle infrastrutture di rete. Tali piani dovranno considerare sia le soluzioni passive sia le soluzioni attive.

◆ MERCATI DELLA CAPACITÀ

La misura (Decreto ministeriale 28 giugno 2019), approvata inizialmente dalla CE nel 2018 e poi nel 2019 nella successiva versione con nuovi limiti emissivi per gli impianti partecipanti, prevede l'introduzione di aste annuali da parte di Terna, aperte a tutte le tecnologie in grado di contribuire all'obiettivo di adeguatezza, per l'approvvigionamento di risorse, anche estere, a copertura del fabbisogno espresso da Terna sulla base di un *assessment* di lungo periodo aggiornato annualmente. La misura è funzionale a promuovere investimenti nel lungo periodo, efficienti, flessibili e meno

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

inquinanti, nella prospettiva di una decarbonizzazione del settore e dei target ambiziosi di penetrazione delle fonti rinnovabili da qui al 2030.

Il meccanismo di capacity market continuerà a garantire la disponibilità delle risorse necessarie all'adeguatezza del sistema elettrico italiano. I mercati spot, necessari a fornire i segnali di prezzo per il dispacciamento ottimale delle risorse a ridosso della consegna (mercati day-ahead e mercati intraday), non sono infatti sufficienti a garantire i corretti segnali di prezzo per indirizzare le scelte di entrata e/o uscita dal mercato nel medio-lungo periodo.

◆ **NUOVI STRUMENTI PER IL MANTENIMENTO IN ESERCIZIO DEGLI IMPIANTI**

Il meccanismo di capacity market esistente dovrà essere integrato

per stimolare la realizzazione di una serie di migliorie tecniche al comparto termoelettrico tradizionale, in modo tale da garantirne la disponibilità anche in condizioni climatiche estreme, come quelle verificatesi nell'estate 2022 e descritte nel paragrafo 2.4.3 (alte temperature e scarsa piovosità). Fra le varie migliorie tecniche, quella sicuramente più efficace nell'incrementare la disponibilità delle centrali termoelettriche consiste nell'adeguamento dei relativi sistemi di raffreddamento ad acqua. Tale soluzione, per le centrali termoelettriche costruite in prossimità dei corsi d'acqua, si basa sulla sostituzione/integrazione dell'attuale sistema di raffreddamento ad acqua con torri evaporative ad aria e/o condensatori ad aria, sistemi che garantiscono il funzionamento delle centrali termoelettriche anche in condizioni climatiche estreme, caratterizzate da forti ondate di calore e basse portate nei corsi d'acqua.

. Parallelamente al capacity market, occorre dar seguito a quanto previsto all'articolo 20 del decreto legislativo n. 210 del 2021, che prevede la definizione degli obblighi di servizio pubblico per le imprese elettriche con particolare riferimento alla capacità per cui gli operatori richiedono la dismissione ma che risulta ancora necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico, minimizzando, al contempo, gli oneri per i consumatori finali.

◆ **NUOVI STRUMENTI PER LA FLESSIBILITÀ DEL SISTEMA**

Le piccole risorse distribuite, quali i veicoli elettrici, le pompe di calore e gli accumuli residenziali, possono avere un ruolo chiave nel settore energetico non soltanto in ottica di ottimizzazione dell'autoconsumo, ma anche in ottica di partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi, fornendo preziosi servizi per la gestione del sistema elettrico.

Le risorse distribuite possono già oggi partecipare al mercato dei servizi ancillari per il tramite del progetto pilota UVAM. Tuttavia, al fine di incrementare l'utilizzo di tali risorse per la gestione del sistema energetico, risulta necessario individuare opportuni meccanismi che incentivino l'innovazione tecnologica necessaria, insieme agli opportuni strumenti regolatori, per ridurre i costi di partecipazione di tali risorse ai mercati dell'energia, rendendole competitive con le risorse tradizionali di grande taglia. In questo campo è necessaria ulteriore ricerca, tuttavia la promozione della standardizzazione dei processi, delle tecnologie e dei protocolli di comunicazione potrebbe essere la chiave per rimuovere le barriere tecnologiche ed economiche che ad oggi hanno un impatto negativo sulla effettiva partecipazione di tali risorse ai mercati.

Un ulteriore passo consisterà nel modificare il codice di rete italiano, rendendo possibile la partecipazione di tali risorse ai mercati dell'energia in modo strutturale e non più tramite progetto pilota. Tuttavia, è opportuno sottolineare come, ad oggi, il mercato dei servizi di dispacciamento, gestito da Terna al fine di garantire il bilanciamento tra domanda e offerta di energia elettrica, nonché la sicurezza stessa della rete, sia un mercato essenzialmente a pronti, che remunera la sola attivazione delle risorse. Questo mercato, quindi, come spiegato nel paragrafo 2.3., potrebbe non

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

fornire i segnali di prezzo sufficienti per stimolare gli investimenti in nuove risorse necessarie a soddisfare i requisiti di flessibilità del sistema elettrico. Il mercato dei servizi di dispacciamento dovrebbe pertanto evolvere, passando da un mercato prevalentemente a pronti a un mercato che includa anche strumenti a termine.

◆ MISURE PER LA DIFFUSIONE DEGLI ACCUMULI

Per quanto riguarda lo sviluppo della capacità di accumulo, il decreto legislativo n. 210/2021, cui ha fatto seguito la delibera 247/2023 dell'ARERA, sancisce che la capacità di accumulo necessaria al sistema dovrà essere sviluppata tramite meccanismi di contrattualizzazione a termine gestiti da Terna.

Più nel dettaglio, l'approvvigionamento dovrà riguardare la capacità di stoccaggio di nuova realizzazione, secondo aste periodiche e contingenti di capacità per aree. In esito a tali aste, sarà riconosciuta ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata una remunerazione annua per tutto l'orizzonte temporale di lungo termine previsto dalle aste stesse, a fronte dell'obbligo di realizzare l'impianto e di rendere disponibile a Terna la nuova capacità di stoccaggio realizzata, al fine di (i) consentirne l'esercizio a operatori di mercato terzi sui mercati dell'energia e (ii) renderla disponibile sul MSD.

Tale capacità dovrà essere approvvigionata in maniera progressiva con aste sequenziali. In tal modo, il fabbisogno procurato tramite ciascuna asta verrà dimensionato in modo tale da tenere conto dell'evoluzione attesa di nuova capacità rinnovabile, sia in termini di quantità che di distribuzione tra le varie zone di mercato (in questo modo, sarà possibile esprimere in ciascuna asta un fabbisogno commisurato alle effettive esigenze del sistema oltre a catturare l'eventuale riduzione dei costi delle tecnologie di stoccaggio elettrico che potremo sperimentare nei prossimi anni).

◆ CYBERSECURITY

Per quanto riguarda le misure di cybersecurity, in attuazione di quanto previsto dal Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 si è proceduto ad aggiornare il Piano di preparazione ai rischi nel settore elettrico, disponendo misure nazionali e regionali, volte a prevenire e/o fronteggiare eventuali crisi dell'energia elettrica.

All'interno del Piano è stato dedicato un cluster sui rischi da attacchi informatici, in cui sono stati ipotizzati rischi da fronteggiare quali "attacchi dolosi e carenza di combustibile", "calamità naturali rare ed estreme" nonché "incidenti simultanei", specificando i compiti operativi riguardanti la pianificazione della preparazione ai rischi e la loro gestione, da delegare al Gestore della rete di trasmissione nazionale, nonché un piano di misure al fine di gestire e fronteggiare una eventuale crisi del sistema. Tali scenari sono stati individuati tenendo conto dei rischi di cui all'articolo 5, paragrafo 2, del Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 e sono stati elaborati in coerenza con gli scenari regionali di crisi, nonché sono stati consolidati a valle di una consultazione con l'Autorità di regolazione, il TSO, i Gestori dei sistemi di distribuzione ritenuti significativi nonché con le Associazioni di categorie relative alla produzione.

Il Piano andrà aggiornato secondo i termini individuati dalla normativa europea.

*ii. Cooperazione regionale in questo settore***❖ COORDINAMENTO TRANSFRONTALIERO**

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

All'interno del Piano dei rischi sono stati individuate modalità e procedure di cooperazione regionale al fine garantire un coordinamento in collaborazione tra gli Stati membri e i TSO per la prevenzione dei rischi sul sistema elettrico.

In tale sistema il gestore della rete di trasmissione nazionale Terna effettua analisi di adeguatezza nella propria area di controllo e contribuisce all'analisi paneuropea, al fine di individuare possibili rischi a livello europeo o all'interno della propria area di controllo, fornendo al Coordinatore Regionale per la Sicurezza le informazioni necessarie per effettuare le valutazioni di adeguatezza interregionali (Short Term Adequacy analysis-STA) al fine di identificare possibili rischi a livello europeo in un arco temporale settimanale.

Nel caso in cui vengano rilevati rischi per l'adeguatezza, viene attivato un processo regionale, volto a trovare possibili soluzioni per minimizzare i rischi attraverso contromisure coordinate bilaterali tra altri TSO, arrivando anche all'attivazione di una Critical Grid Situation (CGS).

Le contromisure utilizzate per risolvere la situazione di criticità possono essere le seguenti: soppressione degli interventi di manutenzione della rete che interessano le linee di confine, rivalutazione della capacità di trasferimento, predisposizione alla consegna di emergenza energetica.

Se i problemi di adeguatezza si verificano in prossimità del tempo reale e non sono disponibili contromisure interne, l'art. 21 del Regolamento (UE) 2017/2196 della Commissione prevede che Terna possa richiedere consegne di energia di emergenza ai TSO limitrofi per il periodo di tempo in cui la riserva in salita o in discesa acquistata nei Mercati dei Servizi di Dispacciamento non è sufficiente per il fabbisogno in tempo reale.

Tale fornitura di energia di emergenza è regolata da contratti bilaterali firmati con TSO limitrofi in cui sono dettagliati i termini e le condizioni della fornitura. Il prezzo della consegna di emergenza è descritto in ciascun contratto ed è pagato dal TSO richiedente in base ai prezzi di mercato in D-1.

L'interruzione anticipata della consegna può essere richiesta eccezionalmente in caso di violazioni della sicurezza o altri problemi di adeguatezza.

Tra Terna e TSO francesi, svizzeri e sloveni sono in essere contratti di mutua assistenza in caso di emergenza.

Al di fuori della Regione, tali contratti sono stati sottoscritti tra Terna e TSO di altri Stati membri (Grecia) e Paesi Terzi (Montenegro).

iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso

In linea con la programmazione 2014-2020, la programmazione 2021-2027, così come definito nell'Accordo di partenariato tra Italia e Commissione europea approvato con Decisione di esecuzione della CE il 15 luglio 2022, nell'ambito dell'obiettivo strategico 2, ha previsto l'incremento della capacità della rete di assorbire una crescente quota di energie rinnovabili e la trasformazione intelligente delle reti di trasmissione e distribuzione di elettricità. A detta finalità concorre il Programma Nazionale Ricerca Innovazione e Competitività per la transizione verde e digitale 2021-2027, con una dotazione finanziaria pari a 800M€. Sempre nell'ambito dell'obiettivo 2 è prevista la realizzazione di nuove infrastrutture per la mitigazione e l'adattamento al cambiamento climatico e l'adeguamento delle infrastrutture esistenti tradizionali, incluso l'interramento delle reti elettriche a cui concorrono i Programmi Operativi Regionali.

Nell'ambito del FSC 2021-2027, all'interno dell'area tematica "Energia", oltre agli ambiti dell'efficienza energetica e dell'energia rinnovabile, è previsto anche quello di reti e accumuli. Nel settore delle reti e degli accumuli, in complementarietà con il PNRR, che privilegia il potenziamento

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

della rete di distribuzione, il FSC comprendere anche il miglioramento dell'efficacia e delle prestazioni dei sistemi di trasmissione elettrica e di accumulo, attraverso: la modernizzazione delle reti, sia distributive (cd. "smart grids"), sia trasmissive, per accrescerne la resilienza ambientale e la flessibilità adattiva; lo sviluppo di capacità di accumulo di elettricità generata con fonti rinnovabili, nei territori dove è più acuta la distonia localizzativa fra generazione e consumo di elettricità (come accade in particolare fra Sicilia e Mezzogiorno continentale). Il ruolo dello storage è fondamentale per stabilizzare le reti trasmissive ed ottimizzare il bilanciamento tra i diversi profili temporali di domanda e offerta di elettricità. In questo contesto, nell'ambito del Fondo è possibile valutare e sostenere progetti pilota per l'uso di energie geotermiche a bassa entalpia per il riscaldamento industriale e civile.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

3.4 Dimensione del mercato interno dell'energia⁴⁵

3.4.1 Infrastrutture per l'energia elettrica

i. Politiche e misure volte a conseguire il traguardo di interconnettività di cui all'articolo 4, lettera d)

❖ **SETTORE ELETTRICO**

Il Piano di Sviluppo 2023 di Terna, in continuità con i precedenti Piani, individua le opportunità per sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici dei Paesi confinanti. L'esame dei segnali provenienti dai mercati esteri e degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi, indica che lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interessa:

- la frontiera nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia);
- la frontiera con il sud est Europa, in particolare con la Grecia ed eventualmente altri paesi balcanici laddove si pervenga ad uno sviluppo di fonti rinnovabili significativo e ad una maggiore maturità e integrazione dei mercati all'ingrosso.

Anche lo sviluppo della capacità di interconnessione con il nord Africa può essere di rilevanza strategica, in un'ottica di crescente integrazione dei Paesi mediterranei con il mercato europeo. In tale contesto, il cavo di interconnessione Italia-Tunisia - progetto ELMED⁴⁶ (o TUNITA) - fornisce uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche. Il progetto è incluso nella lista di Progetti di Interesse Comune (PIC) avendo dimostrato effetti positivi negli scenari di medio e di lungo termine per Italia, Tunisia e altri Paesi membri dell'Unione europea.

Al fine di valorizzare gli indicatori espressi nella Comunicazione COM(2017) 718 final (e riportati nella intestazione del paragrafo), si sono presi in considerazione i progetti di interconnessione⁴⁷ elencati nella tabella seguente e definiti nell'ambito della pianificazione europea (Ten-Year Network Development Plan -TYNDP- di ENTSO-E), ovvero dei progetti pianificati da Terna nei propri piani di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (PdS).

⁴⁵ Le politiche e le misure rispecchiano il primo principio dell'efficienza energetica.

⁴⁶ Dicembre 2022 la Commissione Europea ha comunicato che il progetto di interconnessione tra Italia e Tunisia ha ottenuto l'importo più cospicuo, 307,6 milioni di euro, del "Connecting Europe Facility" (CEF), il fondo dell'Unione europea per lo sviluppo di progetti mirante al potenziamento delle infrastrutture energetiche comunitarie

⁴⁷ Ai fini del calcolo degli obiettivi, vanno considerate solo le interconnessioni con gli Stati membri dell'Unione e con la Svizzera (in quanto paese interconnesso solo con Stati membri UE), così come raccomandato dall'Expert Group on electricity interconnection targets. Restano quindi esclusi dal calcolo i progetti di interconnessione con Montenegro e Tunisia.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Tabella 37 - Progetti di interconnessione Pianificati nel PdS che possono concorrere al raggiungimento dei target di interconnessione
[Fonte: Terna]

Frontiera	ID Progetto PdS/TYNDP	Nome Progetto
IT - AT	100-I/26	Reschenpass project (220 kV Nauders - Glorenza)
	-/210*	ML Würmlach - Somplago
	204-P/375	Elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria
	252-P/-	Interconnessione AT Dobbiaco - Austria
IT - CH	-/250*	ML Castasegna - Mese
	-/174*	ML Greenconnector project (HVDC Verderio - Sils)
	167-P/-	Razionalizzazione Valchiavenna
IT - FR	301-P/299	HVDC SACOI3
IT - SI	200-I/150	Interconnessione Italia – Slovenia (rimozione limitazione rete esistente)
	-/323*	ML Zaule - Dekani
	- /324*	ML Redipuglia - Vrtojba
IT-TN	601-I /29	Interconnessione Italia-Tunisia (ELMED)
	-/283*	ML TUNUR
IT-MT	-/1085*	ML Malta-Italy
IT-GR	554-P/1112	HVDC GRITA 2
IT-ME	401-S/28	HVDC Italia-Montenegro (MONITA2)

* progetto Merchant Line non nella titolarità di Terna

Lo sviluppo di ulteriori progetti di interconnessione, rispetto a quelli qui considerati, deve tenere conto delle lunghe tempistiche conseguenti alla necessità di realizzare accordi tra Stati e tra TSO e di completare i processi autorizzativi, di costruzione e di messa in servizio, fronteggiando anche possibili opposizioni locali.

Resta fermo l'interesse a investigare ulteriori progetti di interconnessione, purché tecnicamente ed economicamente fattibili e in linea agli obiettivi di decarbonizzazione e di integrazione dei mercati. .

ii. Cooperazione regionale in questo settore⁴⁸

Come già evidenziato nel precedente paragrafo, sono in corso attività di confronto e di cooperazione con i Paesi limitrofi al fine di implementare la rete infrastrutturale energetica, migliorando la sicurezza degli approvvigionamenti nazionale ed europea.

iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso

Lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa può fornire uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche di entrambi i Paesi, con riflessi positivi negli

⁴⁸ Interventi diversi dai PIC dei gruppi regionali istituiti ai sensi del regolamento (UE) n. 347/2013.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

scenari di medio e di lungo termine anche su altri Stati membri, motivo per il quale esso è incluso nella lista di Progetti di Interesse Comune (PIC), in accordo al Regolamento UE 347/2013.

Nel mese di agosto 2022, Terna, ottemperando alla richiesta dell'Autorità (ARERA) in merito al reperimento di opportuni strumenti di finanziamento a parziale copertura dei costi di investimento, ha provveduto alla candidatura del progetto di interconnessione Italia-Tunisia ai fini dell'accesso dei fondi Comunitari UE del programma "Connecting Europe Facility" (Fondi CEF), il fondo dell'Unione europea per lo sviluppo di progetti mirante al potenziamento delle infrastrutture energetiche comunitarie. A dicembre 2022 la Commissione Europea ha comunicato che il progetto di interconnessione tra Italia e Tunisia ha ottenuto l'importo più cospicuo, 307,6 milioni di euro, del Fondo CEF, a fronte degli 850 Mln € previsti per la sua realizzazione.

Ulteriori finanziamenti europei interessano sia il Tyrrhenian link che il potenziamento del SACOI, tramite i finanziamenti Repower EU.

❖ **SETTORE GAS**

Vista la necessità di sopperire alla mancanza della principale fonte di approvvigionamento per il sistema italiano (ed europeo) a seguito del conflitto scaturito dall'invasione russa dell'Ucraina, sono stati individuati una serie di interventi di potenziamento delle interconnessioni esistenti, in coerenza con il piano di sviluppo di SNAM, volti ad aumentare la centralità del sistema italiano nel ruolo di collegamento tra le risorse del Mediterraneo e del cosiddetto Corridoio Sud e i mercati europei, che garantiscono vantaggi economici e di sicurezza per il Paese e incrementano contemporaneamente le esportazioni verso quei sistemi che avranno bisogno di gas che sostituisca quello che precedentemente proveniva dalla Russia:

- potenziamento delle capacità di importazione complessiva contemporanea dei punti di entrata collocati nel sud Italia per mezzo della realizzazione della "Linea Adriatica" con il fine di incrementare le importazioni dal Nord Africa e dall'Azerbaijan;
- potenziamento delle capacità di trasporto del punto di Entrata di Melendugno (senza incrementare la capacità totale contemporanea del sistema), iniziativa che verrà realizzata a seguito di una conclusione positiva del processo di capacità incrementale in corso;
- potenziamento della capacità totale di esportazione verso l'Austria e verso il Nord Europa;
- potenziamento delle importazioni di GNL mediante la costruzione dei due nuovi rigassificatori di Piombino e Ravenna e la valutazione di realizzare eventuali nuovi terminali al Sud Italia;
- creazione di una capacità di esportazione verso Malta;
- incremento della capacità di produzione nazionale sia di gas naturale che di biometano;
- rinnovo e potenziamento del sistema di stoccaggio.

❖ **SETTORE PETROLIFERO**

Interconnessioni per il settore oil

Come già evidenziato nel capitolo dedicato alla sicurezza energetica e nello specifico alle infrastrutture transfrontaliere, per il settore del petrolio, l'oleodotto transalpino TAL (Transa-Alpine Pipeline) rappresenta la più rilevante infrastruttura strategica per il trasporto di petrolio grezzo che, attraversando le Alpi, collega il Porto di Trieste alla città di Ingolstadt in Germania ed approvvigiona otto raffinerie situate in Austria, Germania e la Repubblica Ceca.