

L'INSENSATA CORSA AL GAS DELL'ITALIA

Analisi delle infrastrutture
in autorizzazione che testimoniano
i passi falsi nella transizione energetica
del settore energia e i Nemici del Clima



STOP
SUSSIDI
alle FONTI
FOSSILI


LEGAMBIENTE

CHANGE
CLIMATE
CHANGE

2021

INDICE

Premessa

1. Obiettivi Europei e Nazionali per la decarbonizzazione del settore energetico
2. Il sistema elettrico nazionale
3. L'insensata corsa al gas dell'Italia
4. La questione delle reti
5. I costi del gas
6. I Nemici del Clima

Rapporto a cura di:

Katiuscia Eroe, responsabile energia di Legambiente

Tommaso Polci, ufficio energia di Legambiente

Si ringraziano Alex Sorokin e ActionGis di TeamDev per la collaborazione

PREMESSA

Di fronte a noi obiettivi importanti per la salvaguardia del Pianeta e sempre meno tempo a disposizione per far partire una rivoluzione energetica in grado, da subito, di costruire un futuro per tutti e tutte.

Eppure, in questa calda stagione fatta di G20, COP e temperature sempre più estreme, l'Italia non sembra ancora cambiare rotta. Sono di questi giorni alcuni timidi segnali positivi, come le ultime news sulla Sardegna, ma anche a Civitavecchia, Brindisi, Fusina e Vado Ligure dove per la prima volta dopo anni di discussioni e tavoli, da parte delle aziende coinvolte, in qualche caso sostenute anche da Ministri, si inizia a sentire qualche dichiarazione sull'inutilità del passaggio a gas o sul dimezzamento delle potenze. Ma nessuna parola sul centinaio di opere che prevedono l'utilizzo di gas fossile, rischiando così di trasformare il *phase out* dal carbone in una vera e propria opportunità persa in termini di innovazione ma anche di aiuto ad aziende e famiglie.

Sono, infatti, almeno **110 le infrastrutture** a gas, tra nuove realizzazioni e ampliamenti di centrali, metanodotti, depositi, rigassificatori e nuove richieste sul fronte delle estrazioni di idrocarburi, in valutazione dal Ministero dell'Ambiente e diffuse in quasi tutte le Regioni italiane che rischiamo di ritrovarci sulle spalle, climaticamente ed economicamente. Infrastrutture che denunciano una **perfetta e insensata corsa al gas**, ma anche una **chiara mancanza di visione per il futuro** e, peggio ancora, una **forte tendenza a salvaguardare il settore del gas**, anche perché in questi anni non si è ragionato in modo serio e concreto su come dovesse avvenire questa transizione, salvaguardando posti di lavoro ed economie locali.

Una corsa al gas che, se non invertiamo la rotta, **il nostro Paese pagherà dal punto di vista climatico**, poiché il metano non combusto ha un effetto climalterante 72 volte superiore alla CO₂ nei primi 20 anni dal suo rilascio in atmosfera. Ed il problema risiede nel fatto che gran parte delle emissioni di metano è costituito proprio da "perdite" sistemiche di gas nel ciclo produttivo, trivellazioni, pozzi, nuovi processi estrattivi "shale gas", distribuzione, stoccaggi e serbatoi. Con un peso che si orienta, nelle ricerche e nella letteratura, tra l'1 e 3% del metano che viene ogni anno consumato nel mondo. Poco, ma abbastanza. Infatti, se la concentrazione di gas metano fosse inferiore all'1% non si registrerebbe alcun accumulo in atmosfera, perché il metano che si ossida naturalmente sarebbe molto di più. Con perdite uguali o superiori al 2% la concentrazione di metano in atmosfera cresce, come sta accadendo negli ultimi 12 anni. Ma anche dal **punto di vista economico** i costi che il nostro Paese dovrà affrontare per questa scellerata corsa al gas sono ingenti: basti solo pensare ai **15 miliardi di euro, che pagheremo in bolletta** a causa del nuovo sussidio del Capacity Market a sostegno delle nuove centrali realizzate per affrontare i consumi di picco.

Ma queste non sono le uniche risorse sprecate, le 44 centrali in ampliamento o di nuova costruzione, per ben **11 GW di nuova capacità**, costeranno circa **11 miliardi di euro** che si aggiungono ai **4,2 miliardi** destinati, invece, **alla realizzazione 1.239 nuovi km di metanodotti**. Per un totale di almeno **30,2 miliardi di euro**, senza considerare il costo per depositi e rigassificatori, qui non calcolati e il rischio del "fallimento economico di queste opere" come dichiarato anche dal direttore di Irena.

Quasi una finanziaria (quelle dei tempi pre Covid) a disposizione del settore fossile. Una scelta scellerata anche se solo una delle 110 infrastrutture individuate da Legambiente dovesse essere valutata positivamente. Una situazione che potrà verificarsi per moltissime di quelle richieste, perché, come si legge in molte delle procedure di autorizzazione, queste infrastrutture sono proposte proprio per rispondere a quanto richiesto nel PNIEC, da aggiornare, ma anche per completare la metanizzazione di alcune aree, come la Calabria, o per far arrivare il gas necessario attraverso depositi e rigassificatori.

Ed è forse proprio da qui che parte l'**errore principale**, ovvero l'**aver pensato che il nostro Paese avesse bisogno di nuova capacità di produzione per affrontare la chiusura degli oltre 7.900 MW di centrali a carbone**. Eppure, con il Rapporto di Legambiente *La decarbonizzazione in Italia non passa per il gas*, presentato ad ottobre 2020, è stato ampiamente dimostrato che il nostro Paese non ha nessun bisogno di nuove centrali. Gli oltre 40 GW di potenza già presenti nei nostri territori sarebbero più che sufficienti a produrre quanto mancherebbe dal phase out del carbone. Basterebbe infatti far

lavorare le centrali da una media di 3.200 ore l'anno a 4.000. Non risolveremmo il tema climatico, ma avremmo certamente più risorse, pubbliche e private, da destinare alla vera transizione energetica puntando su rinnovabili, accumulatori, pompaggi, idrogeno verde nelle situazioni necessarie. E soprattutto avremmo più risorse per affrontare il vero tema, ovvero quello dell'inadeguatezza delle reti elettriche, che come dimostra Terna, ancora oggi non è sempre in grado di affrontare lo spostamento dei flussi energetici in modo sempre efficiente.

E come dimostriamo in questo Rapporto, il tema della flessibilità e della sicurezza delle reti, non è certamente ascrivibile a mancate produzioni, ma piuttosto alla capacità della rete, che gas o non gas, deve necessariamente essere ampliata e innovata. Un tema che sostiene la stessa Terna che nel suo Piano di Sviluppo 2020 parla della necessità di ripensare il sistema di distribuzione dell'elettricità, passando da un modello tradizionale monodirezionale (produzione -> trasmissione -> distribuzione -> carichi) ad uno *“più complesso e integrato con flussi di energia a più direzioni, ad alta volatilità e bassa prevedibilità”*.

È scontato che cambiare sistema energetico, da uno centralizzato ad un distribuito, diversamente programmabile ha e avrà delle ripercussioni sul sistema elettrico, ma se vogliamo accogliere 6 GW di nuova capacità all'anno risultano prioritari gli investimenti sulla rete. Già oggi, infatti, si vengono a creare facilmente, per l'eolico, situazioni di overgeneration, e questo accade quando *“la produzione supera la domanda e non sia possibile esportare tale eccesso di generazione verso le aree limitrofe (per insufficiente capacità di trasporto o perché le aree limitrofe si trovano in condizioni analoghe)”* che in questi anni non ci ha permesso di sfruttare almeno 382 GWh di energia elettrica da eolico.

Una situazione che potrà solo peggiorare visti gli obiettivi di realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili, per questo come Legambiente siamo convinti che tutti gli sforzi e le energie devono essere spese per guardare al futuro energetico che vogliamo per questo Paese. Non solo, ma è necessario intervenire anche con strumenti che disincentivino la volontà delle imprese di continuare a proporre soluzioni basate sulle fonti fossili, premiando invece le soluzioni a zero emissioni. In questa direzione, la Carbon Tax, ovvero una tassa basata sul principio *“chi inquina paga”*, discussa anche nel G20 di Venezia proprio come arma per combattere il surriscaldamento globale e scoraggiare gli investimenti climalteranti.

A questa situazione in evoluzione e che come Legambiente continueremo a seguire, si aggiungono i **33 Nemici del Clima**, del settore energetico, già in funzione. Centrali a carbone in transizione verso il gas, come La Spezia e Monfalcone per citarne alcune, ma anche centrali a gas in ampliamento, come la Centrale di Presenzano, in Provincia di Caserta. Ma anche depositi, gasdotti, pozzi petroliferi e addirittura corsi di laurea a Bologna ed Enna. Un quadro che dipinge bene la situazione in Italia e che mette in luce la strada ancora lunghissima da percorrere. Ma anche come il nostro Paese, facendo un grande e grave errore di valutazione, stia profondamente sbagliando strada.

Cosa dovrebbe fare l'Italia per arrivare agli obiettivi di decarbonizzazione?

Come scrive l'esperto Ing. Alex Sorokin, tendo conto anche del processo di elettrificazione dei consumi nei trasporti e del riscaldamento domestico, **puntare su sole e vento**, da cui può arrivare il maggior contributo di produzione di energia pulita. Oggi in Italia tra eolico e fotovoltaico abbiamo almeno 30 GW di installazioni, in grado di coprire il 14% del fabbisogno elettrico nazionale. Per arrivare a decarbonizzare il nostro Paese servono almeno **150 GW di nuova potenza**, di cui 100 GW di solare, accompagnate da fonti programmabili come idroelettrico (oggi a quota 19 GW) attraverso almeno i **pompaggi esistenti**, oggi a quota 7.600 MW e sotto utilizzati, ma che se sfruttati sarebbero in grado di accumulare almeno 20 TWh di energia all'anno, pari al 7% del nostro fabbisogno elettrico.

Come scrive Carbon Tracker, infatti, il mix ottimale di tecnologie a zero emissioni necessarie per sostituire le fossili dovrebbe essere composto da un 31% di solare fotovoltaico finalizzato alla produzione di energia per soddisfare le richieste nella maggior parte della giornata; un 17% di eolico onshore per produrre energia nelle ore notturne; un 16% di accumulo elettrico (e pompaggi ndr) per rispondere alla domanda delle ore di punta; a cui si aggiunge un 27% di demand response in grado di

ridurre la necessità di generazione di energia elettrica spostando i consumi e un 9% di efficienza energetica attraverso la riqualificazione del settore edilizio.

Ma per fare tutto questo è necessario che il Parlamento italiano nell'approvare il Decreto Semplificazioni in discussione in questi giorni proceda con una norma che sia davvero in grado di portare un **cambiamento importante in termini di procedure e tempi di autorizzazione**, cambiando decisamente passo rispetto alla media attuale pari a circa 5 anni.

Non solo, ma nei prossimi mesi il Governo dovrà **rimettere mano al PNIEC per adeguarlo ai nuovi obiettivi** di riduzione dei gas climalteranti che l'Unione Europea ha portato al 55% entro il 2030. Quello che **ci aspettiamo è un PNIEC all'altezza della sfida** che dovremmo affrontare per arrivare all'obiettivo emissioni zero nette, mettendo finalmente da parte il gas, che può avere solo un ruolo di transizione senza puntare su nuove e inutili infrastrutture.

Infine ricordiamo che per raggiungere tali obiettivi sarà necessario arrivare **alla rimodulazione ed eliminazione dei sussidi ambientalmente dannosi**, pari a circa 15 miliardi di euro solo per il settore energia, entro il 2025 e che arrivano a 35,7 se consideriamo anche il settore trasporti, agricolo, edilizio e delle concessioni. Un passo fondamentale che ci aspettiamo venga affrontato seriamente nella prossima Legge di Bilancio.

1. OBIETTIVI EUROPEI E NAZIONALI PER LA DECARBONIZZAZIONE DEL SETTORE ENERGETICO

Per assecondare il boom economico e la forte crescita demografica della seconda metà del Novecento, i consumi globali di energia sono cresciuti esponenzialmente, sostenuti grazie all'utilizzo di combustibili fossili che tutt'ora rappresentano la principale fonte di energia in tutti i settori energetici del Mondo. Nei successivi anni, l'attenzione della comunità internazionale sulle tematiche ambientali è divenuta via via più importante grazie al supporto di studi scientifici sempre più accurati, fino a giungere, oggi, alla piena consapevolezza che il modello energetico fin qui utilizzato non è più sostenibile per il nostro pianeta.

Da qui ne derivano gli accordi internazionali volti alla decarbonizzazione e all'efficientamento di tutti i settori energetici, i più importanti dei quali sono gli accordi di Parigi del 2015 (COP21), in cui 185 Nazioni hanno sottoscritto il loro impegno per contenere l'incremento della temperatura globale al di sotto dei 2°C rispetto i livelli preindustriali, possibilmente rimanendo entro gli 1,5°C.

Al fine di centrare tale obiettivo, l'Unione Europea ha identificato tre target principali da raggiungere entro il 2030:

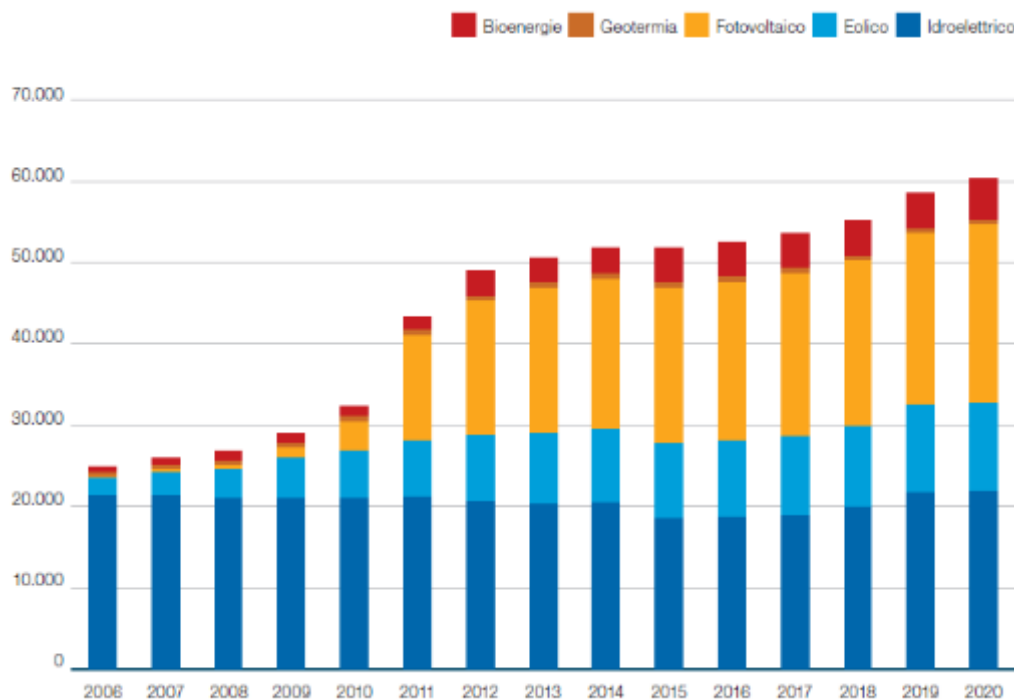
- Una riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra, rispetto ai livelli del 1990, per il quale è già previsto un rialzo al 55% stabilito nel settembre del 2020, a breve la formalizzazione;
- Una quota di almeno il 32% di energia da fonti rinnovabili;
- Un efficientamento energetico pari almeno al 32,5%.

Per raggiungere tali obiettivi, ogni Stato Membro è tenuto a identificare ed attuare una strategia interna coerente con quella dell'Unione Europea, attraverso un Piano Energia e Clima che, per quanto riguarda l'Italia, è stato pubblicato a fine 2019 e attraverso cui vengono identificati gli obiettivi e gli strumenti per favorire la transizione energetica al 2030:

- Riduzione rispetto al 2005 del 33% delle emissioni di CO₂ nei settori non ETS (*Emissions Trading Scheme* - ossia i settori fortemente energivori che possono effettuare lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra come strumento per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione);
- Raggiungimento di una quota del 30% di consumi da energie rinnovabili sul totale del fabbisogno energetico nazionale;
- Un efficientamento energetico pari al 43%.

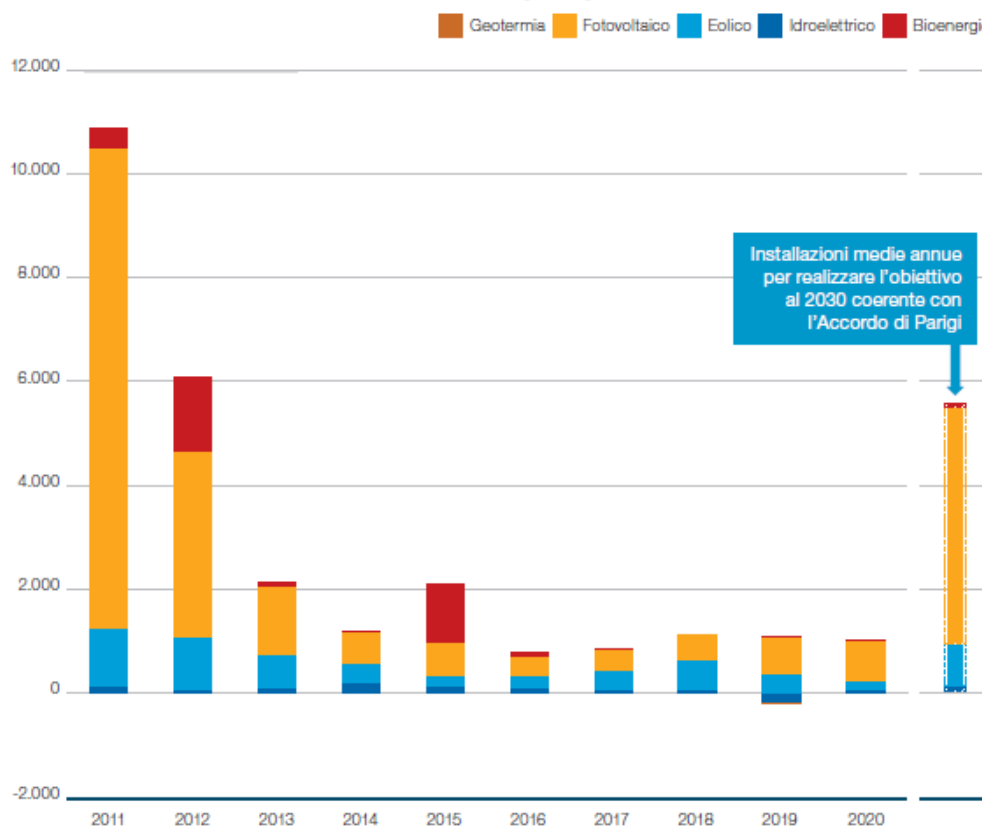
Obiettivi raggiungibili, secondo Legambiente, installando ogni anno circa 6 GW di potenza da fonti rinnovabili (Figura 1), di cui 17 GW di eolico. Purtroppo, ad oggi questo traguardo sembra distante con installazioni medie annue di impianti da FER decisamente inadeguate per raggiungere gli obiettivi del 2030 (Figura 2).

INSTALLAZIONI CUMULATIVE DI IMPIANTI DA FER DAL 2006 AL 2020 [MW]



Elaborazione Legambiente su dati Terna.

INSTALLAZIONI ANNUE DI IMPIANTI DA FER DAL 2011 AL 2020 E PER RAGGIUNGERE GLI OBIETTIVI AL 2030 [MW]



Elaborazione Legambiente su dati Terna.

Appena 1,8 i GW di potenza complessiva installata nel 2020, 247 MW in più del 2019. Numeri in crescita, ma che non possiamo definire confortanti considerando anche le pessime performance di solare ed eolico, tecnologie che dovrebbero dare il maggior contributo al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Non arrivano al GW di potenza complessiva i 765 MW di solare fotovoltaico installati nel 2020 (appena 15 MW in più rispetto al 2019) e i 185 di eolico (73 MW in più rispetto al 2019), mettendo in evidenza come di questo passo gli obiettivi di decarbonizzazione risultano irraggiungibile al 2030 e al 2040. Di questo passo, considerando un obiettivo complessivo, tra solare fotovoltaico ed eolico, di 70 GW di potenza al 2030 e la media di installazione, per le stesse fonti, degli ultimi tre anni pari a circa 513 MW, il nostro Paese raggiungerà il proprio obiettivo di installazioni tra 68 anni.

Sperando che il nostro Paese cominci ad accelerare con le installazioni da FER, la diffusione delle rinnovabili richiederà, contestualmente, importanti lavori infrastrutturali volti all'incremento dell'elettrificazione della rete e alla diffusione di sistemi di accumulo distribuiti e centralizzati, che serviranno a garantire sicurezza e flessibilità del sistema energetico.

Inoltre, di cruciale rilevanza nel settore energetico sarà il *phase-out* dal carbone, cioè la chiusura o la riconversione al 2025 di tutti gli impianti termoelettrici attualmente alimentati a carbone. E proprio rispetto a quest'ultima scadenza si gioca una delle partite più importanti nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, poiché, stando alle previsioni di Terna, il gestore nazionale della rete elettrica, per garantire la sicurezza della rete in concomitanza con la dismissione delle centrali a carbone è necessario arrivare al 2025 con un +5,4 GW di nuova capacità a gas, un +12 GW di capacità da fonti rinnovabili, un +1 GW di *Demand-Side Response* (meccanismo di regolazione della rete che prevede la partecipazione attiva e flessibile al mercato dell'energia da parte dei grandi consumatori che, di fatto, consumano più o meno energia quando indicato dal mercato stesso con il risultato che loro spendono meno e il sistema evita congestioni) e +3 GW di nuova capacità di accumulo, oltre che a tutta un'opera di adeguamento e riammodernamento della rete elettrica di distribuzione.

AZIONI MINIME NECESSARIE AL 2025 (RISPETTO AL 2017) PER IL PHASE OUT DAL CARBONE



Fonte: Terna, "Piano di sviluppo 2020".

2. IL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Secondo i dati resi disponibili da Terna nel 2019 i Consumi Finali Lordi complessivi di energia in Italia si sono attestati a 169,1 Mtep, in diminuzione dell'1,2% rispetto al precedente anno, con una sensibile decrescita soprattutto nell'utilizzo dei combustibili solidi (-29,8%), ovvero il carbone.

CONSUMI FINALI LORDI PER FONTE DI ENERGIA E COMPLESSIVI AL 2018-2019

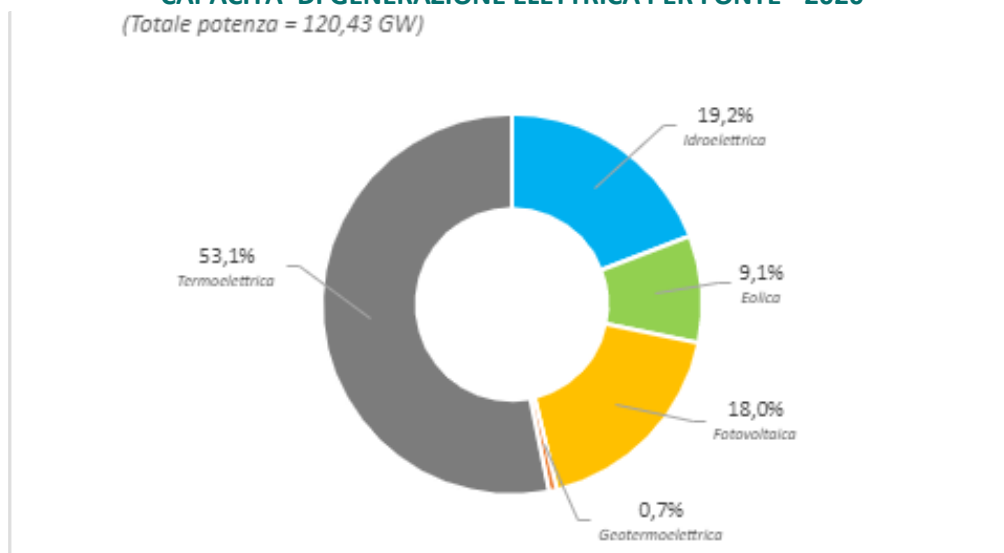
	2018		2019		2019/2018
	mln t.e.p.	%	mln t.e.p.	%	%
Prodotti petroliferi	59,0	34,5	57,8	34,2	-2,0
Gas naturale	59,5	34,8	61,0	36,1	2,5
Solidi	9,4	5,5	6,6	3,9	-29,8
Rinnovabili	33,6	19,6	35,3	20,9	5,1
Elettricità primaria (saldo estero)	9,7	5,7	8,4	5,0	-13,4
Totale	171,2	100,0	169,1	100,0	-1,2

Rielaborazione Legambiente su dati Terna.

Nel 2020, il parco di generazione era costituito da circa 960mila impianti complessivi, tra fonti rinnovabili e fonti fossili, per una capacità (potenza) complessiva di 120,4 GW. Tra questi si contavano 935.838 impianti solari fotovoltaici, 13.141 altri impianti rinnovabili e 6.449 centrali termoelettriche da fossile. Della potenza complessiva installata nel nostro Paese, il 53,1% è di tipo termoelettrico, alimentato a fonti fossili.

CAPACITA' DI GENERAZIONE ELETTRICA PER FONTE - 2020

(Totale potenza = 120,43 GW)



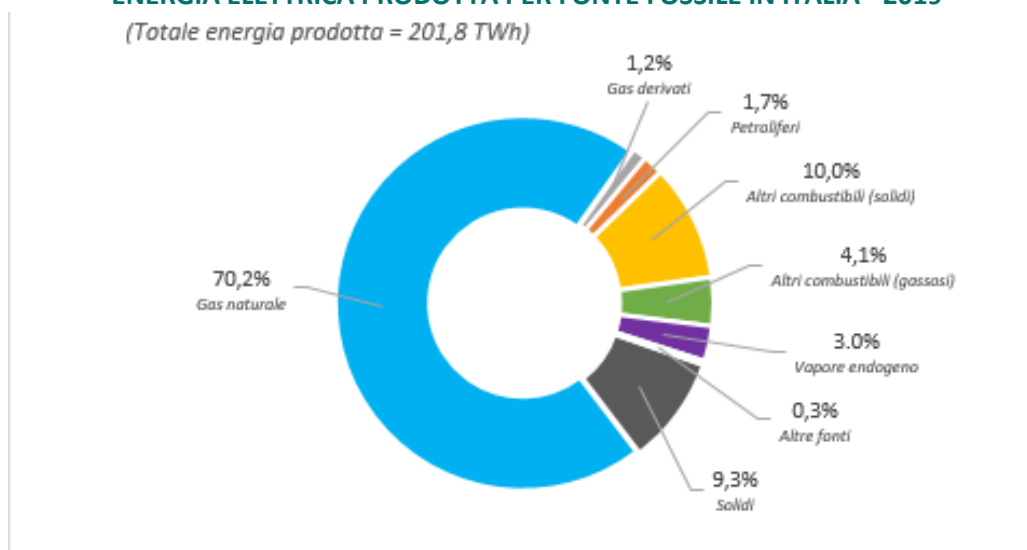
Elaborazione di Legambiente su dati Terna.

Le 6.449 centrali termoelettriche alimentate a fonti fossili sono in grado di coprire circa il 65,9% della produzione nazionale, pari a 201,8 TWh (nel 2019) e con una potenza efficiente lorda di 61,6 GW. Il ruolo più importante è quello giocato dal gas naturale con 45,2 GW di potenza, di cui 41,8 GW per la

generazione elettrica in grado di coprire il 71,3% della produzione termoelettrica di origine fossile, mentre i combustibili solidi (principalmente carbone), soddisfano il 10% dei consumi elettrici nazionali.

ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA PER FONTE FOSSILE IN ITALIA - 2019

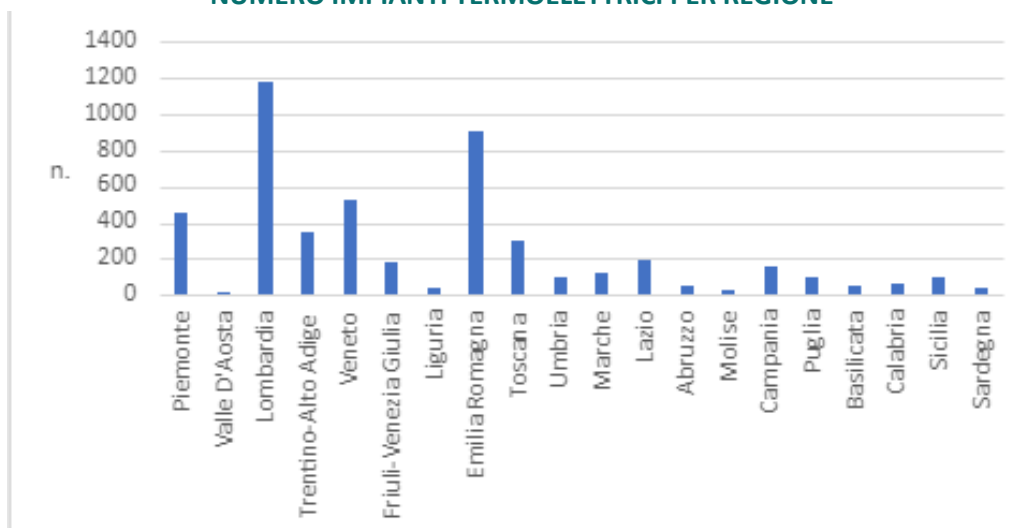
(Totale energia prodotta = 201,8 TWh)



Elaborazione di Legambiente su dati Terna

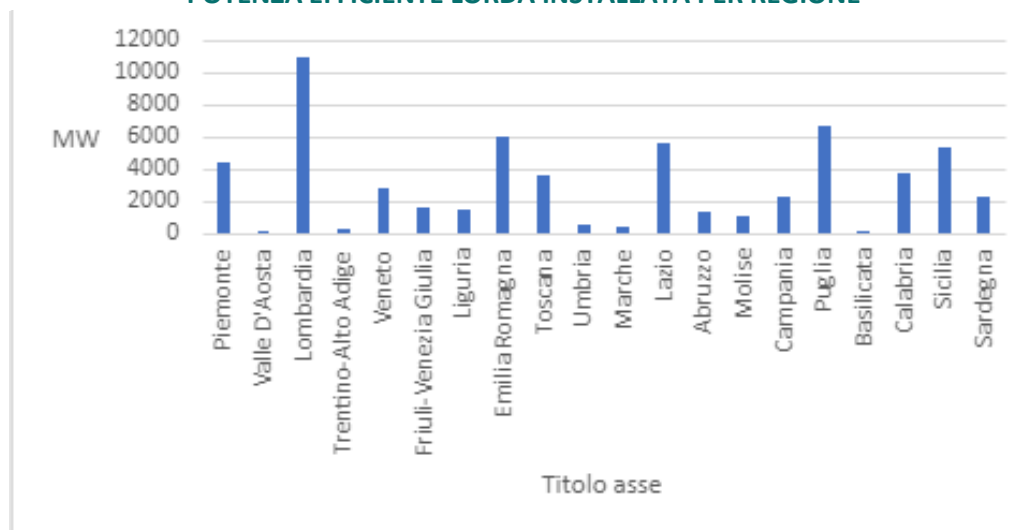
Gli impianti termoelettrici per la produzione di energia elettrica e/o termica da fonti fossili di energia elettrica sono distribuiti in tutte le Regioni italiane, con una forte concentrazione numerica in Lombardia ed Emilia-Romagna, che insieme ospitano oltre 2.000 impianti dei 4.886 complessivi in Italia. Per quanto riguarda la potenza efficiente lorda installata al primo posto troviamo sempre la Lombardia con 10.931,4 MW, seguita dalla Puglia con 6.666,4 MW e dall'Emilia-Romagna con 5.989,8 MW, su un totale per il nostro Paese di 59.515,4 MW.

NUMERO IMPIANTI TERMOELETTICI PER REGIONE



Elaborazione di Legambiente su dati Terna

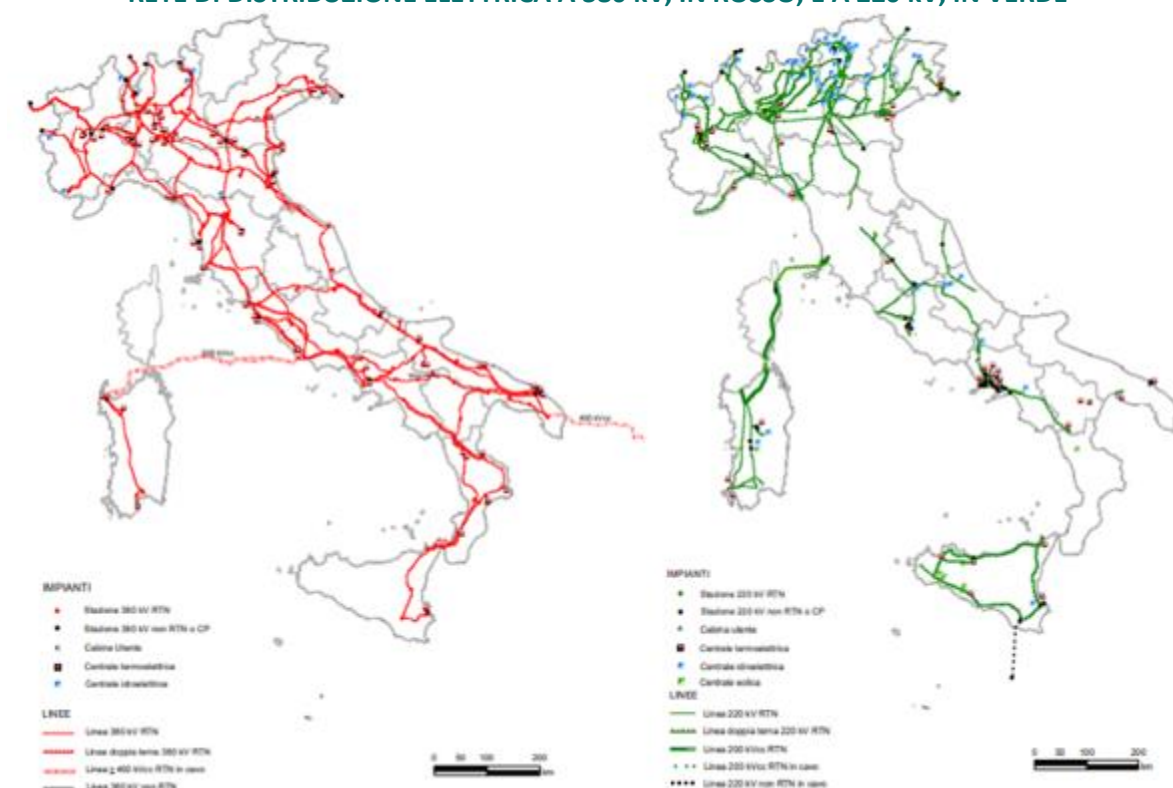
POTENZA EFFICIENTE LORDA INSTALLATA PER REGIONE



Elaborazione di Legambiente su dati Terna

Tutti questi impianti sono connessi alla rete elettrica nazionale, che è suddivisa in sei principali zone di scambio: Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Sardegna e Sicilia, composta da 884 stazioni elettriche e 20.658 km di rete di trasmissione elettrica in alta tensione, di cui 11.309 km da 380 kV e 9.349 km da 220 kV. A queste vanno poi aggiunti i collegamenti con l'estero.

RETE DI DISTRIBUZIONE ELETTRICA A 380 kV, IN ROSSO, E A 220 kV, IN VERDE

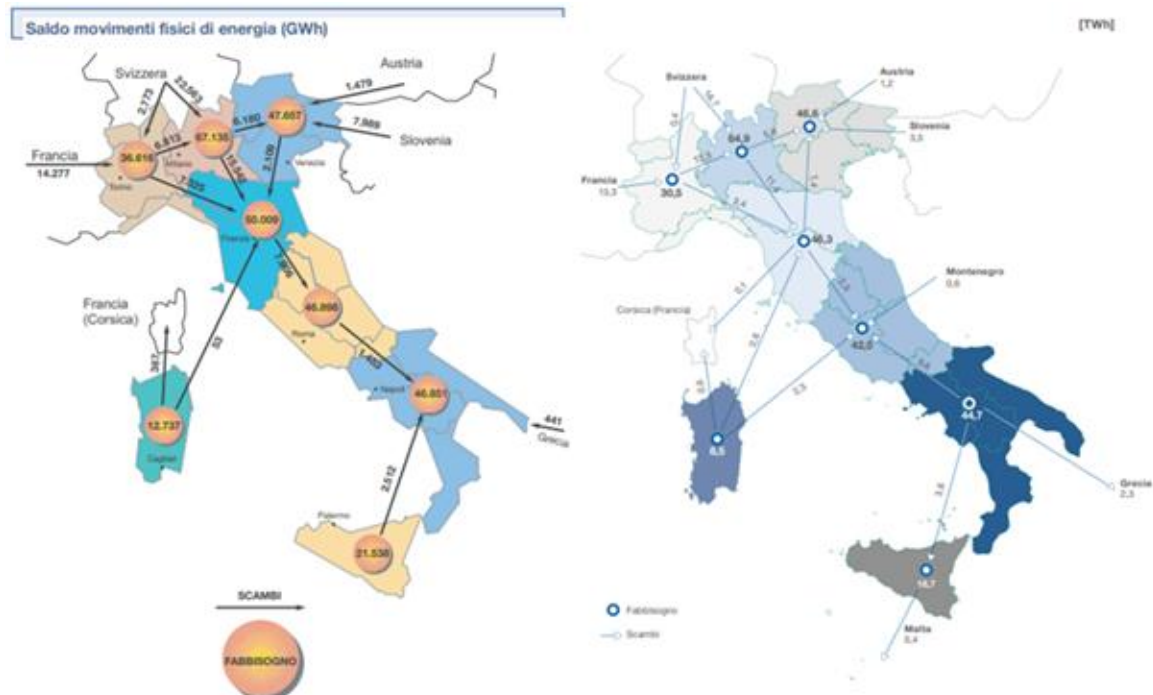


Fonte: Terna, "Piano di sviluppo 2020"

Come evidenziato nelle figure seguenti, interessante è il cambio dei flussi di energia che negli ultimi 15 anni sono radicalmente modificati. Infatti, il crescente contributo delle fonti rinnovabili,

concentrate prevalentemente nel sud e nelle isole, ha provocato l'inversione dei flussi energetici da sud verso nord, contrariamente a quanto avveniva negli anni precedenti.

FLUSSI DI ENERGIA AL 2005 [GWh] (A SINISTRA) VS. 2021 [TWh] (A DESTRA)



Fonte: Terna "Dati provvisori di esercizio del sistema elettrico nazionale" (edizioni 2005 e 2021)

3. L'INSENSATA CORSA AL GAS DELL'ITALIA

“La transizione energetica è la maniera più efficace per mitigare la minaccia del riscaldamento globale. E se non affronteremo questa minaccia seriamente le conseguenze economiche e sociali saranno inimmaginabili. Il settore energetico è al centro di ogni strategia di decarbonizzazione, perché rappresenta l’80% delle emissioni prodotte dall’uomo. Dobbiamo trasformare questo settore per renderlo più sostenibile e pulito e dobbiamo farlo in fretta”.

Francesco La Camera, direttore di Irena e
funzionario del Ministero dell’Ambiente a Formiche.net

Un successo tutto italiano potrebbe essere quello della chiusura definitiva di 7.961 MW di centrali a carbone entro il 2025, così come previsto nella Strategia Energetica italiana e nel Piano Integrato Energia e Clima, sostituendo questa potenza con una forte politica di installazioni delle fonti rinnovabili, accompagnate da grandi e importanti investimenti sulla rete e sugli accumuli. Il tutto a disegnare uno scenario nuovo e in grado di guardare al 2030 e poi al 2040 con serenità.

Invece, stando a quanto rilevato da Legambiente e messo in evidenza in questo Rapporto, **l’uscita dal carbone rischia di essere un totale fallimento climatico, a causa della corsa al gas che sta avvenendo nel nostro Paese**, tutta a carico dei cittadini e delle cittadine non soltanto dal punto di vista ambientale ma anche economico.

Una corsa che coinvolge almeno **108 infrastrutture** tra nuove realizzazioni e ampliamenti di centrali a gas, metanodotti, depositi, rigassificatori e nuove richieste sul fronte delle estrazioni di idrocarburi diffusi in quasi tutte le Regioni italiane. Attività messe in evidenza da Legambiente attraverso una WEB APP navigabile, da cui sarà possibile conoscere storie, ma anche accedere ai documenti dei diversi iter autorizzativi che coinvolgono queste infrastrutture.

Parliamo di **45 centrali a gas per almeno 11,6 GW** di nuova potenza, oggi in fase di valutazione al Ministero dell’ambiente. **Quattro di nuova realizzazione** - Centrale di Bertonico e Turano Lodigiano (LO), Centrale termoelettrica nel Comune di Presenzano (CE), Centrale termoelettrica di San Severo (FG), Centrale termoelettrica nel comune di Nave (BS) - che si aggiungono alle 4 centrali legate alla riconversione delle centrali a gas di Civitavecchia, Brindisi, La Spezia e Monfalcone.

Per le altre centrali si tratta di attività di revamping che nella maggior parte dei casi portano ad un aumento della potenza iniziale. Come nel caso della **Centrale "Edoardo Amaldi" di La Casella (PC)** di Enel che prevede la realizzazione di una nuova unità a gas da 870 MWe e potenza termica di 1.420 MWt in aggiunta alle unità esistenti. Ma possiamo citare anche la centrale di Tirreno Power **Torrevaldaliga Sud a Civitavecchia (RM)** che proprio per rispondere all’esigenza rilevata dal PNIEC di acquisire nuova capacità di generazione velocemente erogabile e facilmente modulabile secondo le richieste del gestore della rete propone un ampliamento di 900 MWe e 1450 MWt. La stessa azienda propone poi un’analoga modifica anche per la centrale di **Vado Ligure (SV)**. Continuiamo con il caso di **Ostiglia (MN)** dove, sempre per rispondere alle esigenze individuate dal PNIEC, EP Produzione propone una “Nuova Unità 5” a ciclo combinato (CCGT) di ultima generazione da 923,6 MWe, composto da un turbogas classe “H” da circa 628 MWe (TG), un generatore di vapore a recupero (GVR) dotato di sistema catalitico di abbattimento degli NOx (sistema SCR), una turbina a vapore (TV) da circa 295 MWe e un condensatore ad aria. Al carico nominale la potenza termica di combustione del nuovo ciclo combinato sarà di 1.482,5 MWt. 45 centrali tra nuovi impianti repowering e ampliamenti per 11,6 GW di potenza, quando il PNIEC ne richiede 5,4.

MAPPA “L’INSENSATA CORSA AL GAS DELL’ITALIA”

Figura 10. Elaborazione Legambiente.



A questi si aggiungono **22 investimenti diversi per l'ampliamento della rete dei metanodotti**, per complessivi **1.239,6 km** tra nuove realizzazioni e rifacimenti che comprendono però anche importanti prolungamenti della rete. Tra queste opere importanti come l'**interconnessione Italia-Malta** chiamato progetto "**Melita TransGas (MTG)**", proposto dalla Società Melita TransGas Company Ltd. e considerato tra i Progetti Europei di Interesse Comunitario (European Project of Common Interest, PCI). Questo prevede la realizzazione di un gasdotto sottomarino bidirezionale da 159 km installato fra Gela, in Sicilia, e Delimara, a Malta, con l'obiettivo di porre fine all'isolamento dell'Isola di

Malta dalla Rete Gas Europea. La condotta sarà composta da un tratto offshore e da uno onshore sul territorio italiano avente lunghezza di circa 7 km e ricadente nel Comune di Gela. Oppure i 271 nuovi km per il metanodotto "**Iniziativa Sealine Tirrenica**", proposto da Snam rete Gas, che si dovrebbe sviluppare lungo la direttrice Monforte San Giorgio - Policastro Bussentino - Montesano Sulla Marcellana. O ancora, opere più piccole come quella del "**Metanodotto Mestre-Trieste**" il cui progetto prevede la realizzazione di una condotta della lunghezza di 81,62 km da Silea a Gonars, di condotte secondarie della lunghezza di 13,37 km, la dismissione e rimozione delle condotte esistenti, ed il declassamento a 24 bar nel tratto Gonars- Trieste che comunque porteranno ad un aumento della tratta di 19 km.

In questa corsa al gas, troviamo anche **depositi e rigassificatori: 12 i progetti** presentati e in attesa di valutazione tra nuovi, ampliamenti e revamping che aumenteranno la capacità di trattamento e stoccaggio del nostro Paese di almeno **1 miliardo di mc**. A questi si aggiungono le **31 richieste in tema di estrazioni di idrocarburi** tra indagini geofisiche, perforazioni di sondaggio, studi geologici di dettaglio ma anche la messa in produzione come nel caso del pozzo esistente **Tribiano 1 Dir A**, della Società Padana Energia S.p.A. che prevede la sistemazione dell'area del pozzo, l'installazione degli impianti di produzione, la realizzazione di una nuova tratta di metanodotto ed il collegamento con la rete SNAM. Progetti che prevedono forti espansioni come nel caso della messa in produzione dei pozzi esistenti **Monte Pallano 1 e 2**, il cui progetto presentato prevede anche la perforazione e il completamento di due nuovi pozzi Monte Pallano 3 e 4 e l'eventuale perforazione di un ulteriore pozzo Monte Pallano 5, oltre alla costruzione di un gasdotto di circa 21 km e di una centrale di trattamento gas nell'area industriale del Comune di Paglieta.

I numeri messi in evidenza dalla ricerca di Legambiente sono una chiara testimonianza dei passi sbagliati che questo Paese sta facendo in termini di transizione energetica e abbattimento delle

emissioni climalteranti. Nuove centrali a gas e ampliamenti, metanodotti, depositi, rigassificatori e, per chiudere, nuove ricerche e attività di estrazione di idrocarburi disegnano una cartina perfetta di un'Italia e di una classe dirigente politica che non sa stare al passo con le necessità e le emergenze del Paese e del Pianeta.

Ci sarebbe senz'altro piaciuto raccontare una cartina fatta di nuove infrastrutture pronte ad accogliere i 6 GW di nuova potenza annua da fonti rinnovabili, come reti intelligenti, smart e microgrid, accumuli e seri progetti di idrogeno verde. Ma la storia che questi numeri raccontano, è quella di un Paese che non solo dimostra di non aver compreso come affrontare l'emergenza climatica, ma è anche destinato ad essere sorretto energeticamente e in maniera rilevante dal gas fino al 2050, perdendo così occasioni di innovazione per i territori, nuovi posti di lavoro, di miglioramento della qualità di vita per i cittadini e le cittadine.

Ma abbiamo davvero bisogno di queste infrastrutture?

Abbiamo già ampiamente dimostrato, attraverso il Rapporto *La decarbonizzazione in Italia non passa per il gas*, come il **nostro Paese sia già ampiamente dotato di un parco di generazione di energia elettrica in grado di sopperire alla chiusura dei 7.961,7 MW di centrali a carbone**. Un patrimonio, però, **poco sfruttato** come dimostrano le elaborazioni Legambiente sui dati Terna, che mettono in evidenza come le ore equivalenti di esercizio annuale delle centrali sia in **media di 3.261**. **Un numero di ore certamente troppo basso per sopperire alla chiusura delle centrali a carbone, ma che basterebbe portare a 4.000 ore medie l'anno per compensare la mancata produzione di energia elettrica generata dal carbone**. Ad esempio, passando, nel parco dedicato alla sola produzione elettrica, -per le centrali a combustione interna (CI) da 3.842 ore/anno a 4.200 ore/anno e da 2.492 ore/anno a 5.000 ore/anno per le centrali a ciclo combinato. O per gli impianti dedicati alla produzione combinata, ad esempio quelli a ciclo combinato (CC) da 4.322 ore/anno a 5.800 ore/anno pari ad una media del 37%.

EFFICIENZA MEDIA CENTRALI TERMOELETTRICHE IN ITALIA 2017

kJ / kWh 1 kJ = 4,1868 kCal	Potenza installata		Efficienze medie						
	MW	%	Solidi	Gas Naturale	Gas Derivati	Petrolio	Altri comb solidi	Altri comb gass	Media
Impianti con sola produzione di energia elettrica									
a combustione interna (CI)	1.240	1,9%		37%	39%	38%	41%	37%	38%
a turbine a gas (TG)	2.719	4,2%		30%		23%	27%	32%	30%
a vapore a condensazione (C)	11.748	18,3%	39%	39%		35%	27%	39%	37%
a ciclo combinato (CC)	21.824	34,1%		54%		41%	47%	39%	53%
turbo espansione (TE)	171	0,3%							
altro genere (V)	181	0,3%							
TOTALI / MEDIE	37.883	59,1%	39%	53%	39%	35%	32%	37%	44%
Legenda: ■ efficienza buona ■ efficienza bassa									
Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore									
a combustione interna (CIC)	3.367	5,3%		64%	54%	52%	48%	51%	57%
a turbine a gas (TGC)	1.033	1,6%		59%	74%	72%	40%	49%	60%
a ciclo combinato (CCC)	18.885	29,5%	82%	58%	44%	56%	59%	48%	58%
a vapore a contropressione (CPC)	717	1,1%	72%	73%		75%	62%		67%
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	2.161	3,4%		40%	39%	46%	30%	36%	33%
TOTALI / MEDIE	26.163	40,9%	81%	59%	42%	57%	45%	51%	56%
TOTALE CENTRALI TERMOEL.	64.045	100,0%							

Elaborazione dell'Ing. Alex Sorokin per Legambiente su dati Terna

Una corsa al gas che non sta in piedi neanche sotto il profilo dei consumi e delle richieste. La produzione termoelettrica annuale da gas fossile ha raggiunto il suo massimo storico nel 2007 (anno pre-crisi) con un consumo di 34 miliardi di mc. Le previsioni del PNIEC, considerando la chiusura di tutte le centrali a carbone nel 2025, confermano un consumo di gas metano di 37.709 Ktep (43,5 miliardi di smc) al 2040, pari al 30% del consumo interno lordo, affidando a questa fonte inquinata un ruolo ancora determinante nel sistema energetico nazionale. Eppure, dando uno sguardo ai consumi del gas metano, dati dalla stessa Snam, è facile osservare come questi siano in diminuzione e secondo le previsioni non raggiungono i 30 miliardi di mc nel 2025 e i 26 miliardi di mc nel 2030.

DOMANDA GIORNALIERA DI GAS IN CONDIZIONI DI FREDDO ECCEZIONALE



Documento di descrizione degli scenari 2019'' – Snam, Terna

Analizzando più da vicino il lavoro svolto da Snam non si evince alcuna criticità neanche nella fornitura di gas fossile occasionale, ovvero nelle ore e momenti di massima richiesta. Infatti come è possibile vedere dal grafico, la punta di massimo consumo si è registrata nel 2012 con 464 milioni di mc di gas, e il settore che maggiormente incide in tal senso è quello civile. Da allora l'Italia è stata caratterizzata da inverni più caldi e le abitazioni stanno subendo un progressivo, seppur lento, miglioramento grazie alle politiche di efficientamento degli edifici e degli impianti. Infatti, le stesse previsioni, sempre a cura Snam--Terna, non lasciano prevedere aumenti neppure nel peggiore degli scenari (BAU 2025 e 2040), periodo invernale compreso, durante il quale si sono spostati i momenti di picco dei consumi.

VALORI DELLA PUNTA DI CARICO ELETTRICO - SCENARI



Documento di descrizione degli scenari 2019” – Snam, Terna

Giustificabile, invece, dal punto di vista elettrico, la previsione di aumento dei consumi considerata dal PNIEC prendendo in esame quelli che saranno sia gli spostamenti di richiesta energetici in base alla stagionalità, ma anche e soprattutto l’elettrificazione dei settori mobilità e riscaldamento. Incremento che però nel Piano Integrato Energia e Clima appare modesto, passando da 60,5 GW registrato nel 2015 ai 61,9 GW. Neanche 2 GW di potenza che facilmente può essere coperto attraverso le fonti rinnovabili.

Questi numeri non solo confermano la **totale inutilità di realizzare nuove infrastrutture nel nostro Paese**, che non aiuterebbero neanche nel raggiungimento dell’obiettivo di indipendenza energetica visto che la maggior parte del gas sarebbe di importazione. Un’inutilità che coinvolge gli **oltre 11 GW di potenza installabile e oggi in valutazione**, ma anche il nuovo possibile miliardo di mc di gas trattabile grazie a depositi e rigassificatori, così come le nuove istanze in tema di trivellazioni e gli oltre 1.200 km in più di nuovi metanodotti che rappresentano il vero fallimento della politica energetica di questo Paese. E la vittoria delle lobby del gas a cui vogliamo lasciare in mano il Paese.

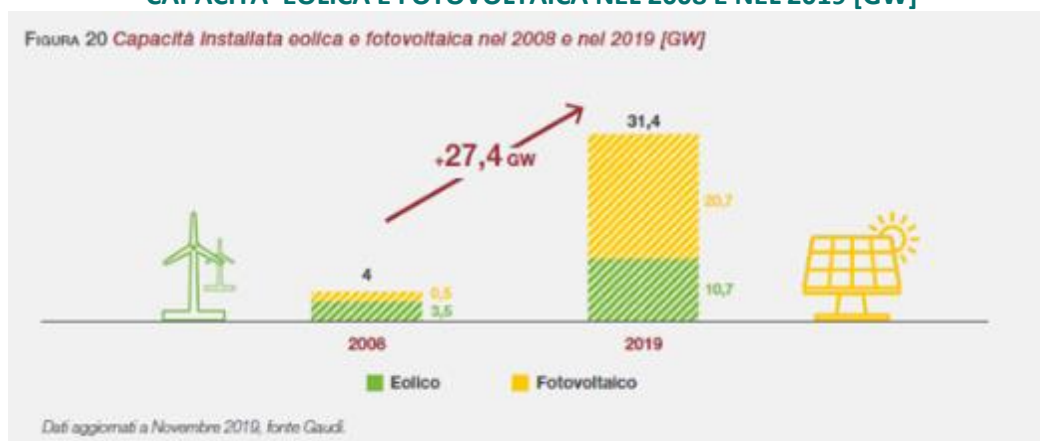
4. LA QUESTIONE DELLE RETI

Sono due i temi in discussione che oggi spingono la politica a non voler abbandonare le fonti fossili. Da una parte l'**apparente paura della mancata produzione di energia con la chiusura delle centrali a carbone, tema ormai sfatato** attraverso il Rapporto di Legambiente *La Decarbonizzazione in Italia non passa per il gas*, dove abbiamo ampiamente dimostrato come il **nostro Paese sia dotato di tutta la capacità di generazione per sopperire all'energia da carbone**, che ricordiamo essere pari al 10% della produzione nazionale da idrocarburi.

Il secondo, ben più complesso da affrontare, riguarda la **flessibilità e la sicurezza della rete**, ovvero la capacità della rete elettrica nazionale di rispondere alle esigenze di consumo del Paese – cittadini, imprese, servizi pubblici, servizi essenziali, ecc – e di gestire tale richiesta regolando produzione e consumi. Un servizio questo fondamentale, proprio per permettere a tutto il Paese di avere sempre l'energia elettrica di cui si ha bisogno e che richiede sempre "aggiornamenti" soprattutto quando il parco di generazione è in cambiamento, come sta avvenendo da diverso tempo nel nostro Paese.

Infatti, lo sviluppo delle fonti rinnovabili che ha caratterizzato il nostro Paese in questi ultimi 10/15 anni ha portato e sta portando alla dismissione degli impianti termoelettrici, le cui ore medie annue di attività sono passate da 3.700 nel 2007 a 3.200 nel 2018. Contestualmente, sempre secondo Terna, anche il livello di profittabilità del parco convenzionale è diminuito rispetto al passato a causa della riduzione tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo variabile di una centrale a gas. Per quanto riguarda lo sviluppo delle rinnovabili, invece, tra il 2008 e il 2019, la capacità di produzione del parco fotovoltaico è passata da 0,5 GW a oltre 20 GW, mentre quella da fonte eolica è triplicata, partendo da 3,5 GW e superando i 10 GW. Un trend, che secondo Terna, continuerà grazie all'installazione di ulteriori 5.500 MW da eolico/fotovoltaico entro il 2024, come previsto dal DM FER 2019.

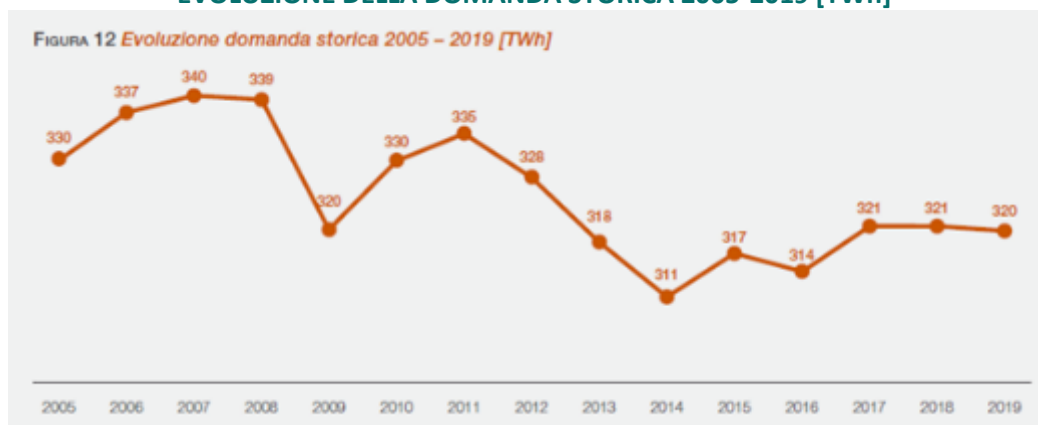
CAPACITA' EOLICA E FOTOVOLTAICA NEL 2008 E NEL 2019 [GW]



Fonte: Terna, "Piano di sviluppo 2020"

In questi stessi anni, è radicalmente cambiata anche la domanda di energia, con una brusca contrazione tra il 2007, quando ha raggiunto il picco storico di 340 TWh e il 2014, toccando il minimo di 311 TWh, fino ad assestarsi intorno ai 320 TWh nel 2018 e 2019. Una riduzione causata da una parte dal decremento del Prodotto Interno Lordo (PIL) che favorisce la diminuzione dei consumi di energia, compresa quella elettrica, dall'altra dall'efficientamento energetico dei consumi elettrici, sia a livello industriale che domestico.

EVOLUZIONE DELLA DOMANDA STORICA 2005-2019 [TWh]



Fonte: Terna, "Piano di sviluppo 2020".

Considerando questi trend ed in vista degli obiettivi di decarbonizzazione per il settore energetico, la sfida ora è rappresentata tanto dal continuare ad investire sugli impianti da fonti rinnovabili, accelerando sulla loro installazione, quanto sull'adeguamento della rete di distribuzione dell'energia elettrica, affinché possa accogliere e gestire in maniera efficace l'energia prodotta dai nuovi impianti rinnovabili, e sull'aumento della richiesta derivante dall'elettificazione dei consumi termici del settore civile e residenziale e dal settore mobilità.

Per fare ciò, è necessario ripensare il sistema di distribuzione dell'elettricità, passando da un modello tradizionale monodirezionale (produzione -> trasmissione -> distribuzione -> carichi) ad uno "più complesso e integrato con flussi di energia a più direzioni, ad alta volatilità e bassa prevedibilità" (Terna, Piano di Sviluppo 2020).

SISTEMA MONODIREZIONALE VS. SISTEMA COMPLESSO



Fonte: Terna, "Piano di sviluppo 2020"

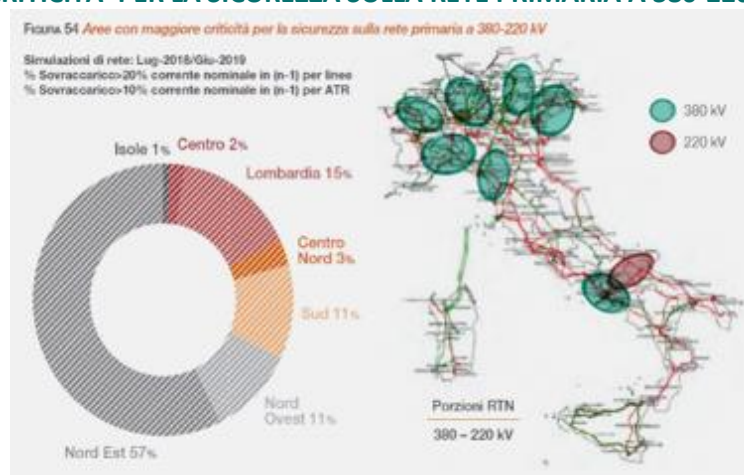
Più in dettaglio, l'integrazione dell'attuale sistema con le FER impone la gestione di criticità intrinsecamente legate alla tecnologia dei nuovi impianti. Tra queste, la più rilevante è di certo la natura della *diversa programmabilità* delle rinnovabili, che porta da un lato a dover riorganizzare il sistema in modo da poter gestire in maniera flessibile e subitanea consumi e picchi, a cui attualmente si fa fronte attraverso l'accensione dei gruppi termoelettrici delle centrali tradizionali, e dall'altro a dover "smaltire" l'energia in eccesso, generata in fasce orarie in cui la produzione da rinnovabili è elevata e i consumi sono bassi, al fine di evitare congestioni di rete. Proprio quest'ultimo aspetto impone un importante potenziamento della rete, unitamente ad altre due fondamentali considerazioni:

- La direzione dei flussi di energia negli ultimi quindici anni si è invertita grazie alle numerose installazioni di impianti da fonti rinnovabili al sud Italia (come mostrato nel capitolo 1),
- C'è una *naturale propensione*, come Terna stessa sostiene, del sistema elettrico nazionale a formare "colli di bottiglia" nella gestione dei flussi, dovuti alle caratteristiche geografiche della nostra penisola lunga e stretta, che si somma all'inadeguatezza della rete scarsamente magliata ed obsoleta.

Come mette in evidenza Terna nel "Piano di Sviluppo 2020", infatti, **numerosi tratti del sistema nazionale di distribuzione ed importanti punti di snodo del sistema elettrico soffrono di problemi di obsolescenza e di scarsa magliatura** che rendono quantomeno inefficiente la gestione dei flussi.

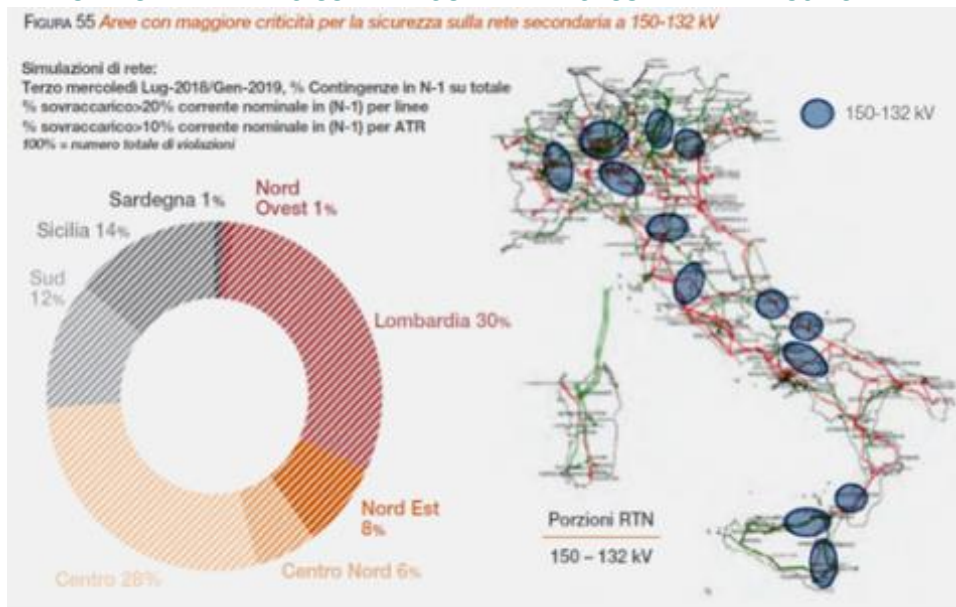
Per riassumere i casi più rilevanti, (vedi allegato 1 per maggiori dettagli) le criticità del nord Italia e dell'arco alpino riguardano in particolar modo il sovraccarico nei periodi dell'anno in cui la produzione idroelettrica è elevata e tale produzione si somma a quella proveniente da oltre frontiera. Il centro-nord e il centro-sud è invece caratterizzato da criticità legate alla capacità di gestione dei flussi in arrivo sia da nord che da sud, a causa del limitato livello di interconnessione, soprattutto sul versante adriatico, della scarsa magliatura e di danni permanenti alla rete lungo la dorsale appenninica. Situazione ancora diversa al Sud, con particolare riferimento all'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino dove l'ingente produzione degli impianti da fonti rinnovabili provoca congestioni lungo le reti di trasmissione primaria. In Sicilia, invece, la distribuzione dell'energia elettrica è affidata ad un'unica dorsale ad Est a 380 kV e ad un anello a 220 kV con una ridotta capacità di trasporto tra l'area orientale e quella occidentale, limitando così lo sviluppo delle rinnovabili, soprattutto l'eolico. La Sardegna, connessa al continente per mezzo di due collegamenti a corrente continua, è attraversata da un'unica dorsale da nord a sud a 380 kV ed è fortemente dipendente da un parco di generazione termoelettrico ormai vetusto.

CRITICITA' PER LA SICUREZZA SULLA RETE PRIMARIA A 380-220 kV



Fonte: Terna, "Piano di sviluppo 2020".

CRITICITA' PER LA SICUREZZA SULLA RETE SECONDARIA A 150-132 kV



Fonte: Terna, "Piano di sviluppo 2020"

Queste criticità hanno conseguenze importanti che si riflettono sia sulla qualità che sull'affidabilità del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, che, soprattutto nelle aree del centro-sud e sud, caratterizzate da un diffuso problema di scarsa magliatura di rete, portano a vere e proprie interruzioni del servizio (all'allegato 2 vengono mostrate sia il numero medio di interruzioni annue per regione che la durata annua delle interruzioni per utente ed è facilmente verificabile che le regioni del sud/centro-sud siano quelle che soffrono di più queste criticità), sia, come già accennato, a non poter sfruttare a pieno l'attuale potenza installata da rinnovabili. Infatti, in caso di "overgeneration", cioè quando *"la produzione supera la domanda e non sia possibile esportare tale eccesso di generazione verso le aree limitrofe (per insufficiente capacità di trasporto o perché le aree limitrofe si trovano in condizioni analoghe)"*, il gestore agisce sulle sorgenti rinnovabili che insistono sulla rete AT riducendone la produzione (in particolare degli impianti eolici). L'indicatore "Mancata Produzione Eolico (MPE)" misura proprio quest'azione di limitare la produzione da rinnovabili e, come si può vedere da Figura 18, è un trend in crescita che nel 2019 ha raggiunto il valore di 382 GWh.

MANCATA PRODUZIONE EOLICA (MPE, GWh)

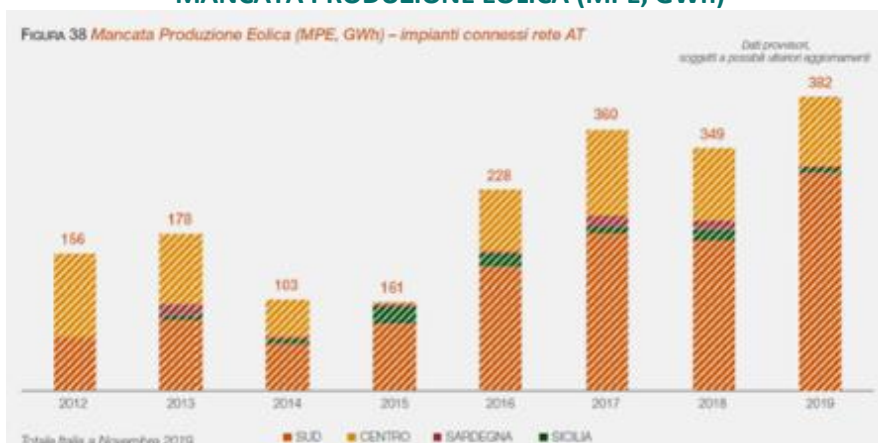


Figura 18. Fonte: Terna, "Piano di sviluppo 2020".

Come appare evidente dalle criticità della rete presenti nel Piano di Sviluppo di Terna, nonostante gli sforzi, **i problemi di sicurezza e flessibilità della rete non sono legati ad una mancata produzione**, ma ad adeguamenti necessari della stessa che già oggi non sono sempre in grado di rispondere alle esigenze del sistema. Una rete che in breve tempo deve essere in grado di rispondere alle nuove necessità, non solo su grande scala ovvero infrastrutture bidirezionali in grado di trasportare energia a grandi distanze, ma anche su piccola scala, con l'obiettivo di alleggerire la rete nazionale e favorire la diffusione delle fonti rinnovabili, che ricordiamo essere ancora troppo legate alla vicinanza delle cabine di trasformazione, portando ad una concentrazione di proposte e progetti.

Da questo punto di vista, importanti gli investimenti previsti da Terna di **5,4 miliardi di euro** che dovrebbero andare proprio ad incrementare la capacità di trasporto tra le diverse zone di mercato, oltre che alla razionalizzazione delle reti nelle principali aree metropolitane del Paese e all'incremento delle interconnessioni con l'estero. Tra i progetti più rilevanti il Tyrrhenian Link, l'interconnessione da 500 - 1.000 MW tra Campania, Sicilia e Sardegna che contribuirà alla decarbonizzazione della Sardegna. Ma anche l'elettrodotto che unirà la zona di Colunga in Provincia di Bologna e Calenzano in Provincia di Firenze) proprio con l'obiettivo di aumentare la capacità di scambio fra centro-sud e centro-nord.

Ma insieme alle rinnovabili e alla rete è importante e necessario puntare anche sui **sistemi di accumulo e sui pompaggi** proprio per rispondere alle necessità di flessibilità e sicurezza della rete prendendo esempio da cosa accade nel Mondo: dal Nord Europa agli Stati Uniti, dove si pensa a queste tecnologie proprio per rispondere, non solo alle esigenze di copertura dell'energia, ma anche a quelle di sicurezza e flessibilità attraverso batterie, senza utilizzo di litio, ad aria compressa e idrogeno. Come nel caso dell'impianto di accumulo più grande al mondo (1 GW) e che sorgerà nello Utah, Stati Uniti, coprendo oltre il 21% dell'energia necessaria ai residenti. In tema di pompaggi vogliamo inoltre ricordare i 7mila MW di pompaggi idroelettrici esistenti in Italia e decisamente sottoutilizzati. Un potenziale, secondo lo studio condotto da eStorage, da 154 GWh al giorno circa di stoccaggio, pari a circa 56 TWh l'anno di energia elettrica, ovvero il 18% dei consumi elettrici del 2017 e il 40% degli obiettivi di nuova produzione da fonti rinnovabili. Invece dal 2000 ad oggi, nonostante si sia assistito ad un leggero aumento nelle installazioni degli impianti di pompaggio (+5%), si è contemporaneamente registrata una riduzione di oltre 4 volte nella produzione, in controtendenza rispetto a quanto avviene in altri paesi Europei (Spagna, Germania, Francia, Austria, Gran Bretagna). Per dare un'idea della mancata produzione da questa fonte, basti pensare che nel 2002 nel momento del picco storico di produzione, venivano generati circa 8 TWh, nel 2020, secondo i dati Terna siamo a 1.790 GWh.

5. I COSTI DEL GAS

“Il rischio dei grandi investimenti infrastrutturali in combustibili fossili è quello dell’insostenibilità economica nel medio lungo periodo”

Francesco La Camera, direttore di Irena e
funzionario del Ministero dell’Ambiente a Formiche.net

Queste le parole del direttore di Irena a funzionario del Ministero dell’Ambiente a margine della presentazione del rapporto **World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway**¹, un’analisi che mette in evidenza come oltre il **90% delle soluzioni in grado di traghettare il Pianeta verso gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050 coinvolgono le fonti rinnovabili** attraverso forniture dirette di energia, elettrificazione dei settori, efficienza energetica, idrogeno verde e bioenergie associate a sistemi di cattura e lo stoccaggio del carbonio (BECCS). Inoltre, mette in evidenza come gli investimenti per la transizione energetica dovranno aumentare del 30% rispetto a quelli previsti, per un totale di 131 trilioni di dollari da qui al 2050, portando a circa 122 milioni di nuovi posti di lavoro nel Mondo.

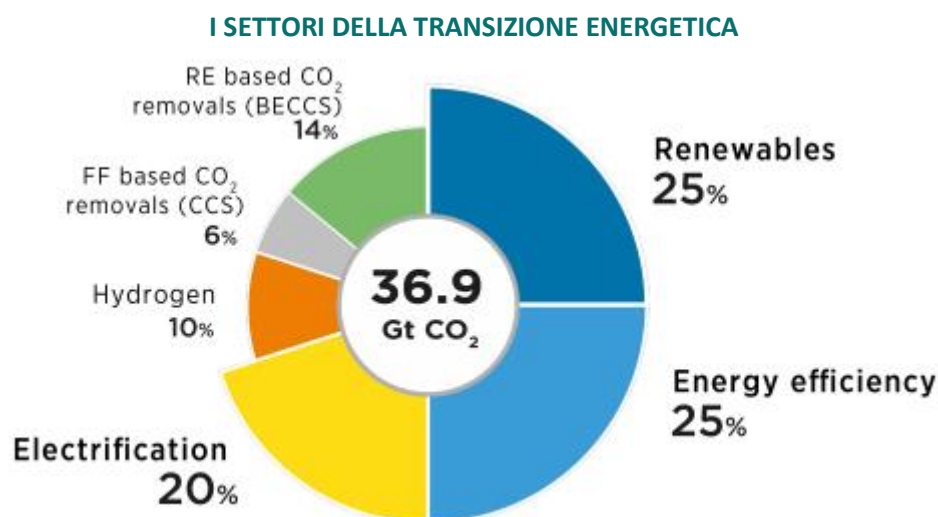


Figura 19. Irena, World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway

Eppure, sebbene da più parti arrivino moniti importanti sulla strada da intraprendere non solo per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, ma anche per offrire migliori strumenti di innovazione, competitività, qualità di vita, nel nostro Paese, si sta comunque scegliendo la strada del gas: la più semplice e la più costosa in termini ambientali. Il gas non è la soluzione per combattere i cambiamenti climatici, ricordiamo che il metano è un gas serra molto più potente della CO₂, specialmente su tempi brevi: 72 volte nei primi 20 anni dalla sua dispersione in atmosfera. Inoltre, il gas non è una soluzione neanche dal punto di vista economico. Risorse pubbliche e private spese per la realizzazione delle infrastrutture tra centrali, depositi, metanodotti e rigassificatori e per la ricerca di fonti inquinanti e climalteranti. Che si accompagnano alle risorse pubbliche, sulle spalle dei cittadini, legate al nuovo incentivo del capacity market e di quelle messe a disposizione dal gruppo Cassa Depositi e Prestiti per supportare lo sviluppo di questi progetti. Tanto che nella revisione della Relazione Finanziaria Annuale 2020 di CDP Reti, fatta da Deloitte², si legge *“Il bilancio consolidato del gruppo CDP Reti....Le voci accolgono prevalentemente gli investimenti strutturali realizzati dalle società del Gruppo che operano in settori regolamentati, in particolare: i) dal gruppo Terna, per le linee*

¹ <https://irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>

² https://www.cdp.it/resources/cms/documents/CDP-Reti-RFA-2020_ITA_12-05-2021.pdf

di trasporto dell'energia elettrica e nelle stazioni di trasformazione; ii) dal gruppo SNAN per le infrastrutture di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale; e iii) dal gruppo ITALGAS per la distribuzione del gas naturale.”

Dai dati messi in evidenza da Legambiente emerge che il nostro Paese, tra risorse pubbliche e private, rischia di sperperare nei prossimi anni almeno 30,2 miliardi di euro in investimenti nella transizione a gas.

SINTESI COSTI DELLA CORSA AL GAS

OPERA	COSTO OPERE IN PROGETTO	NUOVA CAPACITA'	COSTO MEDIO al km
	euro		Milioni di euro
METANODOTTI	4.200.000.000	1.239,6 km	3,39*
CENTRALI	11.000.000.000		
CAPACITY MARKET	15.000.000.000		
TOTALE	30.200.000.000		

Elaborazione Legambiente

*costo vita media

In particolare, sono **11 i miliardi di euro**, denunciati dal Rapporto *Smettere di premere il pedale sul gas* di Carbon Tracker che analizza l'attuabilità finanziaria di nuove centrali a gas nel nostro Paese e confronta il costo con lo sviluppo da fonti rinnovabili in grado di offrire gli stessi servizi, ovvero quantità mensile di energia, capacità di picco e flessibilità. Non solo ma il rapporto racconta molto bene come, investire queste risorse in rinnovabili, si avrebbe una riduzione delle emissioni climalteranti di almeno 18 milioni di tonnellate, pari al 6% delle emissioni totali nel 2019. Non solo, ha inoltre sottolineato come una riduzione del 25% del costo delle batterie di accumulo elettrico ridurrebbe del 10% il costo complessivo del portafoglio di rinnovabili.

A queste risorse si aggiungono i **4.200 milioni di euro per tutta la vita utile dei 1.239,6 possibili nuovi km** ad oggi in valutazione presso il Ministero dell'Ambiente, considerando un costo medio a km di 3,39 milioni di euro. Un dato stimato da Legambiente, analizzando tutti i progetti superiori al km presenti sul *Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2020-2029 di Snam*, dal quale è possibile conoscere il costo della vita di ogni progetto. Una stima approssimativa, ma che restituisce il quadro chiaro del possibile spreco di denaro per infrastrutture destinate ad essere utilizzate per pochi anni e, quindi, economicamente perdenti. I metanodotti, così come sono progettati, infatti, potranno essere utilizzati per la distribuzione del biometano, che ricordiamo potrà coprire al massimo il 10% degli attuali consumi di gas e che certamente non necessita di tutti questi ampliamenti. Ma non potranno essere utilizzati per l'idrogeno verde, che richiede infrastrutture più resistenti all'azione "corrosiva" dell'idrogeno. Quindi, nei fatti parliamo di un vero e proprio spreco di denaro. Risorse che potrebbero essere invece destinate alla realizzazione di accumuli o alla valorizzazione dei pompaggi esistenti che sicuramente darebbero un contributo più risolutivo a lungo termine di qualsiasi infrastruttura a gas.

Senza dimenticare i 15 miliardi di euro per i prossimi 15 anni del **Capacity Market**, il meccanismo di approvvigionamento dell'energia elettrica mediante contratti a termine aggiudicati da aste competitive che di fatto per come è costruito favorisce lo sviluppo delle centrali a gas a svantaggio delle rinnovabili. Un meccanismo che falsa il mercato e che rende lo sviluppo di queste nuove centrali climalteranti competitive dal punto di vista economico. Senza queste risorse nessun imprenditore investirebbe in queste infrastrutture.

6. I NEMICI DEL CLIMA DEL SETTORE ENERGIA

MAPPA DEI NEMICI DEL CLIMA DEL SETTORE ENERGIA



Elaborazione Legambiente

Centrale termoelettrica CCGT di Presenzano

Comune di realizzazione	Presenzano (CE)
Proprietario	Edison S.p.a.
Tipologia di centrale	Termoelettrica costituita da due moduli a ciclo combinato da circa 810 MW, composto da due turbine a gas da circa 280 MW, due caldaie a recupero, una turbina a vapore della potenza di circa 270 MW e un sistema di raffreddamento costituito da un condensatore ad aria.
Combustibile utilizzato	Gas naturale
Consumo annuo di combustibile	1.961.326.976 Smc
Potenza installata	810 MWe

Il progetto di Edison S.p.a. in collaborazione con Ansaldo Energia prevede l'installazione, nel territorio del Comune di Presenzano (CE), di una centrale termoelettrica costituita da due moduli a ciclo combinato della potenzialità nominale complessiva di circa 810 MW, risultante da due turbine a gas della potenzialità di circa 280 MW, due caldaie a recupero, a circolazione naturale, una turbina a vapore della potenza di circa 270 MW e un sistema di raffreddamento costituito da un condensatore ad aria.

La stima della producibilità energetica riporta una produzione annuale di energia elettrica pari a 6.287 GWh, equivalente a 8.160 ore all'anno, e di un rendimento netto del 60,8% secondo previsioni legate a un'attività continua dell'impianto all'intera potenza nominale. L'impianto sarà provvisto di un

sistema catalitico (SCR) per l'abbattimento delle emissioni di NOx. La Commissione istruttoria per l'IPPC è attualmente impegnata in una procedura di riesame dopo un primo rilascio dell'autorizzazione AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale). Un impianto che secondo i proponenti dovrebbe lavorare 8160 ore/anno in esercizio continuo, il che risulterebbe, ad oggi, un unicum nell'esperienza italiana e in forte contraddizione con il dato medio per le centrali a gas. Vedi capitolo 3.

Secondo Edison l'impianto dovrebbe servire a dare stabilità del sistema elettrico nazionale in questa fase di transizione grazie a minori emissioni in atmosfera.

Ricordiamo che sostituire l'uso del carbone con nuove centrali a gas non rappresenti una svolta nella lotta al cambiamento climatico. Anzi, la chiusura delle centrali a carbone e la conseguente riduzione di gas climalteranti rischia di essere vanificata da uno sviluppo di nuove centrali a gas metano, che ha un forzante radiativo (effetto serra) di gran lunga maggiore di quello dell'anidride carbonica (circa 72 volte maggiore nei primi 20 anni dall'emissione).

Per queste ragioni, l'impianto a turbogas di Presenzano risulta ad oggi inutile dal punto di vista energetico e fortemente negativo dal punto di vista climatico.

Centrale termoelettrica CCGT di Vado Ligure

Comune di realizzazione	Vado Ligure (SV)
Proprietario	Tirreno Power S.p.A.
Tipologia di centrale	Termoelettrica con 2 gruppi di generazione a ciclo combinato
Combustibile utilizzato	Gas naturale
Consumo annuo di combustibile	1.961.326.976 Smc
Potenza installata	1.140 MWe 2.222 MWt

Il "progetto di realizzazione di una nuova unità a ciclo combinato nella Centrale Termoelettrica Vado Ligure", proposto da Tirreno Power SpA, consiste nell'installazione nella Centrale preesistente di un nuovo gruppo di ultima generazione a Ciclo Combinato (CCGT -Combined Cycle Gas Turbine), denominato VL7, alimentato a gas naturale.

La Centrale Termoelettrica esistente è composta da un gruppo di generazione a ciclo combinato, alimentato a gas naturale, denominato VL5, costituito da 2 turbine a gas e 2 generatori di vapore a recupero, che alimentano un'unica turbina a vapore, della potenza complessiva di 793 MWe (MW elettrici) e un condensatore raffreddato ad acqua mare; al carico nominale la potenza termica di combustione del gruppo VL5 è di 1.469 MWt (MW termici).

Il progetto prevede l'installazione di un nuovo CCGT, VL7, da circa 900 MWe, alimentato a gas naturale, composto da un turbogas classe "H" da circa 600 MWe (TG), un generatore di vapore a recupero (GVR), dotato di sistema catalitico di abbattimento degli Nox (sistema SCR), una turbina a vapore (TV) da circa 300 MWe e un condensatore raffreddato ad acqua mare; al carico nominale la potenza termica di combustione del nuovo ciclo combinato sarà di 1.425 MWt. Secondo le disposizioni sulla BAT (Best Available Technology), per garantire una sufficiente efficienza, l'impianto dovrà lavorare per un monte ore annuo maggiore di 1500 ore.

Uno spreco di denaro pari a circa 300 milioni di euro previsti per la realizzazione del progetto potrebbe essere investito nelle rinnovabili.

Notizia di maggio 2021 è la dichiarazione del Cda di Tirreno Power che decreta lo stop proprio a questo nuovo progetto di centrale a turbogas a causa di iter burocratici e autorizzativi giudicati troppo lunghi e, quindi, incompatibili con gli interessi aziendali.

Centrale a carbone Eugenio Montale

Comune di realizzazione	La Spezia
--------------------------------	-----------

Proprietario	Enel
Tipologia di centrale	Termoelettrica, composta da 3 sezioni: ciclo combinato da 345 MW alimentato con gas; ciclo combinato da 337 MW alimentato con gas; impianto a vapore da 600 MW alimentato prevalentemente a carbone.
Combustibile utilizzato	Gas e carbone
Potenza installata	1.282 MWe

Qui è prevista la trasformazione a gas della centrale, al contrario di quanto invece chiede non solo Legambiente, ma anche numerosi Comitati e Associazioni locali.

La centrale “Eugenio Montale” è situata nel Comune di La Spezia ed occupa complessivamente 72 ettari di suolo. L’impianto si compone di tre sezioni termoelettriche: SP1, ciclo combinato da 345 MW alimentato con gas naturale; SP2, ciclo combinato da 337 MW alimentato con gas naturale; SP3, impianto a vapore da 600 MW alimentato prevalentemente a carbone. I fumi di scarico delle turbine a gas delle sezioni SP1 e SP2 vengono riutilizzati in un Generatore di Vapore a Recupero che alimenta la turbina a vapore, con una potenza di circa 115 MW. La potenza lorda dell’impianto è di 1282 MW. A causa della contrazione della domanda di energia, i gruppi SP1 e SP2 sono stati messi fuori servizio nel 2016 (lettera MISE N° 0003139 del 8/02/2016) ed è stata autorizzata dal MATTM la dismissione con parere istruttorio conclusivo del 05/06/2018. La sezione SP3, con funzionamento a carbone, a seguito dei lavori di adeguamento ambientale è rientrata in esercizio nel 2000 (a regime dal 2001). Attualmente è l’unica unità autorizzata in esercizio.

Nel 2005, prima della dismissione delle sezioni SP1 e SP2, l’emissione atmosferica di anidride carbonica provocata dall’impianto era superiore alle 3 milioni di tonnellate all’anno.

L’inquinamento associato all’attività dell’impianto provoca in un solo anno un impatto sanitario medio stimabile in 59 morti premature, 34 casi di bronchiti croniche nei soli adulti, 43 casi di ricoveri ospedalieri, 1.469 attacchi di asma nei bambini, 18.660 giorni di lavoro perso e costi sanitari medi di circa 88,2 milioni di euro (dati European Coal Plant Database – Europe Beyond Coal).

A tutto questo, si aggiungono episodi di inquinamento del suolo e delle acque dovuti all’impiego di ampie aree dell’impianto adibite in passato a discariche per le ceneri, e l’annoso problema dello scarico nei corpi idrici delle acque di raffreddamento che impattano sull’ecosistema a causa della variazione di temperatura provocata.

Nel 2019, il Ministero dello Sviluppo Economico e del Lavoro, in collaborazione con il Ministero dell’Ambiente, ha presentato il Piano nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) che decreta la chiusura delle centrali a carbone entro il 2025.

Per questo motivo, ENEL ha deciso di riconvertire l’impianto verso una centrale a turbogas, per una potenza elettrica totale di 840 MW e rendimento elettrico netto superiore al 60%. Come però dimostrato dal dossier di Legambiente “la decarbonizzazione in Italia non passa per il gas”, supportato da numerosi studi scientifici certificati a livello internazionale, il metano rappresenta un pericolo di gran lunga più grande dell’anidride carbonica a causa del suo elevatissimo forzante radiativo (effetto serra), ed il suo utilizzo per sopperire alla dismissione delle centrali a carbone vanificherebbe la chiusura stessa di tali impianti e aggraverebbe il problema del cambiamento climatico.

In data 9 marzo 2021, la Commissione Tecnica di Valutazione di Impatto Ambientale (CTVIA) ha chiesto ad Enel, attraverso una nota ufficiale, di fornire integrazioni e chiarimenti sulla proposta di nuova centrale a turbogas, tra cui si cita il particolare riferimento all’individuazione di alternative di progetto con minori emissioni di NH₃, date “*le criticità ambientali dell’area di interesse*”, e, in generale, con un minore impatto ambientale. Enel, dal canto suo, ha risposto confermando sostanzialmente la proposta iniziale. Si attende la contro-risposta della commissione CTVIA.

Centrale a carbone del Sulcis

Comune di realizzazione	Portoscuso
--------------------------------	------------

Proprietario	ENEL
Tipologia di centrale	centrali termoelettriche a Carbone
Combustibile utilizzato	Carbone
Emissioni	1,07 mln di ton CO ₂ - nel 2007 2,43 mln di ton CO ₂
Potenza	590 MW
Potenza installata	Per il comparto termoelettrico sono attualmente operativi due gruppi a carbone, il primo da 240 MWe, operativo dal 1986 ed il secondo dal 340 MWe operativo dal 2005

Il sito della Centrale Termoelettrica Sulcis “Grazia Deledda” è ubicato nel Comune di Portoscuso (SU). La Centrale è costituita da due Sezioni Termoelettriche funzionanti a differente tecnologia: la Sezione 3 (SU3), di tipo tradizionale e di potenza nominale di progetto autorizzata pari a 240 MW, è alimentata con polverino di carbone ed è in funzione dal 1986; la Sezione 2 (SU2), funzionante con tecnologia a Letto Fluido Circolante e di potenza nominale di progetto autorizzata pari a 350 MW, è alimentata con carbone in co-combustione con biomasse vegetali, fino al 15% dell’input termico, e il 1° parallelo con la rete è stato eseguito in data 04/07/2005. La potenza elettrica lorda complessiva di progetto è di 590 MWe e la relativa potenza termica di 1.470 MWt. Il rendimento medio degli ultimi anni è del 35%. L’Enel aveva dichiarato l’intenzione di rispettare l’impegno a chiudere la Centrale a Carbone nel 2025 e convertire l’impianto e a GNL.

Centrale a carbone Fiume Santo

Comune di realizzazione	Sassari - Fiume Santo (SS)
Proprietario	EP H della Cechia
Tipologia di centrale	Termoelettrica con 2 gruppi di generazione
Combustibile utilizzato	Carbone
Emissioni	11,2% del totale nazionale
Potenza installata	Sezioni 3 e 4 realizzate nel 1992 e 1993 2x320 MW 640 MWe

La centrale a carbone di Fiume Santo, di proprietà di EPH Produzione SpA, società italiana del Gruppo energetico ceco EPH, e composta da 2 sezioni a carbone da 320 MW, si trova nel Comune di Sassari in Sardegna, regione nella quale nel 2017 si sono verificate emissioni di CO₂ pari a 15 milioni di tonnellate, di cui 10,9 milioni dal settore energetico. Di queste, 3,51 milioni arrivano da questa centrale che si estende per oltre 150 ettari di suolo. La sua chiusura, come per tutte le centrali a carbone, è prevista al 2025.

Per il futuro si ipotizza la riconversione a metano di un gruppo da 320 MW mentre per l’altro gruppo si ipotizza la riconversione a biomasse di importazione.

Centrale IGCC SARLUX SARAS

Comune di realizzazione	Sarroch
Proprietario	SARAS
Tipologia di centrale	Centrale termoelettrica IGCC gassificazione TAR di Raffineria
Combustibile utilizzato	GAS prodotto da TAR di raffineria
Emissioni	6.300.000 t/anno CO ₂
Potenza installata	575 MW

Fondato nel maggio 1962 da Angelo Moratti con la denominazione di S.A.RA.S. (Società Anonima Raffinerie Sarde), Il cuore del Gruppo è rappresentato dal sito industriale di Sarroch, collocato nella costa sud-occidentale della Sardegna, a sud-ovest di Cagliari. Nel sito sorge una delle raffinerie più grandi del Mediterraneo per capacità produttiva (circa **15 milioni di tonnellate all'anno**, pari a 300 mila barili al giorno). Nel 2019 sono stati venduti in Italia nel canale extra rete circa 2,16 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi, ed ulteriori 1,42 milioni di tonnellate nel mercato spagnolo. Ad inizio 2000, l'attività di raffinazione è stata affiancata dalla produzione e vendita di energia elettrica, mediante l'avviamento di un impianto IGCC (di Gassificazione a Ciclo Combinato). L'IGCC di Sarroch infatti ha una potenza installata di **575 MW** e contribuisce per oltre il 45% del fabbisogno elettrico della Sardegna. La Sarlux dal mese di aprile 2021 è uscita dalle provvidenze del CIP6 e dal mese di maggio ha avuto da Arera il riconoscimento della essenzialità fino al 31/12/2021.

Centrale a carbone di Monfalcone

Comune di realizzazione	Monfalcone (GO)
Proprietario	Enel
Tipologia di centrale	Termoelettrica
Combustibile utilizzato	Carbone
Emissioni	2 milioni di tonnellate l'anno
Potenza installata	336 MWe

La centrale termoelettrica di Monfalcone è composta da due sezioni alimentate a carbone da 165 e 171 MW, in esercizio rispettivamente dal 1965 e dal 1970 in ambito cittadino.

L'impiego di carbone provoca circa 2 milioni di tonnellate di emissioni di anidride carbonica all'anno. Nel 2019 il ministero dello Sviluppo Economico e del Lavoro, in collaborazione con il ministero dell'Ambiente, ha presentato il Piano nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) che decreta la chiusura delle centrali a carbone entro il 2025. Per questo motivo, A2A ha deciso di riconvertire l'impianto verso una centrale a ciclo combinato a gas naturale, per una potenza elettrica complessiva installata di 860 MW.

Centrale a carbone Torrealvaldiga nord

Comune di realizzazione	Civitavecchia (RM)
Proprietario	Enel
Tipologia di centrale	Termoelettrica con 2 gruppi di generazione a ciclo combinato
Combustibile utilizzato	Carbone
Emissioni	11,2% del totale nazionale
Potenza installata	1.980 MWe

La centrale Enel di Torrealvaldiga Nord, situata nel Comune di Civitavecchia, ha una potenza elettrica totale installata di 1.980 MW, derivante da tre generatori, con potenza di 660 MW ciascuno, che sfruttano la combustione del carbone per produrre energia elettrica attraverso turboalternatori a vapore. La potenzialità dell'impianto è in grado di soddisfare il fabbisogno energetico di oltre 700 mila appartamenti ma questa capacità comporta un ingente utilizzo di combustibile fossile, che sfiora le 200 tonnellate orarie per ogni caldaia.

Torrealvaldiga Nord, secondo gli ultimi dati prevenienti da Bruxelles, è al primo posto assoluto tra gli impianti italiani per emissioni (primato spesso conteso con la centrale Federico II di Brindisi) e con una produzione media annua, fra le 8 e le 10 milioni di tonnellate di anidride carbonica rientra tra le 30

aziende che emettono più gas serra nel Continente. Nel Lazio, secondo il registro europeo delle emissioni E-PRTR, su 11.409.000 di tonnellate di CO₂ derivante da 9 impianti di produzione energetica da fonti fossili, il 78% provengono dalla Centrale Torrealvaldiga Nord di Civitavecchia, l'11,2% del totale nazionale. In più, l'impianto sorge in un'area già fortemente impattata a livello di infrastrutture energetiche, infatti, solo pochi km più a nord, a Montalto di Castro

Nel 2019 il ministero dello Sviluppo Economico e del Lavoro, in collaborazione con il ministero dell'Ambiente, ha presentato il Piano nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) che decreta la chiusura delle centrali a carbone entro il 2025. Per questo motivo, ENEL ha deciso di riconvertire l'impianto verso una centrale a ciclo combinato a gas che come supportato da numerosi studi scientifici certificati a livello internazionale, rappresenta un pericolo di gran lunga più grande dell'anidride carbonica a causa del suo elevatissimo forzante radiativo (effetto serra), ed il suo utilizzo per sopperire alla dismissione delle centrali a carbone vanificherebbe la chiusura stessa di tali impianti e aggraverebbe il problema del cambiamento climatico.

Centrale di Torrealvaldiga Sud

Comune di realizzazione	Civitavecchia (RM)
Proprietario	Tirreno Power S.p.A.
Tipologia di centrale	Termoelettrica con 2 gruppi di generazione a ciclo combinato
Combustibile utilizzato	Gas fossile
Consumo annuo di combustibile	1.961.326.976 Smc
Potenza installata	1.140 MWe 2.222 MWt

La storia della Centrale di Torrealvaldiga Sud, a Civitavecchia, parte dagli anni '50, quando iniziarono i lavori per la costruzione del primo impianto ad olio combustibile, rimasto in esercizio per circa 40 anni. Nel 2002 iniziano i lavori per realizzare una nuova centrale che sfrutta la tecnologia del ciclo combinato, entrata in esercizio nel 2005.

Nell'attuale configurazione autorizzata sono operativi due gruppi a ciclo combinato alimentati a gas naturale (CCGT): il TV5 da 760 MWe e 1.472 MWt e il TV6 da 380 MWe e 750 MWt.

Il nuovo "progetto di realizzazione di una nuova unità a ciclo combinato nella Centrale Termoelettrica Torrealvaldiga Sud", proposto da Tirreno Power SpA, prevede l'installazione di un nuovo gruppo di ultima generazione a Ciclo Combinato (CCGT - Combined Cycle Gas Turbine) all'interno della preesistente centrale.

Il nuovo impianto, denominato TV7, da circa 900 MWe, è alimentato a gas naturale ed è composto da un turbogas classe "H" da circa 600 MWe (TG), un generatore di vapore a recupero (GVR) dotato di sistema catalitico di abbattimento degli NO_x (sistema SCR), una turbina a vapore (TV) da circa 300 MWe e un condensatore raffreddato ad acqua mare; al carico nominale la potenza termica di combustione del nuovo ciclo combinato sarà di 1.425 MWt. Il progetto prevede che il nuovo gruppo sia installato negli spazi attualmente occupati dal gruppo dismesso TV4, che sarà preliminarmente demolito.

Centrale termoelettrica Federico II

Comune di realizzazione	Cerano, Brindisi
Proprietario	Enel
Tipologia di centrale	Termoelettrica a 4 turbine da 660 MW
Combustibile utilizzato	Carbone e olio combustibile
Emissioni	10 milioni di tonnellate l'anno
Potenza installata	2.640 MWe

La centrale termoelettrica Federico II in funzione dal 1997 è costituita da 4 turbine da 660 MW alimentate a carbone ed olio combustibile denso, per un totale di 2.640 MW di potenza elettrica installata. Occupa uno spazio complessivo di 270 ettari che posizionano l'impianto tra le centrali più grandi d'Europa, e la seconda più grande in Italia. Inoltre, nell'area portuale di Brindisi c'è il deposito e trasporto di combustibile che viene portato alla centrale attraverso un lungo nastro che si estende per 12 chilometri nelle campagne.

Con oltre 10 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa annualmente, si contende il primo posto con la centrale laziale di Torrevadalliga Nord per emissioni e per valore economico dei danni associati all'inquinamento, e per lo stesso motivo rientra anche fra le venticinque centrali più impattanti d'Europa.

Inoltre, la centrale è ubicata in un contesto già fortemente impattato a causa della compresenza di numerosi impianti, tra cui il petrolchimico Eni, con le sue emissioni di idrocarburi e altri composti organici, e la centrale elettrica Enipower a ciclo combinato a gas da 1.170 MW.

Gli effetti di questo assedio industriale li descrive lo Studio Epidemiologico sugli effetti delle esposizioni ambientali di origine industriale sulla popolazione residente a Brindisi, lavoro partorito dalla collaborazione fra Asl brindisina, Dipartimento di epidemiologia della Asl Roma1 e Arpa Puglia, che evidenzia come la grande presenza di inquinanti nell'area abbia decretato un aumento di mortalità tumorale, da infarto cardiaco, patologie alle vie respiratorie e malformazioni congenite.

Nel 2019 il ministero dello Sviluppo Economico e del Lavoro, in collaborazione con il ministero dell'Ambiente, ha presentato il Piano nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) che decreta la chiusura delle centrali a carbone entro il 2025.

Per questo motivo, ENEL ha deciso di riconvertire l'impianto verso una centrale a ciclo combinato a gas naturale, per un totale di 1680 MW di potenza elettrica installata e con un rendimento elettrico netto superiore al 60%. Come però dimostrato dal dossier di Legambiente "la decarbonizzazione in Italia non passa per il gas", supportato da numerosi studi scientifici certificati a livello internazionale, il metano rappresenta un pericolo di gran lunga più grande dell'anidride carbonica a causa del suo elevatissimo forzante radiativo (effetto serra), ed il suo utilizzo per sopperire alla dismissione delle centrali a carbone vanificherebbe la chiusura stessa di tali impianti e aggraverebbe il problema del cambiamento climatico.

Centrale di teleriscaldamento "Lamarmora" a Brescia

Comune di realizzazione	Brescia
Proprietario	A2A
Tipologia di centrale	Termoelettrica da un gruppo
Combustibile utilizzato	Gas naturale (75.000 kSm ³)
Emissioni	213 mila tonnellate l'anno
Potenza installata	72 MWe, 485 MWt

La centrale di teleriscaldamento "Lamarmora", di proprietà di A2A, è ubicata nella periferia Sud del Comune di Brescia.

In attività dal 1978, attraverso gli anni ha subito varie modifiche e, fino al 2019, ha operato per mezzo di un gruppo di cogenerazione (TGR3) in grado di bruciare sia carbone che gas naturale, di potenza elettrica di 72 MWe e termica di 200 MWt, e per mezzo di tre caldaie a gas naturale per la produzione di calore, della potenza complessiva di 285 MWt (95 MW ciascuna). Nel 2017, la centrale ha prodotto 548 GWh da alimentazione a carbone e 143 GWh da metano, emettendo in atmosfera 122 tonnellate di SO₂, 131 tonnellate di ossidi di azoto (NO_x), 0,5 tonnellate di polveri e 213 mila tonnellate di CO₂.

Dal 2020, però, A2A ha deciso di abbandonare il carbone, lasciando l'alimentazione a gas ancora in funzione, con l'obiettivo nel prossimo futuro di abbandonare completamente le fossili e adibire la centrale Lamarmora alla produzione di energia da sole fonti rinnovabili.

Centrale a carbone “Andrea Palladio” di Fusina

Comune di realizzazione	Fusina (VE)
Proprietario	Enel
Tipologia di centrale	Termoelettrica
Combustibile utilizzato	Carbone, CSS (Combustibile Solido Secondario)
Emissioni	49,3% delle emissioni regionali
Potenza installata	1.136 MWe, 2.862 MWt

La centrale Enel “Andrea Palladio” si trova nella località di Fusina, nel Comune di Venezia, ed è costituita da quattro sezioni termoelettrica: FS1 e FS2 alimentate a carbone e con una potenza rispettivamente di 165 e 171 MWe; FS3 e FS4 alimentate a carbone più una frazione di CSS (Combustibile Solido Secondario), della potenza di 320 MWe ciascuna; ed FS5 alimentata a metano ma fuori uso dal 1999. Nel 2017, solamente l'impianto di Fusina ha emesso 3,6 milioni di tonnellate di CO₂, pari al 49,3% delle emissioni regionali.

Attualmente, la centrale è in fase di decommissioning e riconversione a gas (le sezioni FS1 e FS2 sono ferme da inizio 2021 e vengono accese solo in caso di necessità della rete). Il nuovo progetto prevede che tutti e 4 i gruppi termoelettrici attualmente presenti vengano sostituiti da un'unica unità a gas da 840 MWe e 1.350 MWt, che verrà installata nei locali della sezione FS5.

Centrali termoelettriche CET 2 e CET 3 all'Ilva

Comune di realizzazione	Taranto
Proprietario	Taranto Energia
Tipologia di centrale	Termoelettrica
Combustibile utilizzato	Gas e siderurgico
Potenza installata	480 + 585 MW

Sono due le centrali termoelettriche di Taranto Energia (ex Edison) situati all'interno del sito industriale dell'ex ILVA di Taranto, alimentati a gas naturale e siderurgico per una potenza complessiva di 1.065 MW. In particolare l'impianto CET2, con una potenza di circa 480 MW, in funzione dal 1975 del tipo termoelettrico tradizionale composto da tre unità monoblocco che producono energia elettrica e vapore utilizzando come combustibili i gas COKE, gas AFO e gas LDG prodotti dai processi dello stabilimento siderurgico a si aggiungono, in caso di necessità, olio combustibile e gas naturale. Il secondo impianto, CET3, da 564 MW, è in funzione invece dal 1996, ed una centrale a a ciclo combinato con cogenerazione composto da un sistema di trattamento e miscelazione dei gas siderurgici, da impianti ausiliari tra cui quello per il trattamento acque reflue e da tre unità che producono energia elettrica e vapore e utilizzano come combustibili i gas siderurgici integrati con gas naturale.

Impianto ENI di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS)

Comune di realizzazione	Ravenna
Proprietario	Eni
Tipologia di centrale	Sito di cattura e stoccaggio CO ₂

ENI, con il plauso di tutti i livelli di Governo, ha appena richiesto l'autorizzazione per realizzazione, a largo delle coste di Ravenna, del più grande hub di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica al mondo. La tecnologia si esplica attraverso la cattura del gas serra CO2 direttamente dagli impianti industriali e il successivo stoccaggio nel sottosuolo, approfittando di vecchi giacimenti di idrocarburi esauriti e asset dismessi nel ravennate.

Grazie all'impianto di Ravenna si prevede lo stoccaggio di 300-500 milioni di tonnellate di CO2. Ma dietro ad un progetto che sulla carta risulta avveniristico e risolutivo si celano pericoli di grande portata.

Infatti, la pratica di catturare la CO2 direttamente dagli impianti industriali e di iniettarla all'interno di serbatoi naturali in profondità, permette anche di mantenere elevata la pressione del serbatoio, incrementando quindi l'estrazione di idrocarburi da quei giacimenti in via di esaurimento che altrimenti non avrebbero le condizioni per poter fornire ulteriori metri cubi di gas o petrolio. Se da una parte Eni investe nella rimozione della CO2 emessa dalle proprie attività dannose, dall'altra va anche ad incrementare la produzione stessa di idrocarburi assicurandosi non solo nuovi introiti, ma anche rimandando la dismissione di quegli impianti non più produttivi e che quindi sarebbero dovuti andare a smantellamento con relativa bonifica delle aree.

Inoltre, è previsto che l'hub verrà finanziato accedendo ai fondi pubblici europei del Next Generation EU, servendosi della quota del 37%, assegnata allo sviluppo di progetti di energia rinnovabile ed efficientamento energetico, dei complessivi 209 miliardi di euro del Recovery Fund. Pratica che non trova giustificazioni, considerando il capitale che un colosso come ENI possiede.

Infatti, tra le strategie del colosso del fossile, quella di ottenere la produzione di idrogeno a partire dal gas metano, con successiva captazione della CO2 prodotta in questo processo (idrogeno blu). L'Europa intende puntare su questa risorsa, ma dobbiamo assicurarci che venga prodotta a partire da energia rinnovabile (idrogeno verde).

In definitiva, secondo il giudizio di esperti ed associazioni ambientaliste, come Legambiente e Greenpeace, il progetto non ha motivo di essere realizzato poiché dal punto di vista tecnologico si sta puntando su una soluzione molto complessa ed esageratamente costosa, perché ancora in fase sperimentale, e che non si tradurrebbe nemmeno in un significativo passo avanti per la lotta al cambiamento climatico guardando alla totalità di emissioni a livello globale stimate per il 2040 (oltre 39 giga tonnellate di CO2, secondo le previsioni dell'Agenzia Internazionale dell'Energia). Inoltre, come già evidenziato, questo impianto rappresenta un'ulteriore occasione per ENI di continuare con l'estrazione di idrocarburi, pratica ben distante dalla necessaria transizione energetica richiesta e finanziata dall'Unione Europea, che, per il territorio di Ravenna, dovrebbe esplicarsi nella dismissione delle piattaforme di estrazione di idrocarburi e contestualmente nell'installazione di parchi eolici e fotovoltaici on-shore e off-shore e sulle tecnologie di stoccaggio dell'energia elettrica.

Interconnessione TAP (Gasdotto Trans Adriatico)

Località	Melendugno (LE)
Proprietario	Snam Rete gas
Lunghezza	55 km

In data 21/09/2016, Snam Rete Gas ha avviato la procedura aperta prevista dalla delibera ARG/GAS 2/10, a seguito della "Prima Richiesta di accesso alla Rete Nazionale di Gasdotti" relativa ad un punto di entrata a Melendugno. Snam ha di conseguenza elaborato il progetto e formalizzato la proposta di conferimento che è stata accettata nel settembre 2018 dagli shippers i quali hanno definito i relativi contratti di trasporto. Come risultato della procedura, Snam Rete Gas ha preso la decisione finale di investimento per la realizzazione dell'opera. Il progetto di Interconnessione TAP (DN1400 – 55 km) è funzionale al collegamento della nuova infrastruttura di importazione TAP, prevista in arrivo a Melendugno, con la rete nazionale esistente presso Brindisi, rendendo disponibile una capacità

massima in ingresso pari a circa 44 MSm³/g senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud. L'entrata in esercizio complessiva del progetto è programmata per l'anno 2020. Il progetto "Interconnessione TAP" è incluso nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 20182027 di ENTSOG con il codice identificativo TRAF1193 ed è rappresentato nei GRIP "Southern Corridor" e "SouthNorth Corridor".

Gasdotto EastMed

Località	Salento (Puglia)
Proprietario	Consorzio IG Poseidon
Lunghezza	1.900 km

È stimato che nella sola regione del Mediterraneo orientale siano stoccati sottoterra circa 3,5 mila miliardi di metri cubi di gas naturale, l'equivalente delle riserve dell'intero continente europeo, che sono rimasti fin qui inutilizzati a causa di limiti tecnologici, unitamente a fattori economici e geopolitici.

Il consorzio IG Poseidon, costituito in forma paritaria dall'italiana Edison e dalla greca DEPA, si propone come fautore di un mega-gasdotto con la funzione di sfruttare questi giacimenti.

Il progetto prevede che EastMed, questo il nome dell'opera, si estenderà per 1.900 chilometri, di cui un terzo su terraferma e il resto in mare, con l'obiettivo di importare in Europa 10 miliardi di metri cubi di gas all'anno dai depositi di Cipro e Israele. Un'operazione tecnologicamente estremamente complessa, il cui costo viene stimato tra i 5 e i 7 miliardi di euro e che sarà gestito da Eni, Total, Chevron e da altre note aziende a livello internazionale.

Il gasdotto ha già ricevuto il benestare della Commissione Europea, che lo ha inserito fra i Progetti di Interesse Comune, e si prepara a ricevere ingenti finanziamenti pubblici europei e privati (ad oggi il progetto ha ricevuto già 36,5 milioni di euro dalla CE e 2,25 miliardi di euro da banche private, l'inglese HSBC e l'americana JP Morgan).

Come ampiamente dimostrato da studi accademici, come ad esempio "Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain" di Ramón A Alvarez, per citarne uno, identificare il gas naturale come vettore della transizione energetica risulta essere pericoloso. Un suo massiccio aumento, infatti, provocherà l'incremento di emissioni di metano in atmosfera, soprattutto a causa delle inevitabili perdite lungo la catena di distribuzione, non controllabili, pari al 2-3% del gas trasportato dal giacimento alla centrale, dove viene impiegato per la produzione di energia.

Non solo, ma l'aspetto più preoccupante associato all'impiego di metano è che la sua molecola è di gran lunga più dannosa di quella dell'anidride carbonica in atmosfera, a causa del suo forzante radiativo, o effetto serra, elevatissimo (circa 72 volte maggiore nei primi 20 anni dall'emissione rispetto alla CO₂). Oltre ad essere, da sempre nel Mediterraneo, per Paesi come Egitto e Turchia, pretesto di tensioni e conflitti, come denuncia Human Rights Watch.

Rete Adriatica

Località	Valle Peligna, hinterland aquilano, Umbria, Marche ed Emilia
Proprietario	Snam Rete Gas

Il viaggio in Italia del gas proveniente dall'Azerbaijan attraverso le condotte TAP (Trans Adriatic Pipeline) non si fermerà in Puglia. Per raggiungere l'Europa, il metano dovrà attraversare tutto lo Stivale, da sud a nord, passando su ben dieci regioni, incontrando le zone più sismiche del Paese.

L'Abruzzo è una delle regioni che rischia di subire il maggior impatto da quest'opera, ed è per questo che in particolare in questa Regione molte comunità locali hanno messo in piedi un fronte comune contro la sua realizzazione.

La Rete Adriatica, una condotta con un diametro di 120 centimetri interrata a 5 metri di profondità, doveva inizialmente essere installata lungo la costa adriatica (da qui il nome), ma poi Snam Rete Gas, la società nazionale di gestione del gas, decise di spostare il tracciato lungo l'Appennino. Stando al progetto, il percorso del gasdotto si snoderà lungo zone altamente sismiche come la Valle Peligna, i paesi dell'hinterland aquilano, quelli dell'Umbria, delle Marche e dell'Emilia, toccando paradossalmente tutti gli epicentri dei più forti terremoti che hanno interessato l'Italia dal 1997 a oggi. Uno dei punti più critici sarà Sulmona (AQ). Qui i terreni (che la SNAM ha già da tempo provveduto ad acquisire da 17 proprietari terrieri), secondo i piani, dovrebbero ospitare non solo i tubi del gasdotto, ma anche una centrale di compressione e spinta del gas.

Quest'ultima, sebbene presentata come un progetto separato, sarebbe funzionale al gasdotto, perché necessaria per far continuare il viaggio del gas proveniente da Massafra, in provincia di Taranto, verso i siti di stoccaggio di Minerbio, nel bolognese.

Siamo alle pendici del Morrone, a ridosso del Parco Nazionale della Majella. I terreni di Case Pente acquistati dalla Snam, si estendono a perdita d'occhio. Un totale di circa 16 campi da calcio.

Secondo Legambiente Abruzzo per ragionare dell'infrastrutturazione di gas della Regione bisognerebbe partire dall'attuale dotazione europea, già fortemente in eccesso. Nel 2014 i gasdotti e gli impianti di rigassificazione europei sono stati utilizzati rispettivamente solo per il 58% e per il 32% della loro capacità. In effetti, le stime sulla domanda sono state nel tempo fortemente sovradimensionate. I consumi di gas al 2015, previsti dalla Ue nel 2003, erano del 50% più elevati di quelli che si sono realmente registrati. E guardando avanti la sproporzione tra domanda e capacità di importazione salirà.

Secondo lo scenario della Ue nel 2030 le importazioni saranno di 328 miliardi di m³/anno a fronte di una capacità d'ingresso che già ora è di 600 miliardi m³/a. E, se verranno realizzate tutte le infrastrutture programmate, la capacità delle importazioni di metano in Europa arriverebbe a 1.000 miliardi m³/a, cioè un livello tre volte maggiore della domanda prevista. Peraltro, i consumi non potranno che diminuire in relazione alle politiche climatiche: ogni punto % di aumento dell'efficienza garantisce una riduzione del 2,6% delle importazioni di metano e il Parlamento Europeo ha proposto di alzare ulteriormente l'attuale obiettivo 2030 della Commissione sull'efficienza dal 30% al 40%. E nei decenni successivi le politiche di efficienza saranno più aggressive. D'altra parte, è vero che la produzione interna di gas è destinata a calare in Italia come in Europa ma questa riduzione verrà più che compensata dalla produzione di biometano, potenzialità che secondo il CIB (Consorzio italiano biogas), sono tali da superare il 13% dei consumi e di creare 12mila posti di lavoro. Insomma, pur tenendo conto anche di altri parametri, come la sicurezza degli approvvigionamenti e le valutazioni geopolitiche sui paesi esportatori, l'attuale bulimia europea di gasdotti e rigassificatori evidenzia un serio pericolo di "stranded assets", cioè di investimenti per opere che rischiano di rimanere inutilizzate.

Per opporsi a questa opera inutile e dannosa la Legambiente ha depositato un ricorso al TAR insieme al WWF Abruzzo, il Comune di Sulmona ed il Comitato Cittadini per l'Ambiente e sta ricorrendo al Consiglio di Stato a supporto del Comune di Sulmona e della Regione Abruzzo.

Metanodotto Rimini-San Sepolcro

Comune di realizzazione	Ravenna – Chieti
Proprietario	Snam Rete Gas S.p.A
Tipologia	Metanodotto
Lunghezza	75 km

Il rifacimento del metanodotto, interessante un tratto complessivo di 75 km finalizzato ad assicurare l'interconnessione tra i gasdotti della rete nazionale lungo la costa adriatica (Ravenna – Chieti) e il metanodotto Sansepolcro – Montelupo sta provocando non poca pressione ambientale nei territori

dell'alta valmarecchia con frantumazione rocce e fasce di disboscamento larghe decine di metri. le infrastrutture legate alla produzione, distribuzione ed utilizzo di combustibili fossili rappresentano la continuità con il passato. pensare alla realizzazione di nuovi gasdotti significa sovradimensionare la presenza di infrastrutture fossili rispetto alla reale necessità ed in prospettiva di un sempre maggiore calo nei consumi di gas. i rifacimenti, come in questo caso, rappresentano ancora le colpe che devono subire i territori, di un sistema in dismissione.

Centro Oli Total-Shell di Tempa Rossa

Comune di realizzazione	Comune di Corleto Perticara (PZ)
Proprietario	Total-Shell
Tipologia	Raffineria
Combustibile utilizzato	Petrolio grezzo
Quantità trattata	da 7 a 10 milioni di tonnellate

Tra i nemici del clima c'è Total-Shell per l'avvio dell'attività di estrazione nel centro oli di Tempa Rossa, nell'alta Valle del Sauro. Il progetto si estende principalmente sul territorio del Comune di Corleto Perticara (PZ), a 4 km dal quale è stato costruito il centro di trattamento. Di 6 pozzi di estrazione, 5 si trovano sul territorio del Comune di Corleto Perticara, mentre l'ultimo nel Comune di Gorgoglione. Una volta a regime l'impianto avrà una capacità produttiva giornaliera di circa 50.000 barili di petrolio, 230.000 m³ di gas naturale, 240 tonnellate di GPL e 80 tonnellate di zolfo.

Inoltre, il gas sarà convogliato alla rete locale di distribuzione SNAM e il petrolio trasportato tramite condotta interrata fino all'oleodotto "Viggiano-Taranto" che collega le installazioni petrolifere della Val d'Agri alla Raffineria di Taranto.

Il timore, non infondato, è di rivedere un brutto film già visto, come nel caso del centro oli Eni in Val d'Agri. Anche perché si fatica a trovare concreti riferimenti nel dibattito pubblico relativi alla baseline ambientale e socio territoriale dell'area mineraria e al monitoraggio ambientale. In Basilicata non possiamo continuare a costruire un futuro fondato sul passato, e la Val d'Agri oggi, così come la Valle del Sauro domani, non possono e non dovranno essere i poli energetici del passato, destinati ad estinguersi, mentre dovrebbero perseguire con forza e competenza la naturale vocazione agricola e rurale, con una prospettiva di sviluppo 'contemporanea', coerente e sostenibile, "oltre" e lontano dal fossile.

Giacimento Eni Val D'Agri

Comune di realizzazione	Val D'Agri (PZ)
Proprietario	Eni
Tipologia	Giacimento
Combustibile utilizzato	Petrolio grezzo

Per la Basilicata e la Val d'Agri, quello appena trascorso è stato un ventennio di sviluppo negato in cui l'attività estrattiva di Eni ha messo a rischio la salute, le risorse naturali, l'economia e l'identità dei territori. In queste terre, infatti, dove lo sfruttamento del giacimento petrolifero è iniziato negli anni '90, non si contano i casi di inquinamento e di incidenti importanti.

Per citare soltanto quello più eclatante, nel 2017 uno sversamento di idrocarburi ha interessato il centro oli di Viggiano e la falda sottostante, portando la Procura di Potenza ad avviare un'inchiesta per danni ambientali anche in seguito all'esposto di Legambiente, in linea con la legge n.68/2015 sugli ecoreati. In seguito a questa indagine, lo scorso aprile è stato arrestato per disastro ambientale, abuso d'ufficio e falso ideologico un dirigente dell'ENI, all'epoca dei fatti responsabile del centro oli di

Viggiano. Insieme a lui sono state indagate tredici persone, tra le quali anche componenti del comitato tecnico regionale della Basilicata. È tuttora in corso a Potenza il processo sullo smaltimento illegale di rifiuti, avvenuto in parte attraverso la reimmissione di acque di processo in alcuni pozzi in Val d'Agri. Mentre tutto il mondo parla di lotta alla crisi climatica, di decarbonizzazione e di come sviluppare urgentemente azioni di adattamento e di mitigazione al surriscaldamento globale, l'Eni batte il suo record di produzione: 1,9 milioni di barili al giorno nel 2018, il numero più alto mai registrato dalla compagnia (+5% di produzione rispetto al 2017).

Deposito GNL PIR

Comune di realizzazione	Ravenna
Proprietario	PIR
Tipologia	deposito
Quantità	20 mila mc

L'entrata in funzione del deposito GNL di PIR da 20mila mc è prevista per ottobre 2021. Il deposito è costituito da 2 grandi serbatoi di gas naturale liquefatto situato lungo il porto canale di Porto Corsini e Marina di Ravenna, ed è in realizzazione su terreno di proprietà di PIR (Petroliera Italo Rumena) all'interno del polo industriale del porto di Ravenna.

Le preoccupazioni maggiori rimangono su quello che sarà la modifica del traffico navi del porto canale, che dovrà oltretutto ospitare il passaggio di enormi gasiere per le operazioni di carico e scarico del gas naturale liquefatto a poche centinaia di metri dal centro abitato. Ancora meno convincente è la destinazione di questo combustibile che, se da un lato può migliorare le condizioni emissive del traffico navale per quanto riguarda ossidi di azoto e ossidi di zolfo, in realtà la principale destinazione è quella per alimentare camion merci, quindi il traffico su gomma. Infatti solo il 30% sarà effettivamente dedicato al trasporto navale mentre il restante 70% andrà su gomma con gravi impatti sul clima.

Deposito gas a Minerbio

Comune di realizzazione	Minerbio (BO)
Proprietario	Stogit
Tipologia	deposito
Quantità	20 mila mc

Il più grande sito di stoccaggio gas d'Italia e uno dei più grandi di Europa. Circa 10 miliardi di metri cubi di metano sono ospitati in uno strato di rocce porose a circa 1300 metri di profondità. Di recente sono stati eseguiti dei monitoraggi dall'associazione clean air task force, per verificare la fuoriuscita di fumi e gas. Sono infatti probabili fughe di gas metano (venting) che sappiamo essere un potente gas serra. Infatti si stima che all'interno di tutta la filiera del gas metano si verifichino perdite dirette nell'ordine di 4,12 MT di CO₂eq a livello nazionale su stime di ispra.

Sonatrach Raffineria Italiana S.R.L.

Comune di realizzazione	Augusta (SR)
Proprietario	Sonatrach
Tipologia	Raffineria
Combustibile utilizzato	Petrolio grezzo
Quantità trattata	da 7 a 10 milioni di tonnellate

L'attuale raffineria Sonatrach nasce nel 1949 come RASIOM per iniziativa del petroliere capostipite Moratti che l'ha acquistata, usata in Texas, trasportata via mare e rimontata ad Augusta. A questo primo insediamento seguiranno quelli della petrolchimica privata e di stato, le centrali termoelettriche e le cementerie. È l'avvento del cosiddetto miracolo industriale che porterà in questa parte della Sicilia progresso tecnico e miglioramento economico ma anche tanto inquinamento i cui effetti drammatici emergeranno nei decenni successivi.

Nel 1961 la Rasiom viene ceduta alla Esso che la gestisce fino al novembre 2018 quando la venderà all'azienda di stato algerina Sonatrach.

È autorizzata a raffinare annualmente circa 14,4 milioni di tonnellate (in realtà, ne raffina da 7 a 10 milioni) di petrolio grezzo per produrre benzine, gasolio, kerosene GPL, propilene, bitume, olio lubrificante, ecc.

Ha un parco di 280 serbatoi con capacità di circa 3 milioni di metricubi di idrocarburi.

Occupava una superficie di 220 ettari del SIN ed ha nel porto di Augusta due pontili petroliferi attraverso i quali riceve le materie prime e spedisce la maggior parte dei prodotti raffinati.

Suolo e falda sottostanti la raffineria sono contaminati e le attività di bonifica non risultano concluse. Sono stati realizzati circa 300 pozzi per l'emungimento della falda idrica al fine di estrarne gli idrocarburi surnatanti.

I ricorrenti episodi di emissioni moleste di H₂S, COV, NMHC, benzene, ecc. hanno indotto nel 2013 l'ARPA Sicilia e l'amministrazione comunale di Melilli a chiedere al ministero dell'ambiente il riesame dell'AIA rilasciata nel 2011. L'AIA, dopo l'opposizione dell'azienda e una lunga contrapposizione tra le parti, è stata aggiornata nel 2015 e nel 2016, riesaminata e rinnovata con rilascio di nuovo provvedimento nel 2018.

Nel luglio 2017, dopo le numerose segnalazioni e denunce delle associazioni per le fastidiose emissioni odorogene, le raffinerie Esso e ISAB Nord e Sud, sospettate di dare un "significativo contributo al peggioramento della qualità dell'aria dovuto alle emissioni degli impianti", furono poste sotto sequestro preventivo dalla Procura di Siracusa e furono concessi 15 giorni di tempo, pena sequestro definitivo, per aderire all'invito di adempiere alle prescrizioni previste dall'AIA presentando un piano di adeguamento entro 12 mesi.

Inoltre, nonostante gli aggiornamenti tecnici attuati nel corso della sua lunga attività continua a emettere quantitativi ingenti di gas climalteranti (ben 1.554.810 tonnellate di gas serra nel solo 2019), inquinanti e cancerogeni. Così come tutte le altre aziende del polo industriale, nell'ottobre 2018 la Esso e poi la Sonatrach (nuova proprietaria dal novembre 2018) hanno impugnato al TAR di Palermo il Piano Regionale per la tutela della qualità dell'aria ritenendo l'istruttoria inadeguata, basato su dati vecchi, eccessivamente onerosa l'applicazione anticipata di alcune BAT e dai risultati incerti. Il TAR nel luglio 2020 ha dato ragione agli industriali censurando il piano nelle parti che le riguardava sebbene abbia stabilito che: *"considerata la rilevanza degli interessi pubblici sottesi (atti di primaria importanza essendo diretti a garantire un bene fondamentale quale la salubrità nel rispetto di parametri rigidamente fissati dal diritto Ue) il Collegio ritiene opportuno sottolineare come sia preciso dovere della Regione procedere con solerzia ad adeguare la rete di rilevamento e ad aggiornare i dati secondo le previsioni normative avvalendosi dell'Arpa"*. Fatto sta che ad oggi il Piano non è stato ancora adeguato e gli imponenti fenomeni di molestie olfattive continuano con frequenza.

Raffinerie ISAB S.r.l. di Priolo Gargallo

Comune di realizzazione	Priolo Gargallo (SR)
Proprietario	ISAB S.r.l.
Tipologia	Raffineria
Combustibile utilizzato	Petrolio grezzo
Quantità trattata	20 milioni di tonnellate

Il complesso delle Raffinerie ISAB S.r.l. di Priolo Gargallo (SR), impianti Sud e Nord, nasce dalla fusione/interconnessione di due raffinerie preesistenti. La prima sorge negli anni '50 del secolo scorso nella parte Nord del litorale tra Siracusa e Augusta. Attraverso molti passaggi societari cambia proprietà e denominazione (Sincat, Montedison, Praoil, Agip, Eni). La seconda, la ISAB della famiglia genovese Garrone, è stata costruita nella parte Sud del litorale nel 1972 ed è entrata in funzione nel 1975. Dopo 46 anni, è ancora la "più giovane" delle raffinerie italiane! Nel 2013 tutti gli impianti sono stati ceduti alla società russa LUKOIL.

Il complesso occupa un'area di circa 3 milioni di metri quadri, dispone di oltre 300 serbatoi con un volume complessivo di 4 milioni di metri cubi per lo stoccaggio di greggio e di raffinati e gestisce 3 pontili (2 nel porto di Augusta e 1 nella rada di Santa Panagia a Siracusa) di carico/scarico delle navi petroliere e gasiere. La capacità di raffinazione è di 20 milioni di tonnellate annue (12mln a Sud e 8mln a Nord).

Dai 39 punti di emissione convogliati (torce, camini, impianti) e da quelli più numerosi delle emissioni fuggitive e diffuse (valvole, flange, pompe, serbatoi, ecc.) sono immesse in atmosfera rilevanti quantità di sostanze inquinanti come SO₂, NO_x, H₂S, Polveri, Benzene e altro. Tra i punti di emissione vi sono le torce (10), a servizio anche dello stabilimento Versalis, dalle quali fuoriescono fiamme altissime e denso fumo nero quando, in caso di emergenza, diverse centinaia di tonnellate l'ora di prodotti idrocarburi vengono smaltiti velocemente destando preoccupazione nella popolazione.

Nell'anno 2018 ha ISAB ha comunicato al Registro Europeo delle Emissioni di aver emesso 2.008.825 tonnellate di CO₂ (454.828 tonnellate dalla Nord e 1.553.997 dalla Sud) insieme ad altri pericolose macro e microinquinanti.

Il complesso ricade nel SIN Priolo ed Area ad Elevato Rischio di Crisi Ambientale (AERCA). Negli anni passati e ancora di recente è stato teatro di incidenti, incendi, fuori servizio di grande portata e lunga durata, sversamenti di idrocarburi in mare e sul suolo. Il nesso causale e i dati sanitari del SIN Priolo sono riportati nello studio SENTIERI.

Il suolo e la falda idrica sono contaminati da metalli pesanti e idrocarburi e sono stati realizzati diverse centinaia di pozzi-piezometri per il monitoraggio della falda e l'estrazione degli inquinanti. I Progetti di Bonifica approvati nel 2011 e nel 2014 non risultano finora completati.

Come le altre aziende del polo industriale siracusano anche la ISAB fu sottoposta al riesame dell'AIA - conclusosi nel marzo 2018 - e anch'essa, sospettata di dare un "significativo contributo al peggioramento della qualità dell'aria dovuto alle emissioni degli impianti", fu posta sotto sequestro preventivo dalla Procura di Siracusa nel 2017 (cfr. caso Sonatrach. Inoltre, al pari delle altre industrie del polo petrolchimico, la ISAB si è opposta al Piano Regionale di Tutela della qualità dell'Aria.

Raffineria Eni - Gela

Comune di realizzazione	Gela (CL)
Proprietario	ENI
Tipologia	Raffineria

A Gela, in Sicilia, il futuro continua ad essere ancora poco green e sostenibile. Qui, dove dagli anni '60 il polo petrolchimico dell'Eni ha inquinato l'aria, il suolo, le falde e la città danneggiando fortemente la salute dei cittadini, la situazione resta sempre difficile. Ad oggi le bonifiche del territorio procedono a rilento (Gela fu dichiarata area ad elevato rischio ambientale nel 1990 e fu inserita nel 1998 tra i primi Siti di interesse nazionale da bonificare ma di bonifiche completate non se ne vede traccia) e a pagarne lo scotto sono sempre i cittadini in termini di salute e lavoro. Inoltre, anche se nel 2016 è iniziata la riconversione a olio di palma dell'impianto – si parla della cosiddetta bioraffineria –, questa riconversione di sostenibile ha davvero ben poco, visto che l'impianto userà soprattutto olio di palma d'importazione.

La stessa Commissione Europea nella nuova direttiva rinnovabili ha definito l'olio di palma come biocarburante da coltivazione a rischio per le foreste tropicali e per la biodiversità. In questi anni, infatti, per soddisfare la sete europea di olio di palma, milioni di ettari di foresta pluviale sono stati distrutti per permettere l'espansione delle piantagioni di palme da olio, mettendo in pericolo anche gli oranghi delle foreste del Borneo (Indonesia e Malesia) e le popolazioni indigene.

I dati epidemiologici su Gela sono davvero impressionanti. Dall'ultimo aggiornamento dello studio epidemiologico SENTIERI (dati 2006-2013 per mortalità e ricoveri e 2010-2015 per malformazioni congenite) le statistiche su Gela a confronto con la media regionale sono davvero preoccupanti. È stata riscontrata una mortalità in eccesso del 7% tra gli uomini e del 15% tra le donne, cioè 54 decessi prematuri in più ogni anno. In particolare: per i tumori +15% Uomini e +13% Donne, mentre per le malattie urinarie +37% Uomini e +33% Donne. Tra i tumori risultano in eccesso quelli di stomaco, colon-retto e polmone, specie tra gli uomini. Peggiora la situazione dei ricoveri che risultano in eccesso anche per malattie cardiovascolari e respiratorie, sia per uomini che per donne. Ci sono eccessi di mortalità e ricoveri per Tumori anche nei più giovani. Anche le malformazioni congenite sono in eccesso, specie quelle dell'apparato urinario (5 casi in più ogni anno) e dei genitali (5 casi in più/anno).

I dati sono stati confermati anche dalle analisi recentemente effettuate dal Dipartimento Osservatorio Epidemiologico della Regione Siciliana su dati più aggiornati (2011-2015) considerando l'area a rischio di Gela+Niscemi+Butera a confronto con area di 19 comuni limitrofi. Dal 2014 sta avvenendo una forte deindustrializzazione, i dati sanitari possano migliorare ma è fondamentale la bonifica altrimenti si continuerà ad osservare uno stato di salute alterato anche a impianti fermi, come avvenuto in altre aree industriali come ad esempio Massa Carrara, dove i dati epidemiologici sono ancora gravi a oltre 30 anni dalla chiusura dello stabilimento Farmoplant.

Raffineria Eni di Taranto

Comune di realizzazione	Taranto
Proprietario	Eni
Tipologia	Raffineria
Combustibile utilizzato	Combustibili petroliferi

In attività dal 1967, sotto il controllo della Shell fino al 1975 e poi passata ad Eni, la raffineria di Taranto ha una capacità di lavorazione di circa 5 milioni di tonnellate di greggio annue e una produzione di 318 milioni di tonnellate annue di prodotti finiti sotto forma di propano, butano, GPL miscela, benzine, gasoli, jet fuels, oli combustibili e bitumi. Lo stoccaggio avviene attraverso 133 serbatoi da circa 3 milioni di mc. Attraverso gli anni ha subito numerosi interventi, l'ultimo dei quali, nel 2009, è rappresentato dalla costruzione dell'impianto di hydrocracking (processo di cracking effettuato in presenza di idrogeno, dal quale si possono ottenere una vasta varietà di prodotti, da miscele ricche di etano e GPL fino alle iso-paraffine). Alla luce di questi numeri, la raffineria di Taranto rappresenta il più importante centro di lavorazione e distribuzione degli idrocarburi per l'Italia sud-orientale ed è collegata via oleodotto con i giacimenti della Val D'Agri in Basilicata.

Secondo il rapporto 2011 dell'Agenzia europea per l'ambiente (Eea) sull'inquinamento degli stabilimenti industriali in Europa, la raffineria di Taranto figura tra le oltre 60 fabbriche italiane che compaiono nella lista dei 622 siti più «tossici» del continente, complice anche il fatto che nello stesso sito opera una centrale termoelettrica di Enipower, che fornisce energia agli impianti della raffineria.

Raffineria Api Falconara

Comune di realizzazione	Falconara (AN)
--------------------------------	----------------

Proprietario	Api
Tipologia	Raffineria
Combustibile utilizzato	Combustibili petroliferi

Il Gruppo api è uno dei più importanti gruppi industriali italiani e gestisce, attraverso diverse società operative, l'intero ciclo petrolifero: dall'approvvigionamento della materia prima alla raffinazione, sino alla distribuzione e vendita dei prodotti finiti. Il sito di Falconara Marittima rappresenta il cuore dell'attività produttiva ed il più importante polo energetico delle Marche nonché del centro Italia. Qui, infatti, viene svolta sia l'attività di raffinazione che quella di produzione di energia elettrica, quest'ultima attraverso l'ex impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) alimentato a metano e che sviluppa oggi una potenza elettrica pari a 150,9 MW a fronte di un consumo di circa 32,5 t/h di Gas Naturale. Il polo, che si estende per circa 70 ettari, utilizza varie tipologie di processi di raffinazione, tra cui reforming, desolforazione, isomerizzazione, cracking e visbreaking, ed ha una capacità di lavorazione di 3.900.000 tonn/anno (pari a 85.000 barili/g) con una capacità di stoccaggio di oltre 1.500.000 metri cubi.

Nelle Marche le fonti fossili coprono ancora l'83,3% dei consumi totali regionali (Simeri GSE, 2016), contro il 16,7% delle fonti rinnovabili e la raffineria Api di Falconara è stata identificata nel 2011, a termine della terza e ultima fase di uno studio epidemiologico realizzato dall'Arpam, come luogo di esposizione associato ad eccesso di rischio di morte per leucemia e linfoma non Hodgkin, particolarmente evidente per i soggetti che hanno domiciliato per più tempo entro i 4 Km dalla raffineria.

Laurea Magistrale in Offshore Engineering dell'Università di Bologna

Comune di realizzazione	Bologna
Proprietario	Università di Bologna
Tipologia	Laurea Magistrale in Offshore Engineering

Nell'edizione 2020 del ranking GreenMetric, la classifica che valuta le politiche e le azioni green messe in campo dalle università a livello globale, l'Università di Bologna conquista per il quarto anno consecutivo la prima posizione tra gli atenei italiani, e si posiziona al 10° posto nel mondo. Un percorso che ha visto l'Alma Mater scalare negli ultimi cinque anni ben 61 posizioni della classifica. Purtroppo, però, nella blasonatissima scalata verso la vetta succedono anche cose che con la sostenibilità hanno poco a che vedere, anzi, ci entrano direttamente in conflitto.

È notizia del luglio 2019, infatti, la firma fra il Vicepresidente Relazioni con le Istituzioni Formative di Eni Corporate University, Massimo Culcasi, e il direttore del Dicam dell'Università di Bologna, Alberto Montanari, nel contesto del corso di Laurea Magistrale di offshore engineering dell'Università di Bologna, Campus di Ravenna.

Un accordo di collaborazione, questo, fra l'Università più antica del mondo e il colosso italiano dell'Oil&Gas, che nel 2019 si confermava per il quarto anno consecutivo come migliore società esplorativa del settore, con attività in 67 Paesi, che nel 2018, mentre in tutto il mondo si parlava di cambiamenti climatici, di obiettivi di decarbonizzazione, di come sviluppare urgenti azioni di adattamento e mitigazione al surriscaldamento globale, stabiliva un nuovo record di produzione con 1,9 milioni di barili/giorno e che è fautrice di danni ambientali di enorme portata a livello nazionale ed internazionale.

La partnership si esplica attraverso lezioni, codocenze, seminari, workshop e analisi di casi studio realizzati in collaborazione con il personale Eni, ma anche tirocini e stage messi a disposizione degli allievi dal Distretto Eni a Ravenna; e l'offerta formativa del corso è finalizzata alla professionalizzazione degli studenti nel settore estrattivo.

Tra i fautori e i soddisfatti dell'accordo si citano anche Lanfranco Gualtieri di Fondazione Flaminia, ente privato che sostiene con finanziamenti ed iniziative il Campus di Ravenna dell'Unibo, e Michele de Pascale, sindaco della città di Ravenna, Comune che per di più è capoluogo della peggiore provincia in Emilia-Romagna per raccolta differenziata, come emerge dal rapporto 2020 di Legambiente.

Laurea Magistrale in Ingegneria per l'ambiente e il territorio dell'Università Kore di Enna

Comune di realizzazione	Gela
Proprietario	Università di Enna
Tipologia	Laurea Magistrale in Ingegneria per l'ambiente e il territorio

È notizia di marzo 2021 la firma fra l'Università Kore di Enna ed ENI, attraverso Eni Corporate University, che attiva la collaborazione per avviare e rinnovare il corso di Laurea Magistrale in Ingegneria per l'ambiente e il territorio presso la sede distaccata di Gela, per gli anni accademici 2021-2022 e 2022-2023.

Un accordo di collaborazione, questo, che affianca al percorso formativo dell'università siciliana il colosso italiano dell'Oil&Gas che nel 2019 si confermava per il quarto anno consecutivo come migliore società esplorativa del settore, con attività in 67 Paesi, che nel 2018, mentre in tutto il mondo si parlava di cambiamenti climatici, di obiettivi di decarbonizzazione, di come sviluppare urgenti azioni di adattamento e mitigazione al surriscaldamento globale, stabiliva un nuovo record di produzione con 1,9 milioni di barili/giorno e che è fautrice di danni ambientali di enorme portata a livello nazionale ed internazionale.

La partnership si esplica attraverso il coinvolgimento di Eni per lo svolgimento di seminari e interventi didattici a contenuto applicativo e professionale su tematiche che riguardano il trattamento delle acque, l'economia circolare, la Green Economy, la tecnologia Waste to Fuel, la decarbonizzazione e la transizione energetica.

Tra le motivazioni che giustificano la collaborazione c'è anche la volontà di Eni di formare personale specializzato che possa supportare l'attività della bioraffineria Eni a Gela, in attività dal 2019. A tal proposito Eni metterà a disposizione degli studenti il Centro di Formazione ECU di Gela, le attrezzature e i laboratori scientifici del Centro Ricerche Eni. Inoltre, nell'ambito della collaborazione verranno attivati tirocini curriculari al termine del percorso di Laurea, con il supporto di Eni.

Piattaforme petrolifere Rospo di Mare

Comune di realizzazione	Punta Penna
Proprietario	Edison - Eni
Tipologia	Piattaforme petrolifere

Le tre piattaforme Rospo di Mare, gestite da Edison al 62% ed Eni al 38%, si trovano a largo della spiaggia di Punta Penna, nel Parco Nazionale della costa Teatina che abbraccia la costa dei Trabocchi. Queste, grazie alla recente proroga della concessione rilasciata dal Ministero dello Sviluppo economico (MISE), potranno continuare indisturbate le loro attività fino al 2023. E come se non bastasse, lo stesso Ministero, con un decreto assolutamente inaccettabile, vorrebbe bypassare in maniera subdola la norma istituita dal Parlamento che esclude di procedere a nuove perforazioni entro le 12 miglia. Per ora questa clausola, su cui ci sono diversi ricorsi, non è scattata per Rospo mare, ma bisogna tener alta la guardia.

In Abruzzo le fonti fossili coprono l'75% dei consumi totali regionali (Simeri GSE, 2016), contro il 25% da fonti rinnovabili, con un consumo di 748 ktep di petrolio e 734 ktep di gas. La Regione è anche

produttrice di fonti fossili: nel 2018, ha estratto 158.975 tonnellate di petrolio, pari allo 0,2% della produzione nazionale. Mentre la produzione di gas è stata di 155,8 milioni di Smc, pari a circa il 2,8% della produzione nazionale e che ne coprirebbe solamente il 0,2% del fabbisogno. Numeri risibili a cui è facile rinunciare nell'ottica della sfida globale dei cambiamenti climatici, che ci dice che nella transizione dalle fossili alle rinnovabili quelle risorse devono restare dove sono. A queste estrazioni, poi, andrebbero sottratti tutti i sussidi diretti e indiretti di cui godono. Basti pensare, infatti, che dal 2010 al 2018 le concessioni produttive di greggio in Abruzzo hanno estratto in totale circa 159 mila tonnellate di greggio, di cui 45mila, pari al 28%, sono risultate esenti dal pagamento delle royalties. E sempre per lo stesso periodo, le concessioni produttive di gas hanno estratto in totale 2.279 milioni di Smc, di cui 1.727, pari al 76%, sono risultati esenti dal pagamento delle royalties.

Piattaforma Angela Angelina

Comune di realizzazione	Ravenna
Proprietario	Eni
Tipologia	Piattaforme petrolifere

La piattaforma Angela Angelina è stata realizzata dalla Sarom nel 1956 ed è di proprietà dell'Eni dal 1981. È la piattaforma più vicina alla costa, tra le 47 attive in Emilia-Romagna per l'estrazione di gas entro le 12 miglia, ed opera a soli 2 km dalle spiagge di Lido di Dante. Un'attività che ha causato un abbassamento del territorio di Lido di Dante, dovuta al fenomeno della subsidenza. Una velocità di abbassamento che è aumentata sensibilmente a seguito della riperforazione del pozzo, iniziata nel 1998: se il fenomeno della subsidenza era quantificabile in 12mm/anno fino al 1999, negli anni successivi dal 1999 al 2015 si è passati alla media di 19 mm/anno. L'estrazione di gas sotto costa, anche se non è l'unica causa di tale fenomeno, resta la principale causa antropica di perdita di volume del sedimento nel sottosuolo, con l'effetto dell'abbassamento della superficie topografica. I dati dei monitoraggi Arpa evidenziano come le conseguenze più rilevanti si registrano in particolare sulla fascia costiera dell'Emilia-Romagna che negli ultimi 55 anni si è abbassata di 70 cm a Rimini e di oltre un metro da Cesenatico al delta del Po.

Alcuni studi riportano come l'abbassamento di un centimetro all'anno comporta, nello stesso periodo, una perdita di un milione di metri cubi di sabbia sui 100 km di costa. Assegnando alla sabbia utilizzata per il ripascimento delle spiagge il costo di 10€/m³, ogni anno andrebbero spesi 13 milioni di euro per rimpiazzare la sabbia persa. Nella fascia costiera, tra il 1950 e il 2005 tra Rimini e il delta del Po, per via dell'abbassamento di circa 1 metro, sono andati perduti circa 100.000.000 m³ di sabbia, con un danno stimato di 1 miliardo di euro, contro i 7,5 milioni di euro all'anno ottenuti come Royalties dalle compagnie petrolifere. Non vi è quindi alcun dubbio che il costo per la collettività causato dalle estrazioni sotto costa, sia di gran lunga maggiore del vantaggio che ne deriva.

Sversamento Area Pozzo Ragusa 16

Comune di realizzazione	Ragusa
Proprietario	EniMed
Tipologia	Sversamento

La notizia è stata resa nota alla fine dell'aprile 2019, quando EniMed ha formalmente dichiarato la messa in sicurezza dell'area Pozzo Ragusa 16 a causa dello sversamento di idrocarburi, oltre 1.500 metri cubi di greggio frammisto ad acqua al 25-30%, nel torrente Moncillè, un affluente del Fiume Irmio. Da allora non è stata ancora individuata una soluzione. Si tratta di una situazione inaccettabile,

che mette a rischio l'ecosistema dell'area, mentre è inammissibile la mancanza di trasparenza e informazione.

Ed è proprio questa la circostanza che ha portato Legambiente a denunciare la potenziale contaminazione del pozzo 16 di Eni nel territorio comunale di Ragusa, presentando all'inizio dell'estate un esposto alla Procura della Repubblica per chiedere l'applicazione della Legge sugli ecoreati.

Questo grave fatto avviene in una regione come la Sicilia ancora oggi monopolizzata dall'uso delle fonti energetiche inquinanti, che soddisfano l'88,4% dei consumi regionali. La produzione di petrolio dai giacimenti ubicati in Sicilia rappresenta, inoltre, circa il 13,4% della produzione nazionale, con 628 mila tonnellate (rispettivamente 415 mila tonnellate sulla terra ferma e 212 mila tonnellate in mare) estratte nel 2018.

Nuovi pozzi estrattivi su giacimento "Teodorico"

Comune di realizzazione	Ravenna e Rovigo
Proprietario	Po Valley Operations Pty Ltd
Tipologia	giacimento

Il MITE ha approvato il rinnovo di concessioni di coltivazione per l'estrazione di idrocarburi, alcuni progetti di messa in produzione di pozzi già realizzati e la perforazione di nuovi pozzi in aree di coltivazione già autorizzate.

Nello specifico, in Emilia-Romagna avanzano 2 nuovi pozzi a mare sulla concessione di coltivazione "d 40 A.C.-PY" denominata "Teodorico" e interessante il tratto di mare tra Ravenna e Rovigo.

La costruzione di nuovi pozzi porta in primo luogo all'aumento dell'inquinamento atmosferico con le emissioni di gas climalteranti che derivano sia dalla messa in opera dell'impianto sia dalla conseguente combustione del carburante estratto.

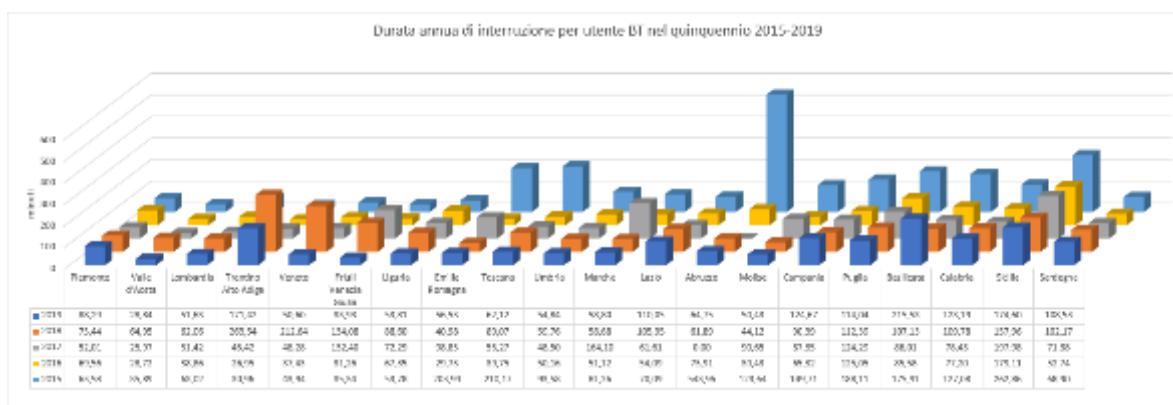
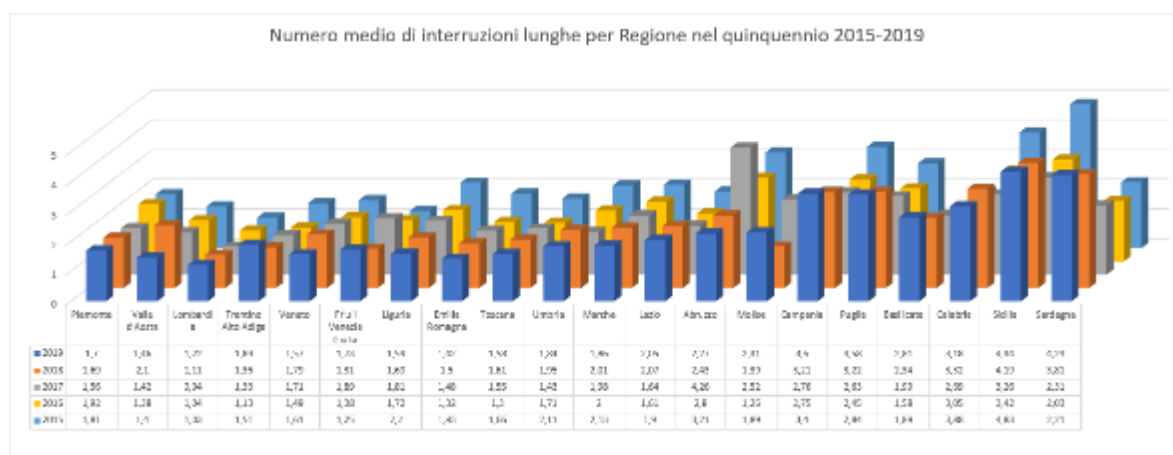
In aggiunta vi è la crescita dell'inquinamento dei nostri mari: fuoriuscite di petrolio o gas dal foro di estrazione, moltiplicazione del rischio di incidenti in mare delle navi di trasporto con spargimento del carburante distruggendo l'ecosistema marino, rovina e degradamento dei fondali marini.

Infine la costruzione di altri pozzi estrattivi porta al deturpamento del paesaggio aggiungendoli al grande quantitativo di pozzi già esistenti.

Un danno importante anche per la biodiversità: i nuovi pozzi sorgeranno davanti all'area del parco del neo sic adriatico settentrionale in gestione all'ente parco.

ALLEGATI

ALLEGATO 1 – NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE E DURATA ANNUA DI INTERRUZIONI PER UTENTE – Elaborazione Legambiente su dati Terna



ALLEGATO 2 - METANODOTTI CONSIDERATI PER LA MEDIA DEL COSTO PER KM

OPERA	KM	COSTO VITA INTERA M€	Milioni di euro al km
ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD	960,0	3.179,0	3,31
LINEA ADRIATICA	425,0	1.722,0	4,05
POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI NORD EST	134,0	649,0	4,84
METANODOTTO MATAGIOLAMASSAFRA	80,0	309,0	3,86
INTERCONNESSIONE TAP	55,0	298,0	5,42
MET. S.ANDREA APOSTOLO D.I.- AULONIA	51,8	53,9	1,04
Colleg. Pietravairano - Pignataro M.	25,1	35,6	1,42
MET. MORNICO AL SERIOTRAVAGLIATO	24,9	31,5	1,26
Met. Reana del Roiale - Campofornido	16,0	28,6	1,79
ALLACCIAMENTO GNL PTO EMPEDOCLE	14,0	58,0	4,14
Met. Vernole - S. Donato di Lecce	13,0	15,8	1,22
Pot. Derivazione per Udine Est	12,0	8,7	0,73
Pot. Der. PineroloVillarperosa	9,1	14,9	1,64
Met. Cazzano Sant'Andrea - Clusone	9,0	12,0	1,33
Pot. met. Boltiere - Bergamo	8,2	17,4	2,12
Pot. Rete Ravenna Fiumi Uniti	7,4	6,9	0,93
INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA	6,5	7,0	1,08
Met. Casalmaggiore - Rivarolo del Re	5,3	5,2	0,99
Metanodotto Desio - Biassono	4,8	12,0	2,51
DIRAMAZIONE PER STILO E BIVONGI	4,7	3,7	0,79
Pot. Spina di Pomezia (RM)	4,5	5,4	1,20
Pot. Rete di Modena	4,3	4,3	1,00
POT.DER.ARCO-RIVA DEL GARDA	3,4	1,9	0,57
Derivazione per Rezzato 2° tratto	3,2	5,7	1,78
Pot. Com. di Volvera	3,0	3,0	1,00
Pot. Dir. Nocera - Cava dei Tirreni	2,9	2,9	0,99
Pot. Diramazione sud Roseto	2,8	1,4	0,51
POT.DER. PER TREZZANO ROSA	2,3	3,0	1,29
Pot. Rete di Suzzara 3° tronco (RE)	2,3	1,8	0,78
All. Comune di Bivongi	2,2	1,0	0,45
POT.DER. PER MOZZATE	2,2	2,6	1,18
All. Comune di GUARDAVALLE	2,1	1,0	0,48

Pot. Der. per Curno (BG)	2,0	2,0	1,00
All. Comune di BADOLATO	1,7	0,8	0,48
POT. ALL. COMUNE DI LAINATE 1a PRESA	1,6	0,2	0,13
Diramazione per Villa Bartolomea	1,6	0,7	0,44
all.to CNG Snam4Mobility Milazzo (ME)	1,4	0,4	0,29
all.to CNG Snam4Mobility Bovalino	1,4	0,7	0,50
Potenz. rete di Vaprio d'Adda	1,4	3,6	2,63
all.to CNG asset company 1 Noicattaro BA	1,4	0,5	0,37
all.to NLMK Verona DN150 Oppeano	1,3	0,6	0,46
all.to CNG asset company 1 Melpignano LE	1,3	0,6	0,48
all.to Bitolea srl - Landriano (PV)	1,3	0,9	0,72
all.to GSA Servizi A. Civita Castellana	1,2	0,6	0,50
All. Comune di MONASTERACE	1,2	0,5	0,42
Pot. All. 1a presa Com. di Bari	1,1	1,1	1,00
all.to CNG Snam4Mobility Aprilia (LT)	1,1	0,6	0,57
ALLACCIAMENTO GNL API FALCONARA	1,0	4,0	4,00
TOTALE / MEDIA	1.922,8	6.520,0	3,39

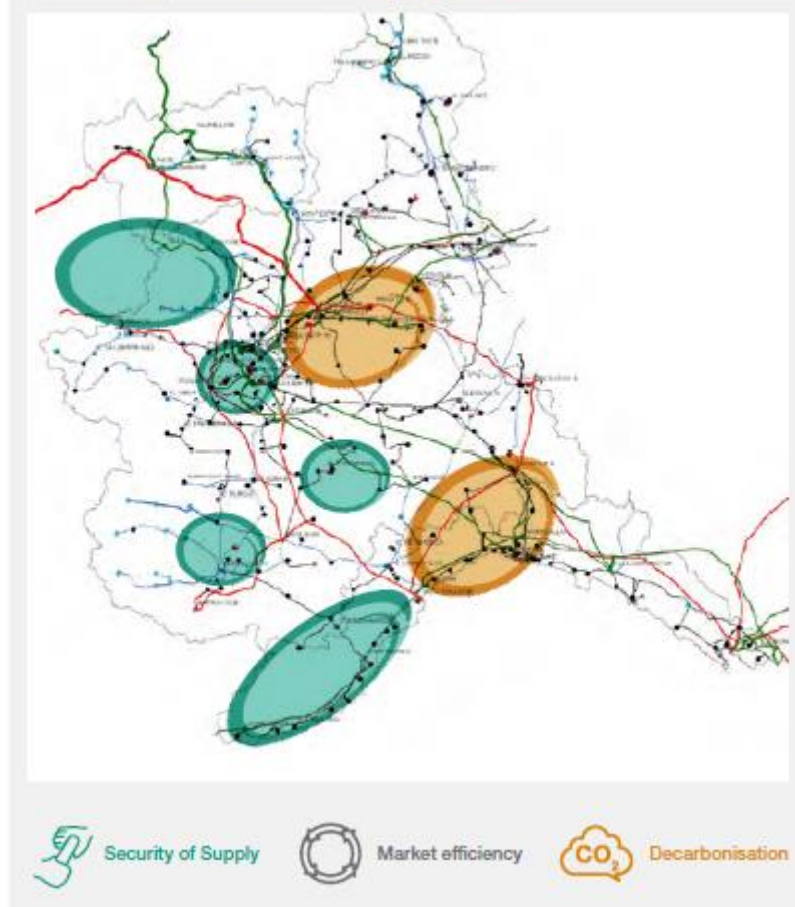
Allegato 3 - Criticità nella distribuzione dell'energia elettrica in Italia

Le criticità legate al servizio di distribuzione dell'energia elettrica in Italia si esplicano principalmente in:

a. Area Nord-Ovest

- Fenomeni critici di trasporto della potenza dalla frontiera (Svizzera e Francia) e dalla Valle d'Aosta verso la Lombardia. Ciò talvolta causa problemi di sicurezza di esercizio, prevalentemente in relazione al rischio di indisponibilità di elementi di rete primaria.
- L'area Nord-Ovest attualmente presenta difficoltà di esercizio nelle ore di basso carico, elevata insolazione ed elevata produzione idroelettrica (non accumulabile) ed in particolare situazioni potenzialmente critiche a fine primavera/inizio estate, in condizioni di elevata produzione idroelettrica da impianti ad acqua fluente.
- Guasti frequenti ai cavidotti soprattutto nelle aree metropolitane dove la coesistenza di molteplici cavi interrati accentua il fenomeno.

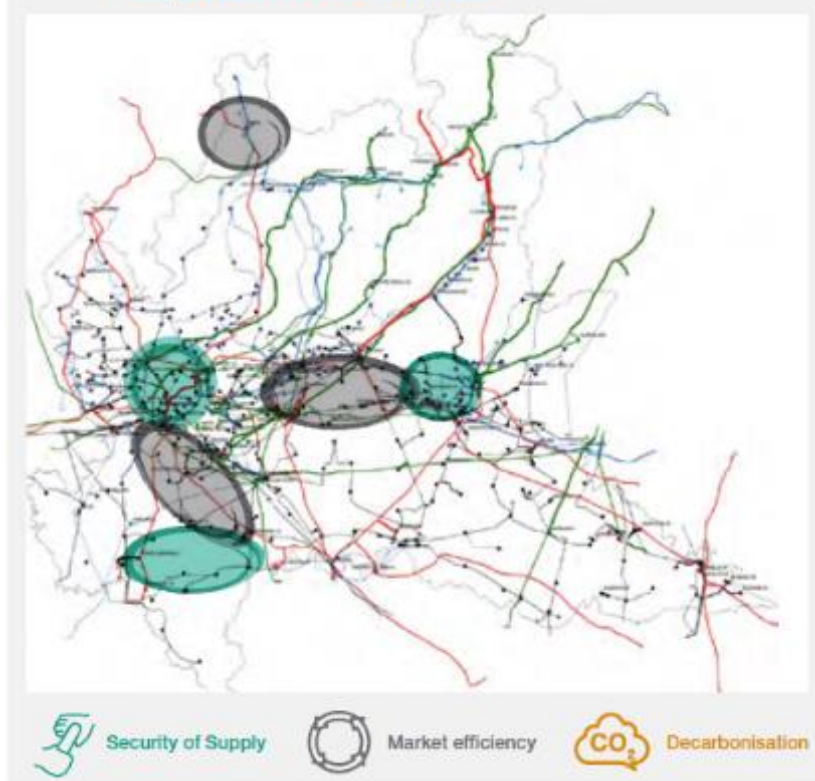
FIGURA 56 *Principali criticità di rete nell'Area Nord-Ovest*



b. Area Nord

- Fenomeni critici di trasporto in direzione Ovest/Est, con flussi di potenza provenienti dalla Regione Piemonte e dalla frontiera Svizzera verso la Lombardia e le aree del Triveneto, che mantengono un carattere deficitario.
- Scarsa interconnessione e magliatura di rete, esacerbata, a volte, dai fenomeni metereologici estremi dovuti al cambiamento climatico (soprattutto nella Valle Caffaro, in Lombardia).
- Sul tema della regolazione delle tensioni in rete la situazione che comporta maggiore criticità è rappresentata dalla rete 220 kV della Valtellina. Il problema si presenta nelle ore di basso carico (e quindi bassa remunerazione della generazione), quando i gruppi delle due grandi centrali di Grosio e Premadio (circa 650 MW a pieno carico) sono fermi: in tali condizioni sulle dorsali 230 kV tra l'alta valle e la città di Milano non vi è alcuna caduta di tensione in quanto il transito è assente, le linee a vuoto generano potenza reattiva (comportandosi esattamente come condensatori) ed inoltre viene a mancare il contributo dei suddetti generatori sincroni alla regolazione della tensione.
- In periodi di cosiddetta alta idraulicità si registrano transiti elevati sulla rete di sub-trasmissione lungo le dorsali che scendono dalla provincia di Sondrio verso i carichi di Milano

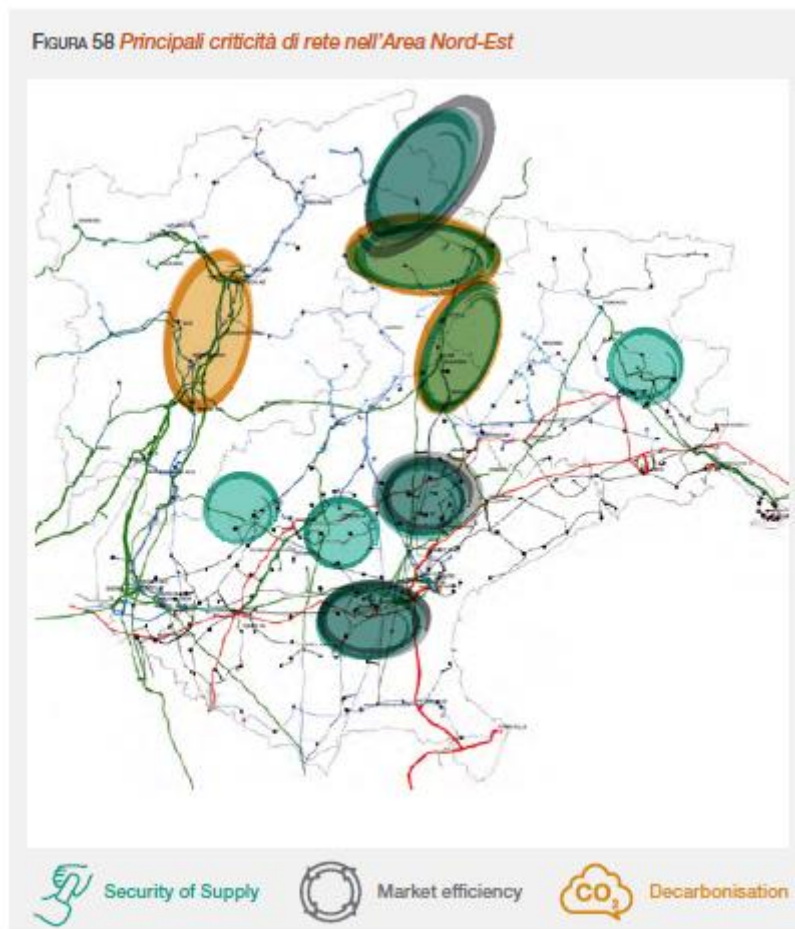
FIGURA 57 *Principali criticità di rete nell'Area Nord*



c. Area Nord-Est

- La rete ad alta ed altissima tensione dell'area Nord-Est del Paese presenta criticità legate alla stagionalità e al basso livello di interconnessione e di magliatura.
- La rete a 380 kV si compone di un ampio anello che si chiude a Ovest nella stazione di Dugale (VR) e a Est nella stazione di Redipuglia (GO). Così come strutturata, la rete elettrica in esame risulta fortemente squilibrata sul nodo di Redipuglia, sul quale confluiscono i flussi di potenza provenienti dalla frontiera slovena.
- La rete a 220 kV del Trentino-Alto Adige e del Bellunese presenta invece vincoli e rischi in sicurezza N-1 in corrispondenza dei periodi di elevata idraulicità. Di contro, nei periodi di scarsa idraulicità, presenta problemi legati al contenimento dei profili di tensione (prevalentemente nei periodi festivi e/o notturni) con necessità di presenza in servizio di gruppi generatori al solo scopo di regolazione della tensione.
- Relativamente alla rete a 132 kV si confermano fortemente critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova, anche a causa dei ritardi nell'autorizzazione degli interventi di sviluppo previsti sulla porzione di rete sottesa. In particolare, la mancanza di immissioni dalla rete 380 kV su rete 220 kV e 132 kV rende necessario risolvere urgentemente le criticità sulle porzioni di rete a 220 kV tra Udine e Pordenone ed a 132 kV sottese alle stazioni di Scorzè, Vellai e Sandrigo.
- La presenza di numerose centrali idroelettriche connesse alla rete a 132 kV dell'Alto Adige e dell'Alto Bellunese, associata all'entrata in servizio di un elevato numero di impianti di generazione distribuita, determina ulteriori difficoltà nel trasporto dell'intera energia immessa nei periodi di alta idraulicità.
- Per quanto riguarda l'Alto Bellunese, la rete 132 kV presenta rischi per la sicurezza di esercizio. In particolare, persiste l'esistenza di Cabine Primarie di rilevante importanza alimentate in antenna strutturale o comunque non dotate del necessario grado di magliatura e interconnessione con la rete a tensione superiore per fare fronte a condizioni climatiche con fenomeni che nel corso degli anni sono diventati via via sempre più frequenti ed estremi. Inoltre, negli ultimi anni si sono verificati frequenti disservizi legati a danni su linee di alta ed altissima tensione causati dalla formazione di manicotti di ghiaccio e dal vento.

- Fortemente critica risulta essere l'area della Valsugana in provincia di Trento: attualmente tale porzione di rete (esercita a 60 kV) a cui è sotteso un carico piuttosto importante è caratterizzata da una notevole vetustà dei collegamenti e una scarsa affidabilità e flessibilità di esercizio.



d. Area Centro-Nord

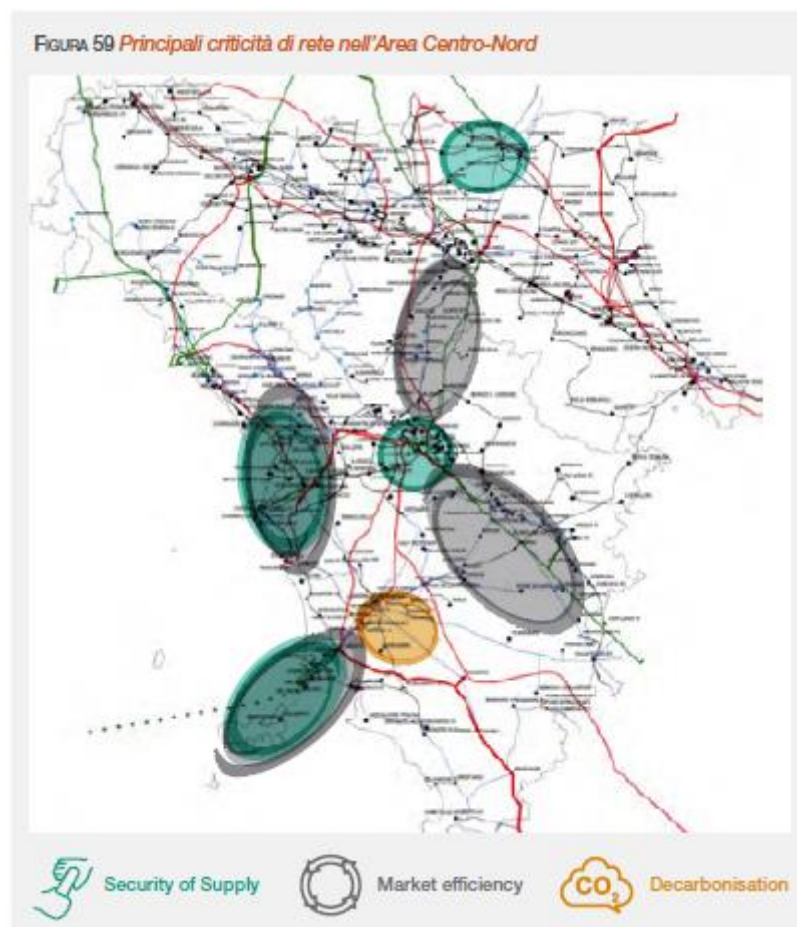
- La rete AAT dell'Emilia-Romagna e della Toscana è impegnata da transiti di potenza dal Nord verso il Centro Italia (imputabili prevalentemente all'energia importata dall'estero sulla frontiera Nord) e, nei periodi di scarso import ed elevato carico, da transiti di potenza dal Sud Italia verso il Nord (dovuti alla produzione efficiente disponibile al Sud proveniente sia da fonte rinnovabile sia da centrali a ciclo combinato più efficienti di recente costruzione). Questi flussi causano talvolta congestioni a causa della mancanza di elettrodotti.

- Alcune dorsali in particolare a 220 e a 132 kV possono diventare elementi critici per il trasporto di energia elettrica e generare congestioni che possono sia vincolare gli scambi tra zone di mercato sia determinare smagliature di rete, limitando lo sfruttamento della produzione da impianti più efficienti e riducendo la qualità e la sicurezza del servizio elettrico. Rientrano in questa casistica le aree di carico comprese fra le stazioni di S.Barbara, Pietrafitta e Arezzo, quelle comprese fra le stazioni di Suvereto, Larderello e Pian della Speranza e quelle comprese fra le stazioni di Calenzano e Martignone.

- La rete di sub-trasmissione nelle zone tra Massa, Pisa e Lucca e nelle aree di Ferrara e Avenza risulta satura e necessita di maggiori iniezioni di potenza dalla rete di trasmissione attraverso la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione e il potenziamento di quelle esistenti.

- Problemi di piena affidabilità riguardano il carico dell'isola d'Elba in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento 132 kV, gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e l'unica centrale turbogas dell'isola non riescono a far fronte all'intera potenza necessaria nelle condizioni di punta del carico (prevalentemente nel periodo estivo).

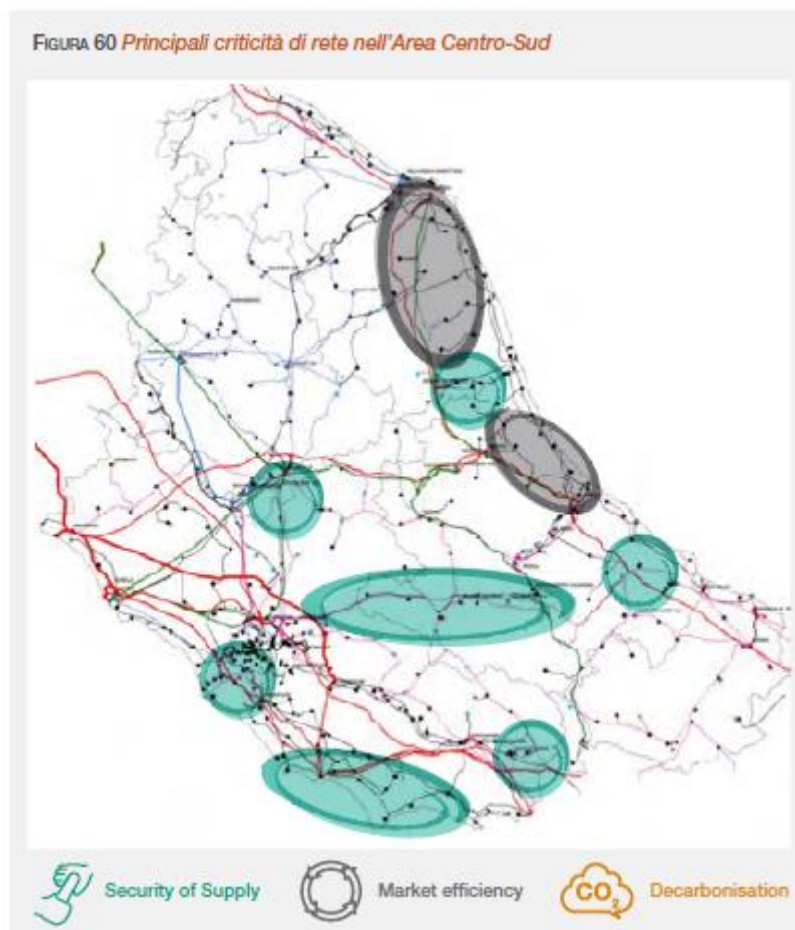
- Problemi di affidabilità di alimentazione si riscontrano nelle aree appenniniche (Appennino Romagnolo, Appennino Toscano e Appennino Tosco-Emiliano) a causa di guasti permanenti alle linee AT e disalimentazioni di utenza dovuti alla formazione di manicotti di ghiaccio.
- In seguito alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali, la rete AT nell'area di Livorno presenta un aumento delle criticità di esercizio in termini di copertura in sicurezza del fabbisogno e di continuità del servizio. A tutto ciò si aggiunge un lieve degrado dei profili di tensione sia sui livelli AAT sia AT dovuti a una mutata distribuzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nell'arco della giornata.
- La sicurezza di esercizio della rete AT che alimenta prevalentemente i carichi dei comuni di Rimini e Riccione non è pienamente assicurata nella stagione estiva, durante la quale i prelievi di potenza risultano elevati ed ampiamente al di sopra della capacità di trasporto in sicurezza dell'anello 132 kV attualmente esistente.



e. Area Centro-Sud

- La rete AAT dell'area Centro Sud Italia è ad oggi carente da un punto di vista strutturale soprattutto sul versante adriatico, impegnato costantemente dal trasporto di energia in direzione Sud – Centro. I transiti sono aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell'entrata in servizio nel Sud di ulteriore capacità produttiva più efficiente da fonte convenzionale e rinnovabile e sono destinati a crescere in previsione dell'entrata in esercizio di nuova generazione da fonte rinnovabile.
- Alcune criticità di esercizio in sicurezza della rete sono presenti nell'area di carico compresa fra le stazioni AAT di Villanova, Candia, Villavalle e Pietrafitta. Nell'area dell'Italia centrale, in particolare per estese porzioni di rete AT delle regioni Umbria, Marche e Abruzzo la rete è esercita a 120 kV, non consentendo di fatto la magliatura con la rete a 132 kV delle regioni limitrofe.

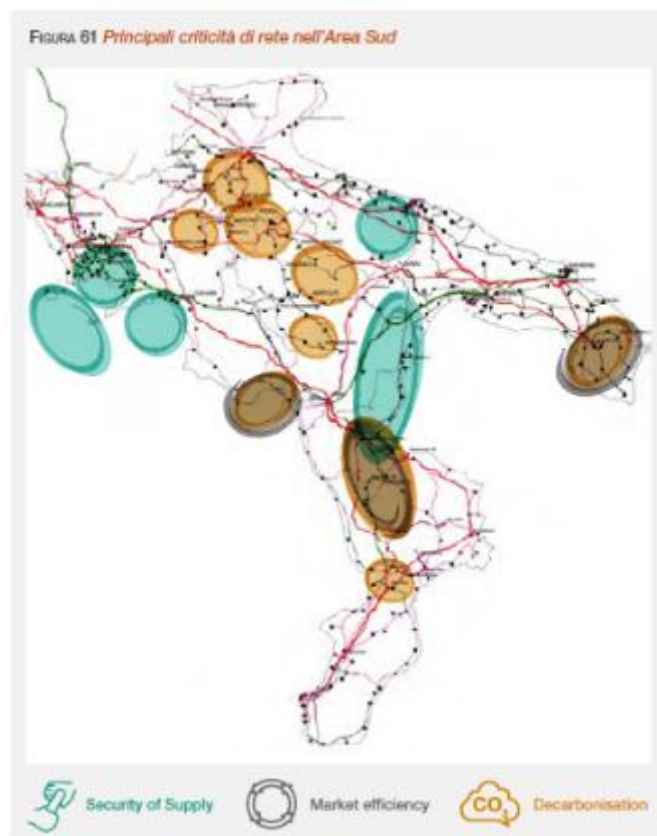
- La carenza di adeguata capacità di trasporto sulla rete primaria, funzionale allo scambio di potenza con la rete di subtrasmissione per una porzione estesa di territorio, limita l'esercizio costringendo a ricorrere in alcuni casi ad assetti di rete di tipo radiale (che non garantiscono la piena affidabilità e continuità del servizio), a causa degli elevati impegni sui collegamenti 132 kV spesso a rischio di sovraccarico. Inoltre, l'intero sistema adriatico 132 kV è alimentato da solo quattro stazioni di trasformazione (Fano, Candia, Rosara e Villanova) rendendo l'esercizio della rete in questa porzione di territorio particolarmente critica durante la stagione estiva.
- Un'altra porzione di rete 132 kV critica è quella che alimenta la provincia di Pescara ed in particolare i collegamenti verso la città, i quali presentano condizioni di sovraccarico rispetto ai limiti della portata.
- Nell'area metropolitana di Roma la carenza delle infrastrutture e la limitata portata delle linee esistenti critiche riducono in alcuni casi la qualità e la continuità del servizio imponendo assetti di rete radiale o con magliature contenute per limitare la corrente di cortocircuito in alcuni nodi.
- Il carico nel periodo estivo localizzato sulla fascia costiera tra Roma Sud, Latina e Garigliano, è esposto a possibili rischi di disalimentazione a causa della saturazione della capacità di trasporto in sicurezza della rete AT.



f. Area Sud

- L'ingente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino, nonché la rilevante generazione convenzionale installata in alcune aree della Puglia e della Calabria, determinano elevati transiti in direzione Sud – Centro Sud che interessano le principali arterie della rete di trasmissione primaria meridionale, creando congestioni sulle reti primarie e fenomeni di instabilità dinamica in certe condizioni di funzionamento.
- Alcune porzioni di rete a 220 kV, in particolare tra la SE di Montecorvino e le CP Torre N. e S.Valentino, risultano essere sede di frequenti congestioni di rete con possibili impatti sullo scambio zonale.

- Le criticità che interessano la rete di trasmissione nell'area Sud riguardano anche le trasformazioni 380/150 kV e 230/150 kV delle maggiori stazioni elettriche. Infatti, in alcune condizioni di esercizio, elevati livelli di tensione hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e la conseguente necessità di prevedere l'installazione di ulteriori dispositivi di compensazione reattiva in particolare nell'area campana e nell'area urbana della città di Napoli e nell'area a sud della Puglia.
- Congestioni sulla rete di sub-trasmissione presenti in particolare nel sistema 150 kV tra le stazioni di Foggia, Benevento e Montecorvino, dovute all'elevata penetrazione della produzione eolica.
- Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete 150 kV nonché della limitata portata di alcuni collegamenti. Inoltre, si evidenziano criticità relativamente alle linee in ingresso alla SE S. Maria C.V. Nell'area compresa tra Napoli e Salerno si presenta molto critica la direttrice 150 kV "Fratta – S. Giuseppe 2 – Scafati – Lettere – Montecorvino", interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte.
- Per quanto concerne la penisola Sorrentina, si evidenzia che la vetustà della rete 60 kV che alimenta l'area non garantisce livelli adeguati di sicurezza e qualità del servizio. Infine, sussistono criticità in termini di affidabilità e sicurezza del servizio anche sulle direttrici a 150 kV della Campania meridionale e della Basilicata, in particolare nelle tratte "Montecorvino – Padula" e "Montecorvino – Rotonda".
- In Basilicata, le direttrici 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera sono interessate da criticità dovute alle limitate capacità di trasporto.
- In Puglia le criticità di esercizio interessano un'estesa porzione della rete. In tal senso, si riscontrano criticità sulle linee 150 kV afferenti le SE 380/150 kV di Troia, Deliceto e Andria, queste ultime soggette ad eventi di sovraccarico in relazione anche alla alta concentrazione di impianti di produzione rinnovabile.
- Nell'area di Brindisi, importanti gruppi termici risultano collegati alla rete con una sola linea 380 kV, la cui indisponibilità comporta la perdita totale della suddetta generazione, considerata strategica per il sistema elettrico nazionale.
- Nella rete AT compresa tra Bari e Brindisi, le criticità sono rappresentate dalla scarsa capacità di trasporto delle linee 150 kV, che trasportano l'energia generata localmente nel Brindisino verso le aree di carico del Barese. Sono inoltre presenti, nell'area del Salento, rischi di sovraccarico delle direttrici tra le SE di Brindisi e Galatina.
- In Calabria la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto rispetto alla generazione eolica installata dà luogo a rischi di sovraccarico sulla rete AT. In tal senso, risultano principalmente interessate le direttrici 150 kV del Crotonese e quelle afferenti la SE di Feroletto, in particolare la dorsale 150 kV tra la SE di Feroletto e la CP Soverato.



g. Area Sicilia

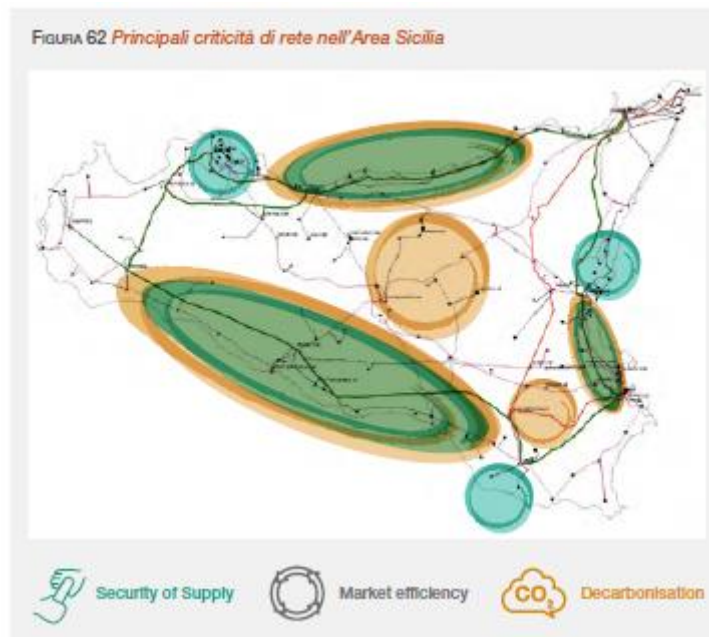
- L'alimentazione del sistema elettrico della Regione Siciliana è garantito da un parco termico vetusto, concentrato nell'area Est e Sud/ Ovest dell'Isola e da numerosi impianti FER (principalmente eolici) collocati principalmente nell'area Sud/ Ovest; la rete di trasmissione primaria è costituita essenzialmente da un'unica dorsale ad Est a 380 kV "Sorgente - Paternò - Chiaramonte Gulfi - Priolo - Isab E." e da un anello a 220 kV con ridotta capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale. Tale distribuzione del parco di generazione rende il sistema Siciliano estremamente squilibrato vincolando più del 30% degli impianti termici in esercizio e rappresentando un ostacolo anche allo sviluppo di nuova generazione in particolare da fonte eolica, in forte crescita negli ultimi anni nell'Isola.

- Durante le ore di basso carico, nell'area Nord Occidentale della Sicilia, si sono registrati elevati livelli di tensione per effetto della limitata disponibilità di risorse convenzionali; per tale motivo sono stati installati dispositivi di compensazione.

Sottesa alla rete primaria si sviluppa una rete 150 kV esposta al sovraccarico in caso di fuori servizio accidentale o programmato della rete primaria stessa: eventi di fuori servizio sulla rete primaria dell'Isola, in particolare a 220 kV, determinano:

- il rischio di portare a saturazione alcune porzioni di rete AT e conseguente Mancata Produzione Eolica;
- sovraccarichi sulle arterie AT, con conseguente rischio di disalimentazione, in particolare nelle province di Palermo, Catania, Messina, Ragusa ed Agrigento.

- Si confermano i vincoli di esercizio della generazione installata nell'area di Priolo, nel caso di fuori servizio della linea in doppia terna a 220 kV "Melilli – Misterbianco". In assenza di vincoli di produzione, si determinerebbe il sovraccarico delle linee a 150 kV dell'area.



h. Area Sardegna

Il sistema elettrico sardo presenta alcune peculiarità rispetto al sistema continentale essendo caratterizzato da:

- generatori di taglia elevata, la cui perdita provoca perturbazioni rilevanti;
- impianti termoelettrici affetti da significativi tassi di guasto;
- produzioni vincolate per determinati tipi di ciclo produttivo per più di 500 MW come Sarlux;
- impianti di generazione FER non programmabili.

- Lo stato del parco di generazione nell'Isola e la scarsa inerzia del sistema (legata anche alla ridotta interconnessione con il sistema elettrico del Continente) espone al rischio di perturbazioni la rete sarda con una frequenza molto più elevata che nel sistema continentale. In altri termini, il sistema insulare risulta molto più sensibile rispetto alle perturbazioni di rete causate da squilibri di bilancio, che inducono regimi di sovralfrequenza o sottofrequenza di entità considerevole, con conseguente rischio per la sicurezza del sistema. Attualmente il SAPEI ha reso la rete elettrica della Sardegna più stabile dal punto di vista della regolazione di frequenza in condizioni di normale esercizio. È da tenere presente che, essendo il SAPEI un doppio collegamento in corrente continua, con alta capacità di trasporto (2 cavi da 500 MW ciascuno) è possibile che si verifichino situazioni in cui l'improvvisa mancanza anche di uno solo dei due cavi generi fenomeni transitori nella rete della Sardegna molto gravosi; inoltre, considerando la necessità di garantire una potenza di corto circuito minima per il corretto funzionamento del collegamento, è necessario imporre dei vincoli alla produzione dell'Isola.

- Si segnala che, la rete 150 kV, scarsamente magliata, determina problemi di trasporto nell'area Nord-Orientale (Gallura) quando si registra un sensibile incremento del carico.

FIGURA 63 *Principali criticità di rete nell'Area Sardegna*

