

STUDIO LEGALE CERUTI

Via All'Ara n.8 - 45100 ROVIGO - Tel. 0425/21634 - 460269 - Telefax 0425/21898

Spett.le

Ministero della Transizione Ecologica

Direzione Generale per la crescita sostenibile e la
qualità dello sviluppo

cress@pec.minambiente.it

Spett.le

Istituto Superiore di Sanità

pec: protocollo.centrale@pec.iss.it

E p.c.

Spett.le

Commissione tecnica di verifica dell'Impatto

Ambientale VIA-VAS

ctva@pec.minambiente.it

OGGETTO: Enel Produzione Spa - centrale termoelettrica "Federico II" di Brindisi - Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale del progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas per la Centrale Termoelettrica "Federico II" di Brindisi - Integrazioni alla documentazione del procedimento di VIA - Osservazioni ai sensi dell'art. 24 comma 5 del D.Lgs. 152/2006

Il sottoscritto Avv. Matteo Ceruti, con studio legale in Rovigo via All'Ara n. 8, pec: matteo.ceruti@rovigoavvocati.it, in nome e per conto delle sottoscritte associazioni:

W.W.F. - ASSOCIAZIONE ITALIANA PER IL WORLD WIDE FUND FOR NATURE - O.N.L.U.S. (cod.fisc.: 80078430586), con sede in Roma via Po n. 25/C, in persona del VicePresidente e legale rappresentante *pro tempore* Dante Caserta (

e **CLIENT-EARTH**, associazione senza scopo di lucro (company number 02863827, registered charity number 1053988), con sede legale a 2-6 Cannon Street, Londra, Regno Unito EC4M 6YH, in persona del proprio amministratore delegato e legale rappresentante *pro tempore* James Thornton

giusta mandati all'assistenza stragiudiziale dei propri Assistiti, con relativi documenti di identità, che si allegano alla presente;

PREMESSO

- che la Società Enel Produzione S.p.A. ha presentato in data 20.02.2020 al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, ai sensi dell'art. 23 del D.Lgs.152/2006, istanza per l'avvio del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale del progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas per la Centrale Termoelettrica "Federico II" di Brindisi;
- che il Ministero della Transizione Ecologica - Commissione tecnica di verifica dell'Impatto ambientale VIA-VAS con nota n. 1838 del 9.04.2021 ha richiesto alla società proponente Enel Produzione S.p.A. documentazione integrativa da fornire entro 30 giorni dalla data della richiesta;
- che la società proponente ha inviato al MiTE documentazione integrativa dell'11.08.2021;
- che, in considerazione della rilevanza delle integrazioni richieste, in data 3.09.2021 è stato pubblicato l'avviso al pubblico di avvenuto deposito della documentazione integrativa ai sensi dell'art. 24 comma 5 del D.Lgs.152/2006,

consentendo, entro il termine di 30 giorni, a chiunque abbia interesse di prendere visione del progetto, del relativo studio ambientale e della documentazione integrativa, di presentare in forma scritta proprie osservazioni, anche fornendo nuovi o ulteriori elementi conoscitivi e valutativi;

tanto premesso e considerato, con il presente atto si procede al

DEPOSITO

delle presenti osservazioni ai sensi dell'art. 24 comma 5 del D. Lgs. 152/2006 sulla documentazione integrativa depositata dalla società proponente, con particolare riferimento a:

- documento di Enel dal titolo "Integrazioni e chiarimenti" dell'11.08.2021 rispetto alle RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA Nota MiTE prot.n.39020 del 15.04.2021, allegato nota CTVIA n.1838 del 09.04.2021;
- documento di Enel dal titolo "BS_integrazioni_parere_ISS" di risposta In riferimento alle richieste da parte dell'Istituto Superiore di Sanità (NOTA PROT. N.0024832 del 17.07.2020);
- documentazione integrativa relativa al metanodotto.

Si precisa sin d'ora che costituiscono parte integrante e sostanziale delle presenti osservazioni le seguenti relazioni che si accludono al presente atto:

ALLEGATO 1) relazione di ClientEarth, ECCO Think Tank e WWF Italia dal titolo "*Valutazione dell'impatto climatico del progetto di conversione da carbone a gas della centrale termoelettrica "Federico II" di Brindisi*";

ALLEGATO 2) Relazione a firma del Dott. Marco Cervino in data 28.09.2021 dal titolo "*Sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas presso la centrale termoelettrica di Brindisi Sud Federico II - Emissioni in atmosfera e potenziali impatti: revisione critica delle integrazioni fornite dal*

proponente al parere formulato dell'Istituto Superiore di Sanità (ISS) e alla richiesta di integrazioni ricevute da parte della Commissione Tecnica VIA".

* * *

A)

OSSERVAZIONI

ALLA PARTE I DEL DOCUMENTO DI ENEL DAL TITOLO

"INTEGRAZIONI E CHIARIMENTI" DELL'11.08.2021 RICHIESTA

INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA

(Nota MiTE prot.n.39020 del 15.04.2021, allegato nota CTVIA n.1838 del 09.04.2021)

1.- Nella sezione 1. PARTE I, 1.1. RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA - Nota MiTE prot.n.39020 del 15.04.2021, allegato nota CTVIA n.1838 del 09.04.2021, del documento Enel si legge:

"La realizzazione delle nuove unità a gas è in linea con gli indirizzi della Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017) e del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEC 2019) in termini di garanzia per l'adeguatezza e la flessibilità del sistema elettrico, in coerenza con gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione verso una transizione energetica sostenibile."

Detta affermazione è quanto meno fuorviante: in essa si citano infatti strumenti di indirizzo e di pianificazione non solo superati nei numeri (es. per i nuovi target di riduzione delle emissioni comunitari), ma si dimentica di dire che quegli stessi strumenti di indirizzo e pianificatori non prevedevano affatto che a Brindisi si dovessero realizzare 1680 MWe di nuova capacità gas.

2.- E ancora:

"Come riportato nel "Rapporto di Adeguatezza Italia"¹ pubblicato nel 2019 da Terna: ...".

Rammentiamo come il Rapporto adeguatezza di Terna¹ viene citato spesso in modo improprio, quasi "a proprio uso e consumo". Non solo nella risposta del proponente vedremo si fa una dissertazione su cosa si debba intendere per *adeguatezza* che poco risponde alle richieste della stessa commissione tecnica ministeriale, ma soprattutto la stessa non tiene conto di quale sia il parco progetti a gas negli ultimi due anni presentato al MiTE (già Ministero dell'Ambiente) e quindi dell'abnorme *over capacity gas* che si andrebbe a realizzare rispetto alle stesse richieste di Terna, richieste numeriche peraltro espressamente e chiaramente indicate nello stesso citato report.

A proposito della difformità delle dichiarazioni di Enel in relazione al Rapporto di adeguatezza di Terna si veda anche quanto riportato nella Parte I, capitolo 1, paragrafo C dell'ALLEGATO 1 delle presenti osservazioni dal titolo "**Valutazione dell'impatto climatico del progetto di conversione da carbone a gas della centrale termoelettrica "Federico II" di Brindisi**".

¹ TERNA - Rapporto adeguatezza Italia 2019

3.- Enel poi a pag. 5 del medesimo documento afferma:

“Contestualmente all'evoluzione dello scenario energetico anche la misura dell'adeguatezza si è evoluta, considerando, sempre di più, nell'analisi il contributo di nuove risorse di flessibilità quali gli accumuli (pompaggi idrici e/o accumuli elettrochimici, sia utility scale che distribuiti) e lo sviluppo di sistemi e logiche di Demand Side Response (DSR). A fronte di tale evoluzione i TSO hanno adottato una definizione più completa di adeguatezza: un sistema elettrico può ritenersi adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda attesa e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo.”

Una tale affermazione, ad avviso delle scriventi associazioni, non fa che confermare come il concetto di *adeguatezza*, o meglio di come la si possa conseguire, si sia evoluto nel tempo tenendo conto di molteplici fattori che contribuiscono alla adeguatezza stessa. In sostanza proprio quanto sopra affermato dovrebbe evidenziare come oggi non esista più la sola capacità termoelettrica per garantire l'adeguatezza del sistema.

4.- Con analoghe argomentazioni è possibile contestare quanto affermato nel periodo:

“Il sistema elettrico italiano ha registrato negli ultimi dieci anni una significativa riduzione della capacità di generazione termica installata e un significativo sviluppo della generazione da fonti energetiche rinnovabili variabili. In particolare, negli ultimi 6 anni, sono stati dismessi circa 15.000 MW di capacità termica tradizionale. Parallelamente è aumentata la variabilità della domanda di energia elettrica: ciò ha portato ad un aumento significativo della domanda di picco estiva e ad una frequenza sempre maggiore di picchi estivi, mettendo a dura prova l'adeguatezza del sistema elettrico già limitato da capacità di generazione come descritto in precedenza. In altre parole, negli ultimi anni è aumentato il rischio di:

- non disporre di risorse sufficienti per coprire i picchi di carico e garantire l'adeguatezza del sistema e la qualità del servizio;

- dover fare ricorso a riduzioni dei carichi (*'load shedding'*) per evitare fenomeni di blackout. “

La riduzione della capacità termoelettrica installata è sicuramente avvenuta nel nostro Paese, ma -come afferma la stessa Terna- vi possono essere differenti soluzioni per sopperire ad essa. Quello che è evidente, anche per chi gestisce la rete, è che le CTE sono il metodo più facile per mantenere le cose inalterate, ma rappresentano anche la soluzione che meno si adatta a conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione assunti a livello internazionale (a tale proposito si leggano le ampie argomentazioni tecniche riportate nella Parte I dell'ALLEGATO 1 alle presenti osservazioni).

5.- La fallacia nel ragionamento proposto da ENEL si evince anche a pag. 7 del documento qui osservato, dove si legge:

“Il *trend* crescente di eventi critici potrà essere ulteriormente aggravato nei prossimi anni a seguito della normativa nazionale e comunitaria, finalizzata al raggiungimento di una profonda decarbonizzazione del sistema energetico per far fronte ai gravi rischi del cambiamento climatico ...”

E' sicuramente vero che nei prossimi anni la quota di FER intermittenti (PV ed eolico) è destinata (si spera!) ad aumentare sensibilmente proprio per procedere a quel processo di decarbonizzazione sempre citato ma, come accennato anche in precedenza, si contesta che dal punto di vista tecnico occorra fare necessariamente ricorso ad una ridondante capacità di nuove CTE a gas quando ormai esiste la possibilità di aumentare i sistemi di accumulo, rendere le reti più intelligenti, implementare le pratiche di *demand response*, ecc. In merito al fatto che non serva nuova capacità gas in sostituzione poi dei vecchi impianti a carbone si veda anche la Parte I, Capitolo 1 dell'ALLEGATO 1.

6.- Sempre a pag.7 del documento ENEL si legge:

“La chiusura degli impianti termici tradizionali e la sensibilità della domanda di energia elettrica alle alte

temperature hanno portato a condizioni di funzionamento del sistema elettrico particolarmente critiche caratterizzate da una significativa riduzione del margine di adeguatezza. Analisi di congruità per i prossimi periodi estivi confermano la tendenza al ribasso e che in condizioni estreme (elevate temperature) il contributo dell'import è necessario per ripristinare i margini di adeguatezza a livello nazionale. Pertanto, in caso di contestuale scarsità con Paesi confinanti, è maggiore il rischio di non disporre di risorse sufficienti per coprire i picchi di carico e per garantire l'adeguatezza del sistema e la qualità del servizio. Senza azioni correttive questa tendenza proseguirà portando il sistema elettrico in condizioni di esercizio sempre più critiche ed esponendo il sistema a rischi di *black out*."

Si tratta di affermazioni da contestare e respingere dal momento che sembrano attestarsi su uno scenario BAU in cui il sistema elettrico non evolve.

Peraltro preme far rilevare come dette affermazioni da parte del proponente, contestabili in generale in un quadro che dovrà gioco forza vedere una profonda reingegnerizzazione della rete elettrica, anche per andare nella direzione della massiccia decarbonizzazione richiesta per la transizione energetica, sono ancora più infondate se si tiene conto degli aspetti zionali, ossia del fatto che le importazioni di energia elettrica di cui si parla sono prioritariamente valide per la parte settentrionale della penisola, per quanto attiene quella meridionale certi ragionamenti tendono a divenire più sfumati. Questo non perché nel Sud Italia non serva *adeguatezza* del sistema elettrico ma perché forse sono proprio le importazioni quelle che meno possono giocare un ruolo per mere ragioni geografiche.

7.- Anche le seguenti affermazioni di ENEL appaiono contestabili:

"Sempre nel "Rapporto di Adeguatezza Italia" Terna ha valutato su orizzonti temporali di medio-lungo termine (2025-2030) le risorse di generazione termica convenzionale necessarie a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico in diversi scenari. I risultati di tali valutazioni dimostrano che *"il decommissioning totale del carbone dovrà essere accompagnato da una almeno parziale riconversione a gas degli impianti attuali"*."

Si tratta infatti di affermazione potenzialmente fuorviante. Peraltro si parla di "parziale riconversione degli impianti attuali": quindi non una riconversione totale o addirittura di un ampliamento dell'attuale, come si sta verificando oggi in Italia dove sono pendenti progetti a gas per oltre 14 GW (si veda anche Report "Ripe for Closure" https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2021/09/Ripe-for-Closure-Europe_Fossil-Fuel-Overcapacity_CREATZ.pdf).

8.- Nel documento Enel poi si continua:

"Peraltro, anche il PNIEC evidenzia che il gas continuerà a svolgere nel breve e medio periodo una funzione essenziale, in sinergia con le fonti rinnovabili, e che occorre continuare a prestare una particolare attenzione alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento."

Ricordiamo però ancora una volta come il PNIEC tanto citato risulti superato, per cui ancorarsi ad esso appare errato visti i nuovi target EU che chiedono di incrementare a -55% la riduzione di emissioni CO₂ entro il 2030. Si tratta quindi di obiettivi di decarbonizzazione che divengono sempre meno compatibili con l'incremento di potenza gas prospettato in Italia. Sul ruolo del gas come combustibile non certo amico del clima si veda quanto esposto in dettaglio nella Parte II dell'ALLEGATO 1 alle presenti osservazioni.

9.- Il medesimo errore si evince anche nel periodo successivo del documento Enel in cui si afferma:

"Per quel che riguarda la decarbonizzazione e quindi il raggiungimento del target di riduzione dei gas serra, nel PNIEC si specifica che:..."

Ribadiamo come continuare a citare il PNIEC (del 2019) come punto di riferimento in termini dei target di decarbonizzazione è assolutamente errato dal momento che questo documento

dovrebbe essere già in fase di riscrittura per adeguarsi ai nuovi target comunitari che ricordiamo sono decisamente più sfidanti. Così in particolare la riduzione delle emissioni gas serra deve passare da -40 a -55% entro il 2030: nuovi target che lasciano ben poco spazio all'incremento della capacità gas che ricordiamo essere un combustibile fossile con un potere climalterante molto elevato (al riguardo si veda anche l'ampia trattazione sviluppata nella Parte II dell'ALLEGATO 1).

10.- La lettura distorta degli strumenti di pianificazione energetica da parte del Proponente prosegue anche a pag.8 dove si legge:

“Nel PNIEC viene rappresentato anche come (cfr. pag 7 PNIEC) “(...) *il phase out dal carbone potrà essere implementato attraverso, tra l'altro, la realizzazione di unità termoelettriche addizionali alimentate a gas, necessaria anche in considerazione dell'incremento delle quote di rinnovabili nella generazione elettrica per il mantenimento dell'adeguatezza del sistema (...)*”.

Appare evidente come nel pur ampiamente superato PNIEC quando si parla di uso di nuova capacità gas per implementare il *phase out* carbone si dice "tra l'altro": il che evidentemente significa che eventuali nuove CTE a gas dovrebbero essere soltanto uno degli strumenti per supportare l'incremento quota FER, e non certo lo strumento esclusivo.

In ogni modo maggiori informazioni suppletive circa inutilità di nuova capacità a gas in Italia sono ampiamente illustrate nella Parte I, Capitolo 1 dell'ALLEGATO 1.

11.- E ancora nel documento Enel si legge:

“La realizzazione mirata di capacità a gas a ciclo aperto e combinato ad altissima efficienza, con i criteri di efficienza e compatibilità ambientale proposti nel pieno rispetto delle *Best Available Techniques* (BAT) di settore, si inserisce pienamente nell'impostazione tracciata dal PNIEC, con la funzione di rendere possibile il processo di phase-out dalla generazione a carbone e per complementare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, garantendo la necessaria adeguatezza al sistema elettrico e per sopperire alle caratteristiche di discontinuità di produzione rinnovabile.”

Per le ragioni già illustrate (e quindi anche con una certa inevitabile pedanteria) rammentiamo nuovamente come il PNIEC sia assolutamente superato come target strategici di riduzione delle emissioni climalteranti e, quindi, i già contestabili valori sul gas che vi erano contenuti, sono, alla luce dei nuovi obiettivi comunitari, assolutamente da rivedere al ribasso: circostanza che rende improponibile qualsiasi ragionamento a favore della nuova capacità gas, soprattutto nelle misure prospettate a livello del parco progetti sottoposti a VIA.

Al riguardo si vedano ulteriori argomentazioni tecnico-scientifiche riportate diffusamente in ALLEGATO 1.

12.- Affermazioni poi come quelle riportate dal proponente a pag. 8:

“La non realizzazione del progetto delle nuove unità a gas a Brindisi si tradurrebbe in una mancata opportunità di concretizzare la chiusura degli impianti a carbone e di realizzare il programma previsto per la transizione energetica, che secondo le riportate previsioni del PNIEC è subordinata anche alla programmazione e realizzazione nell'immediato futuro degli impianti termoelettrici a gas necessari per il sistema e delle relative infrastrutture.”

risultano gravi ed evidentemente inaccettabili, oltre che assolutamente smentite nei fatti come è possibile evincere anche nelle argomentazioni tecniche riportate diffusamente nella Parte I dell'ALLEGATO 1.

13.- Sempre a pag.8 del documento Enel si legge:

“Infine, secondo il rapporto di adeguatezza di Terna, nello scenario PNIEC, gli impianti a gas dovranno essere dislocati principalmente nella zona Nord (poco più del 60%) e in misura minore nel Centro, nel Sud e in Sardegna.

In linea con tali valutazioni, le nuove unità a gas di Brindisi sono pensate con ottica modulare in ciclo aperto/ciclo combinato per rispondere in maniera flessibile alle esigenze di nuova capacità del sistema, e in tutte le configurazioni in riduzione rispetto alla capacità elettrica e termica attualmente installata nel sito.”

Si tratta di affermazioni contraddittorie o per meglio dire illogiche: cosa c'entra la necessità di maggiore dislocazione di nuovi impianti nella zona Nord con la nuova unità a gas di Brindisi? Si tratta peraltro di considerare proprio come gli stessi dati Terna (nel più volte citato Rapporto Adeguatezza) dicano che, per soddisfare i requisiti di adeguatezza della rete elettrica nazionale nel Sud Italia, servivano nuovi 1500 MWe a gas (soprattutto per compensare la chiusura di quelli a carbone). Quindi in considerazione dei molti progetti di CTE già presentati nella zona Sud rischiamo di avere una nuova capacità a gas addirittura oltre tre volte superiore al già ridondante dato richiesto da Terna: al riguardo si veda ad esempio il paragrafo C nel Capitolo 1, Parte I, contenuto nell'ALLEGATO 1.

14.- Quanto scritto a pag. 10 da ENEL

“In merito alla richiesta di analisi di alternative che considerino una riduzione della taglia della turbina a gas e l'integrazione di rinnovabili sul sito, si rappresenta quanto segue.

Enel ha proposto la tecnologia alimentata a gas naturale con turbina di ultima generazione, classe H, corrispondente a quella di massima efficienza sia in ciclo aperto che combinato, consentendo il raggiungimento dei livelli di efficienza previsti dalle *Best Available Techniques* (“BAT”), in vigore per tali tipologie di impianto.

Tale tecnologia (Classe H) per taglie più piccole non è disponibile, pertanto, alternative basate su taglie d'impianto GT più contenute comporterebbero il ricorso a tecnologie più obsolete con efficienze inferiori ed emissioni specifiche più elevate.”,

contiene diversi elementi importanti: si tratta infatti di una risposta da cui sembrerebbe evidente la volontà da parte dell'azienda di puntare prioritariamente sul progetto di taglia maggiore piuttosto che procedere a riduzione della taglia impiantistica.

Facciamo però notare come la risposta dell'azienda appaia per certi versi illogica rispetto non solo alle richieste ministeriali, ma alle stesse esigenze della rete elettrica: la maggiore efficienza di un impianto Classe H da 1730 MWe sono connaturate ad un impianto a ciclo chiuso destinato quindi prioritariamente a funzionare non come dei *peaker* ma come *baseload* (funzionamento in continuo per copertura del carico di base). Però è noto come un impianto che deve coprire l'intermittenza delle FER non deve funzionare come impianto per copertura del carico di base, deve cioè seguire le oscillazioni che si hanno sulla rete con frequenti accensioni e spegnimenti, si tratta di aspetti che influiscono molto sui dati reali di efficienza (e quindi sulle reali emissioni). Al riguardo si evidenzia come i dati riportati nella tabella di pag.9-10 siano teorici, ossia legati ad un funzionamento in condizioni ottimali dell'impianto. Nel momento in cui questo si allontana dalle condizioni ottimali (TEORICHE) l'efficienza scende e i dati di emissione (di tutti gli effluenti gassosi) tendono a salire con i maggiori sforamenti proprio durante i transitori, peraltro notoriamente più difficili da monitorare.

15.- Leggiamo ancora a pag. 10:

“Dai dati riportati si evince che le efficienze e fattori di emissioni di CO₂ delle TG proposte per il progetto di Brindisi risultano abbondantemente migliorativi rispetto ai TG del parco termoelettrico italiano e rispetto ad altre taglie di potenze inferiori disponibili sul mercato (confronto tabella sopra riportata).”

Però i dati di emissione così come riportati (nella summenzionata tabella) appaiono fuorvianti anche per le ragioni precedentemente esposte: le emissioni di CO₂ sono sì determinate dall'efficienza media dagli impianti ma anche da quanto e come questi vengono fatti funzionare. In pratica, i parametri in tabella risultano massimamente significativi nel caso di funzionamento ottimale in continuo, ma tendono ad appiattirsi (si riducono le differenze) nel

caso di funzionamento come *peakers* dove il peso di continue accensioni e spegnimenti diviene per nulla secondario.

16.- Illogica risulta poi l'affermazione:

"Inoltre, l'approccio modulare proposto, con la possibilità di installazione di una turbina in ciclo aperto, due turbine in ciclo aperto o l'assetto ciclo combinato consente di avere la massima flessibilità rispetto alle esigenze di nuova capacità del sistema elettrico".

Non si capisce infatti perché realizzare 1680 MWe per poi non farli funzionare se non in minima parte, o meglio si potrebbe comprendere solo sulla base della possibilità di accedere al vantaggioso meccanismo del *capacity market*: su questo aspetto si veda anche quanto riportato nella Parte I, Capitolo 2 dell'ALLEGATO 1.

17.- Anche l'affermazione:

"Si fa presente, infine, che, come già specificato nell'introduzione della Relazione Progettuale allegata allo Studio di Impatto Ambientale, la potenza elettrica del nuovo impianto, in fase ciclo combinato, potrebbe subire un aumento dai 1680 MWe indicati preliminarmente fino a 1730 MWe per tenere conto dell'ulteriore sviluppo tecnologico in corso per le nuove turbine a gas di classe H."

sembrerebbe confermare la volontà dell'azienda di attestarsi sulla potenza massima e non su un progetto ridotto.

18.- Leggiamo quindi tra pag. 11 e pag. 12 alcune considerazioni sui rischi di non realizzare la nuova CTE a gas:

"La mancata realizzazione delle nuove unità a Gas di Brindisi comporterebbe:

- **Il rischio di non disporre di un sufficiente livello di adeguatezza**, inteso come rapporto tra capacità di generazione programmabile e domanda di picco del sistema, come evidenziato dal Piano Nazionale Integrato dell'Energia ed il Clima, e di non poter così consentire il phase-out della generazione a carbone e lo sviluppo delle rinnovabili secondo i target previsti;

- **La necessità per il sistema elettrico di dover sopperire alla quota di domanda che non è possibile soddisfare con fonti rinnovabili attraverso le unità termoelettriche esistenti del parco italiano, con efficienza media inferiore e peggiori performance ambientali rispetto a quelle delle nuove unità a gas di Brindisi."**

Ora, relativamente al primo punto abbiamo già spiegato come il rischio di non avere un sufficiente livello di adeguatezza sia infondato e al riguardo si rimanda anche alla Parte I, Capitolo 1 dell'ALLEGATO 1.

Per quanto attiene al secondo punto, oltre alle argomentazioni sempre presenti nella Parte I, Capitolo 1 dell'ALLEGATO 1, si deve ancora una volta evidenziare come le performance degli impianti dipendono non solo dalla tecnologia impiegata ma dal regime di funzionamento degli stessi.

19.- Quando poi si parla dei possibili impatti a pag. 12 si legge:

"Per ciò che concerne gli impatti attesi dalla realizzazione ed esercizio delle nuove unità con la reale attività del sito, come noto lo Studio d'Impatto Ambientale è stato redatto considerando la capacità in esercizio a pieno carico nominale continuo e pertanto consente di valutare la compatibilità di tali impatti, per le differenti componenti, nello scenario più cautelativo dal punto di vista ambientale, ovvero di massimo impatto potenziale ai fini della valutazione."

Occorre contestare il fatto che lo scenario a pieno carico nominale continuo sia quello più cautelativo perché così facendo si introducono importanti sottostime relative ai transitori di funzionamento che sono invece molto frequenti nei funzionamenti come peaker e si tratta dei momenti in cui molti contaminanti sono rilasciati in atmosfera con valori di diversi ordini di grandezza superiori ai valori tabellari.

20.- E ancora affermare che:

“Per tutte le condizioni di funzionamento, gli impatti attesi dalle nuove unità a gas saranno minori rispetto all’equivalente funzionamento dell’impianto attuale a carbone. “,
rischia di risultare fuorviante. Che un impianto a gas abbia emissioni specifiche più basse di un impianto a carbone è pacifico e noto, ma confrontare un impianto a carbone che oggi funziona forse al 25% della sua potenza e che dovrebbe essere prossimo alla chiusura (diciamo entro il 2025) con un nuovo impianto che invece dovrebbe restare in linea per almeno 15 anni (almeno quelli remunerati dal *capacity market*) non risulta corretto.

21.- In merito poi all’affermazione

“Inoltre, a fini valutativi, si segnala come in scenari diversi di funzionamento dell’impianto a gas rispetto a quello a massimo carico rappresentato, gli impatti assoluti attesi saranno certamente minori rispetto a quelli modellati e pertanto più sostenibili.”,

ribadiamo quanto già precedentemente espresso: sicuramente le emissioni complessive (massicche) nel caso di funzionamento a carico ridotto saranno inferiori a quelle a pieno carico, ma il proponente omette di ricordare come invece le emissioni specifiche (ad esempio per unità di energia prodotta) possano essere sensibilmente più alte non solo perché l’impianto potrebbe operare a ciclo aperto (per le minori esigenze di rete) ma proprio il funzionamento come *peaker* determina frequenti transitori con picchi di emissione sensibilmente più alti rispetto al funzionamento a regime e agli stessi limiti di legge che si applicano per il funzionamento in continuo.

22.- Sempre a pag. 12 si legge:

“Nella documentazione fornita è possibile verificare che il progetto proposto è di per sé compatibile con l’ambiente:

- in termini assoluti, rispetto ai valori limite previsti dalla normativa
- in termini relativi, rispetto allo stato attuale dei comparti ambientali che, essendo caratterizzati sulla base di dati rilevati in ambiente, includono peraltro il contributo dell’impianto attuale secondo la sua reale attività, oltre ai contributi cumulati di tutte le restanti sorgenti presenti sul territorio e degli apporti di aree esterne.”

Si tratta di affermazioni autoreferenziali da contestare sia in termini assoluti che relativi dal momento che il rispetto dei limiti previsti dalla normativa (e ci mancherebbe che si dichiarasse anche di non voler rispettare detti limiti) sono una condizione necessaria ma non sufficiente ad una pronuncia positiva di VIA e di VIS.

Relativamente poi alla situazione ambientale con annesse correlazioni sulla salute umana, spiace evidenziare come questa non sia affatto tranquillizzante e gli stessi dati del noto studio Forastiere evidenziano un quadro per l’appunto non tranquillizzante.

23.- Peraltro, ad ulteriore conferma di una sottovalutazione dei problemi connessi agli inquinati leggiamo:

“In accordo ai bilanci massici degli assetti attuale e futuro riportati nel SIA, le componenti emissive risultano in riduzione per NOx, CO e NH₃ ed in particolare si evidenzia l’annullamento delle emissioni di SO₂ e PTS.”

Il fatto che le componenti emissive di certi inquinati sarebbe destinata a calare non solo non è sempre vero perché se le emissioni specifiche (ad esempio per kWh prodotto) sono più basse per una CTE a gas, non è detto che i valori complessivamente emessi siano poi trascurabili (soprattutto in termini di impatti sulla salute) dal momento che conta il regime di funzionamento dell’impianto stesso (numero di ore di funzionamento, assetto a ciclo aperto o

chiuso, numero accensioni e spegnimenti, ecc.).

Peraltro affermare che si perviene ad un "annullamento" delle emissioni di polveri risulta in contrasto con quanto affermato dalla lettura scientifica, come si evidenzia anche nella relazione a firma del dott. M. Cervino "Emissioni in atmosfera e potenziali impatti: revisione critica delle integrazioni fornite dal proponente al parere formulato dell'Istituto Superiore di Sanità (ISS) e alla richiesta di integrazioni ricevute da parte della Commissione Tecnica VIA.", ALLEGATO 2 alle presenti osservazioni (si veda in particolare la sezione 1.1. Particolato primario).

Sempre in detto ALLEGATO 2 (nella sezione 1.3. **Inquinanti secondari: particolato secondario e ozono**) si evidenzia altresì come (da ampi dati di letteratura) vi sia poi un ruolo attivo da parte degli NOx nella formazione del particolato secondario con conseguenti gravi effetti sulla salute e con un ampliamento dello stesso areale impattato.

24.- Sempre connesso al tema NOx e sempre rimandando all'ALLEGATO 2 si deve contestare anche l'affermazione:

"Al fine di consentire il significativo abbattimento delle emissioni di NOx nella configurazione in ciclo combinato, verrà installato un catalizzatore SCR che permetterà di ottenere livelli di performance ambientali elevatissime."

Aggiungiamo, peraltro, che anche in questo caso non si considera l'opzione zero, assolutamente percorribile come si evidenzia nella Parte I, Capitolo 1 dell'ALLEGATO 1. Una contestazione quest'ultima che vale anche per il successivo periodo del documento Enel:

"A parità di ore di funzionamento dell'impianto a carbone, l'impatto ambientale in termini di emissioni dei principali inquinanti del nuovo impianto di produzione a gas risulterebbe migliorativo ed in linea con le *Best Available Techniques* (BAT)."

25.- Le affermazioni seguenti

"In condizione massimo carico, come già indicato nel SIA, le emissioni dell'impianto di Brindisi rientreranno nel *range* dei limiti ammessi dalle BAT e con valori stimati delle concentrazioni dei macroinquinanti normati, nel punto di massima ricaduta, al di sotto dei limiti di legge. "

risultano già essere state oggetto di contestazione ma per praticità si richiama qui brevemente come il vantare il rispetto dei limiti associati alle BAT non possa costituire un fattore di merito aggiunto ma il minimo inderogabile: condizione necessaria ma non sufficiente per una pronuncia di VIA e soprattutto di VIS positiva, soprattutto in un contesto di elevato stress ambientale e sanitario, com'è quello in esame.

26.- Per ragioni già esposte in precedenza e che brevemente riportiamo di seguito si contestano le affermazioni di pag. 13

"In merito alla richiesta formulata nel punto c), si evidenzia quanto segue.

Secondo quanto riportato dal PNIEC, per consentire la dismissione degli impianti a carbone esistenti, il sistema elettrico nazionale avrà bisogno di un mix di nuove risorse per garantire la capacità sufficiente a consentire la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Pertanto, attraverso la realizzazione del nuovo impianto a gas, sarà possibile contemplare scenari rapidi di chiusura del carbone.

Per quanto attiene il confronto con lo scenario 2025 e con la prevista chiusura dell'attuale impianto, si può considerare che il massimo beneficio atteso sulla qualità dell'aria corrisponda ad una riduzione delle immissioni pari al contributo stimato nell'Allegato A al SIA nello scenario definito "attuale". Tali stime sono da considerarsi un massimo teorico poiché nel corrente scenario l'esercizio dell'impianto è significativamente ridotto come lo sono anche le emissioni e gli effetti associati. L'entità delle stime prodotte, pur con questa significativa cautela, indicano che lo stato della qualità dell'aria non varierà significativamente rispetto a quello esistente a seguito dello spegnimento della Centrale a carbone (al netto di evoluzioni del contesto emissivo per settori non dipendenti da

Enel). La realizzazione del progetto pertanto comporterà i massimi contributi riportati nell'Allegato A per lo scenario in ciclo aperto ed in ciclo combinato (riferiti ad un esercizio a carico nominale ininterrotto) che evidenziano come l'impianto proposto non apporterà contributi per SO₂ e polveri primarie e apporterà contributi per le sostanze emesse ampiamente inferiori ai valori limite per la qualità dell'aria e tali da non alterare lo stato della qualità dell'aria presente nel territorio."

Per prima cosa ribadiamo come il PNIEC non solo non preveda che tutta la capacità a carbone debba essere sostituita da pari capacità gas, ma come lo stesso PNIEC risulti essere strumento di pianificazione energetica assolutamente superato dai nuovi target europei che ci impongono una accelerazione del processo di decarbonizzazione (ossia di eliminazione di tutte le fonti fossili, di cui il gas è parte non trascurabile).

Sul ruolo del gas naturale, che ricordiamo è costituito prevalentemente da CH₄ (fossile), come potente agente climalterante esiste una sterminata letteratura e vastità di argomenti riportati anche nella Parte II dell'ALLEGATO 1.

Per quanto attiene alla sicurezza (e adeguatezza) del sistema elettrico abbiamo più volte ricordato in queste osservazioni come esistano opzioni e soluzioni diverse dal pensare di sostituire il carbone con il gas che ricordiamo ancora non può più essere considerato come combustibile di transizione in un processo di decarbonizzazione accelerato (si veda sempre Parte II dell'ALLEGATO 1).

Anche in merito ai benefici su qualità dell'aria al 2025, con il passaggio dall'attuale impianto a carbone a quello a gas, occorre considerare che oggi l'impianto a carbone è in fase di produzione calante (siamo probabilmente al 25%), quindi il raffronto con un nuovo impianto a gas da 1680 MWe (se non 1730 MWe) risulta alquanto forzato per ragioni già esposte. Nell'ALLEGATO 2 si evidenziano molte delle criticità connesse alle emissioni inquinanti di una nuova CTE a gas di quelle dimensioni, compresa la gravità di trascurare inquinanti come lo stesso particolato primario (si veda sezione **1.1. Particolato primario** del citato ALLEGATO 2), che non è affatto assente nelle emissioni che possono variare sensibilmente anche al variare del carico della turbina.

27.- A pag. 14 del documento Enel qui in esame si legge

"• **In merito alla richiesta formulata nel punto d), si evidenzia quanto segue.**

Il progetto nella sua Fase 3 in ciclo combinato (CCGT) garantirà la produzione di energia elettrica alla massima condizione di efficienza e performance ambientale, secondo le migliori tecnologie *Best Reference Technologies (BReF)* ad oggi disponibili sul mercato. In particolare, riguardo alle emissioni di CO il progetto proposto consentirà di ridurre le emissioni attuali passando da un valore limite di 80 mg/Nm³ su base annuale per le unità esistenti a carbone, alle performance attese di 30 mg/Nm³ su base annuale.

Considerando quanto espresso, nonché quanto evidenziato nei punti precedenti in merito alla scelta della taglia del turbogas proposto ed alla possibilità che una produzione anche parziale sia basata sulle fonti rinnovabili, nel seguito si effettuano alcune considerazioni in merito allo scostamento marginale della concentrazione di CO previsto dalla stima modellistica su alcuni recettori sensibili per la Fase 3 del progetto in ciclo combinato ..."

Si tratta di affermazioni che non sembrano adeguatamente tener conto proprio delle connessioni con il fattore di carico/utilizzo dell'impianto, ossia che proprio l'impianto nella sua configurazione 2+1 da 1680 MWe (o forse 1730) con funzionamento in continuo avrebbe sì le emissioni specifiche di CO (mg/Nm³) più basse, ma poi occorre tenere conto anche del numero di ore di funzionamento dell'impianto visto che gli effetti sulla salute non dipendono solo da quanti mg per Nm³ vengono rilasciati. Altri aspetti inerenti criticità connesse con il CO sono riportati nell'ALLEGATO 2.

28.- Arriviamo quindi alla trattazione di pag.17 del documento Enel in cui si introduce, su

richiesta della CTVA, un'ipotesi progettuale di impianto a potenza ridotta (CONFIGURAZIONE 1TG+1TV) e riferibile quindi a l' "Addendum - configurazione 1+1" allo Studio di Impatto Ambientale (Allegato "BS_Allegato_punto_1_Configurazione 1+1_Addendum al SIA"). Premesso che, da tutto quanto scritto dal proponente, tale ipotesi progettuale non sembra essere stata presa in seria considerazione ma sia volta prioritariamente a dare risposta alla richiesta puntuale della Commissione ministeriale, appaiono emergere alcune incoerenze ed errori ad esempio nei ragionamenti che correlano il dimezzamento della potenza al dimezzamento delle emissioni. La cosa è particolarmente evidente, ad esempio, a pag.24-25 in cui si afferma:

"Infine, riguardo all'impatto potenziale sul sistema in termini di emissioni di CO₂, si può stimare che un impianto CCGT, in configurazione 2+1 di classe H efficiente e flessibile e di taglia equivalente a quanto proposto nel SIA, possa generare un ammontare di CO₂ fino a ~4,3 Mton/anno, assumendo una produzione annua di circa 13 TWh (a pieno carico e corrispondente ad un fattore di utilizzo dell'ordine del 90%). Qualora tale generazione fosse prodotta con impianti a gas del parco esistente italiano si avrebbe un impatto peggiorativo dell'ordine di ~540.000 ton/anno. Nel caso di configurazione 1+1, a pieno carico e considerando il medesimo fattore di utilizzo, l'impianto genererebbe fino a ~2,15 Mton/anno, con una riduzione indicativamente dell'ordine di ~270.000 ton/anno rispetto alla generazione con impianti a gas del parco esistente italiano."

Ora, a parte le possibili contestazioni nei raffronti con emissioni rispetto al parco termoelettrico esistente (ad esempio sulla CO₂ complessivamente risparmiabile che si basa, tra le altre cose, su un poco realistico fattore di utilizzo del 90%), qui ci focalizziamo su un qualcosa che appare illogico e tecnicamente errato: il proponente afferma che al dimezzamento della potenza, a parità di fattore di utilizzo, si avrebbe anche un dimezzamento netto delle emissioni. Viene però da chiedersi come questo sia possibile dal momento che i dati di emissione erano tarati sulle performance più elevate che ENEL attribuiva a impianti a ciclo chiuso di classe H che, per stessa affermazione dell'azienda, sono quelli che per avere massime efficienze dovrebbero stare su potenze di 1730 MWe; quindi ne segue che -seguendo gli stessi dati di Enel- un impianto più piccolo non potrebbe raggiungere quel 61% di efficienza e quindi, a parità di fattore di utilizzo, un impianto a potenza dimezzata non potrebbe emettere la metà della CO₂ ma sicuramente un valore in proporzione maggiore.

B)

OSSERVAZIONI

AL DOCUMENTO DI ENEL DAL TITOLO

"BS_INTEGRAZIONI_PARERE_ISS" DI RISPOSTA IN RIFERIMENTO
ALLE RICHIESTE DA PARTE DELL'ISTITUTO SUPERIORE DI SANITÀ
(NOTA PROT. N.0024832 DEL 17.07.2020);

1.- In merito al documento in oggetto presentato da Enel l'11.08.2021 di risposta ai rilievi contenuti nel parere dell'Istituto Superiore di Sanità sulla "Valutazione di Impatto Sanitario" si rileva quanto segue.

Si rileva la carenza dell'integrazione inerente l'inquinante ammoniacca (NH₃) che, si sottolinea, trattasi di un inquinante estremamente irritante per le vie respiratorie in un contesto epidemiologico (quello dell'area brindisina) in cui le malattie respiratorie fanno registrare un

eccesso sia di mortalità che di ospedalizzazione.

Inoltre, l'ammoniaca presenta una elevata tossicità per gli organismi marini come chiaramente descritto dalla scheda di rischio dell'ILO

https://www.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_lang=en&p_card_id=0414&p_version=2

nella quale si raccomanda di non disperderla nell'ambiente.

Inoltre, la NH₃ è estremamente reattiva con l'acqua e la vicinanza al mare dell'impianto non può che amplificare i predetti eventi.

Ulteriori carenze emerse nelle risposte del proponente sono esposte nella sezione **1.4. Ammoniaca dell'ALLEGATO 2 "Emissioni in atmosfera e potenziali impatti: revisione critica delle integrazioni fornite dal proponente al parere formulato dell'Istituto Superiore di Sanità (ISS) e alla richiesta di integrazioni ricevute da parte della Commissione Tecnica VIA."**

2.- In relazione al capitolo riguardante "Approfondimento sulle ricadute e ampiezza dell'area di studio", anche per quanto concerne la già citata NH₃, si rinvia alle osservazioni critiche riportate nella già ricordata relazione del dott. M. Cervino (dal titolo "Emissioni in atmosfera e potenziali impatti: revisione critica delle integrazioni fornite dal proponente al parere formulato dell'Istituto Superiore di Sanità (ISS) e alla richiesta di integrazioni ricevute da parte della Commissione Tecnica VIA."), ALLEGATO 2 alle presenti osservazioni, specificamente nella sezione **1.5. Approfondimento sulle ricadute e ampiezza dell'area di studio**.

3.- Nei profili di salute ante operam non appare corretto considerare con confronto la media italiana. In questo modo si realizzerebbe una sorta di licenza ad immettere più inquinanti nell'ambiente. Il confronto va realizzato con realtà urbane non industrializzate od aree meno esposte in cui siano assenti gli inquinanti specifici dell'attività in esame o presenti in concentrazioni inferiori.

4.- In merito all'Health Impact Assessment epidemiologico, la modellistica utilizzata tende a stimare il RR in base a fonti di letteratura e ad accettare le situazioni in cui gli eventi sono non superiori a 1 ogni 10000 esposti. Si rileva *in primis* che la soglia è del tutto arbitraria. Inoltre, il metodo non dà conto di quanto sia l'incremento di casi attribuibili quando le emissioni dell'impianto a gas che dovrebbe essere costruito si sommano a quelli degli impianti già esistenti.

5.- Osservando poi le emissioni dal 1991 al 2014 si rileva, dall'inizio degli anni 2000, una loro progressiva riduzione dovuta alla chiusura di impianti chimici e della centrale Brindisi Nord, alla riconversione a ciclo combinato di quella dell'Eni. Così come le più recenti riduzioni sono dovute alla crisi economica e a un diverso modo di produrre energia. Ma nel 2004 le quantità di PM10 emesse dalle centrali sono di poco inferiori a quelle degli anni '90, i cui effetti a lungo termine sono ancora in corso e attesi fino almeno alla metà di questo decennio. Ciò significa che, molto probabilmente, stiamo diagnosticando più malattie croniche cardiovascolari e respiratorie e tumori rispetto ad aree non così pesantemente industrializzate.

Lo studio Forastiere - a cui si attribuisce impropriamente la dimostrazione della cessazione, col 2013, di ogni impatto sanitario significativo dell'inquinamento industriale - sostiene che per "*l'associazione tra emissioni da centrali termoelettriche e ricoveri ospedalieri per malattie*

cardiovascolari e respiratorie.... Al diminuire delle esposizioni ambientali.... si è osservata una diminuzione della forza dell'associazione pur rimanendo presente una relazione statisticamente significativa per il periodo più recente tra le emissioni da centrali elettriche e le malattie cardiovascolari e respiratorie”.

A ben vedere i numeri il periodo più recente in cui si registra la diminuzione dell'eccesso è quello dal 2005 al 2013 e per le malattie dell'apparato respiratorio, il rischio relativo persino aumenta (sia pure di poco) nel 2010-2013 rispetto al quinquennio precedente. I ricercatori forniscono una possibile spiegazione della permanenza dell'effetto negli anni più recenti rinviando le responsabilità al passato: *“dati la riduzione dei livelli di esposizione ambientale dell'ultimo periodo è presumibile che le persone che vivono nelle stesse aree che hanno avuto esposizione più alta nel passato continuino a manifestare effetti sanitari in rapporto ad esposizioni pregresse”*. Una spiegazione quest'ultima che risulta debole e che potrebbe invece valere anche per gli aumenti di rischio registrati nel 2005-2009 i quali però risultano sostanzialmente uguali per intensità a quelli dell'ultimo periodo (2010-2013) pur avendo alle spalle esposizioni molto più intense. La questione è forse più complessa e vale la pena notare che in questi casi alcune sottovalutazioni possono danneggiare la salute pubblica.

Emerge chiara la necessità non solo di curare al meglio l'eccesso di malattie cardiovascolari ma anche di prevenirle sia con “l'adozione delle migliori tecniche disponibili per il contenimento delle emissioni industriali” – misura suggerita anche dallo stesso Studio Forastiere, ma che risulterebbero già disattese nella recente revisione dell'AIA di Cerano (dove si sarebbe potuto abbassare le emissioni alle BAT: concentrazione nei fumi media giornaliera di 20, 90 e 5 mg/Nm3 rispettivamente per SO2, NOx e polveri).

6.- E ancora, nella valutazione epidemiologica non si tiene poi conto di un recente studio che utilizza dati ISTAT. Un gruppo di ricercatori (Russo A. et al Uso dei dati Istat per la sorveglianza epidemiologica. Epidemiol Prev 2019; 43 (5-6): 312-313) ha utilizzato i dati Istat per aggiornare al 2016 la mortalità generale e per causa specifica del capoluogo e confrontarla con quella regionale e nazionale.

Lo studio, utilizzando le cause iniziali di decesso dei residenti in Italia, in Puglia e nel comune di Brindisi, restituisce analisi epidemiologiche per un verso più aggiornate, in quanto riferite al periodo 2012-2016, e d'altro canto più complete, in quanto riferite ad ogni voce dei raggruppamenti delle cause di morte Eurostat. Tale approccio consente anche ad un Comune quale quello di Brindisi, che costituisce un sito di interesse nazionale per le bonifiche, di monitorare lo stato di salute della popolazione senza attendere, in relazione alla mortalità, aggiornamenti parziali e non tempestivi da parte delle agenzie regionali o dello studio SENTIERI.

I dati confermano che la salute delle donne a Brindisi presenta dei numeri negativi per la mortalità per tutte le cause considerate nel complesso, per tutti i tumori considerati nel complesso e in modo particolare per il tumore della mammella.

Anche l'eccesso di mortalità generale, che è statisticamente significativo per le donne del comune e della provincia di Brindisi rispetto al riferimento regionale, è maggiore ove valutato rispetto al riferimento nazionale. D'altronde anche per le donne della regione Puglia si riscontra, rispetto al riferimento nazionale, nel periodo 2012-2016 un eccesso di mortalità statisticamente significativo.

Considerando che la mortalità per tumore della mammella rientra tra la mortalità evitabile, si potrebbe ritenere che la causa dipenda dai ritardi nello screening di questi tumori. Già il quinto

rapporto SENTIERI però aveva segnalato che l'incidenza del tumore alla mammella (dati fino al 2010) era in eccesso a Brindisi rispetto al dato regionale ed anche lo studio Forastiere aveva segnalato un eccesso di mortalità per tumori al seno nei gruppi con livello socio-economico svantaggiato.

7.- Si deve partire dagli eccessi epidemiologici di patologia tumorale (essendo emessi cancerogeni) e non tumorale ed attribuire la quota spettante alle emissioni dichiarate, meglio se misurate. Stabilita la quota di malattia o di decessi attribuibile sarà possibile stabilire quanta riduzione della stessa è possibile con la riduzione delle emissioni con utilizzo delle migliori tecnologie disponibili (BAT).

8.- Il monitoraggio epidemiologico proposto dovrebbe riguardare l'aggiornamento della coorte costituita per lo Studio "Forastiere" con l'inclusione della salute materno-infantile, carente delle gravidanze abortive nella versione pubblicata nel 2013. In particolare si tratta di aggiornare lo studio ad oggi per avere un dato basale ed effettuare un aggiornamento biennale. Entrambe le fasi devono vedere il coinvolgimento degli stakeholders per concordare i parametri da monitorare.

* * *

Alla luce dei rilevanti profili di impatto ambientale e sanitario derivanti dal progetto sottoposto a procedura, nonché delle significative carenze e contraddittorietà degli elaborati integrativi di progetto (presentati a seguito della richiesta della CT VIA n.1838 del 09.04.2021 e del parere dell'I.S.S. n. 24832 del 17.07.2020) che sono stati evidenziati nelle suddette osservazioni e nelle due relazioni ivi allegate che costituiscono parte integrante delle osservazioni stesse,

SI CHIEDE

che sul progetto venga emesso un provvedimento negativo di impatto ambientale.

La presente viene trasmessa anche a codesto Istituto Superiore di Sanità in relazione ai rilievi inerenti l'impatto sanitario del progetto, per ogni conseguente valutazione.

Si allega tutta la documentazione già menzionata, nonché i mandati all'assistenza stragiudiziale dei propri Assistiti con i relativi documenti di identità.

Addì, 2 ottobre 2021

Avv. Matteo Ceruti

Rapporto energetico-climatico

Valutazione dell'impatto climatico del progetto di conversione da carbone a gas della centrale termoelettrica "Federico II" di Brindisi



ECCO

IL THINK TANK ITALIANO
INDIPENDENTE PER L'ENERGIA
E IL CAMBIAMENTO CLIMATICO

ClientEarth 

Indice

Introduzione	2
I. Nessuna necessità dell'impianto proposto	4
Contesto giuridico	4
1. Nessun rischio per la sicurezza dell'approvvigionamento.....	6
a) Le centrali a carbone si stanno già spegnendo gradualmente senza danno: non c'è bisogno di sostituirle con altre centrali fossili	6
b) Alternative sostenibili: un sistema flessibile ed efficiente con rinnovabili, demand response e stoccaggio	7
c) Rischi di sovraccapacità termoelettrica a gas nel Sud Italia.....	8
d) In ogni caso: la previsione della domanda di energia del TSO italiano è sovrastimata.....	10
2. Aiuti di stato contro la decarbonizzazione.....	13
a) Rischio di gas lock-in e stranded assets	14
b) Rischio di volatilità del prezzo dell'elettricità	15
3. Il nuovo metanodotto di allacciamento: Impatti rilevanti dal punto di vista economico (costi <i>stranded</i>), ambientale ed in materia di salute e sicurezza	16
II. Impatti climatici avversi che contraddicono gli obiettivi di decarbonizzazione	19
Contesto giuridico	19
1. CO ₂ emissioni (combustione)	22
2. Emissioni di metano (upstream e midstream).....	23
3. Altri emissioni rilevanti	28
4. Contrasto con gli obiettivi climatici.....	28
III. Conclusioni: una decarbonizzazione senza passare dal gas	32

Introduzione

A mezzo del presente documento, le organizzazioni WWF Italia, ClientEarth, ed ECCO think tank portano all'attenzione di Codesta Spett.le Amministrazione ulteriori aspetti energetici e climatici relativi alla conversione da carbone a gas fossile della centrale termoelettrica "Federico II" di Brindisi. Tale documento deve quindi essere letto congiuntamente alle precedenti osservazioni giuridiche e tecniche, oltre che agli ulteriori allegati tecnici riguardanti gli aspetti sanitari, presentati da WWF Italia e ClientEarth.

La "Federico II" è una centrale termoelettrica a carbone, situata a Cerano nel Comune di Brindisi, gestita da Enel Produzione S.p.A. ("**Enel**"). In tale quadro, pur essendo Enel già obbligata a dismettere le sue unità a carbone entro il 2025,¹ la stessa intende ora convertire la suddetta centrale a carbone in una centrale a gas fossile, intendendo dunque sostituire un combustibile fossile con un altro combustibile fossile.

Il progetto si articola in tre fasi di realizzazione che hanno inizio con l'installazione di due unità in funzionamento a ciclo aperto (OCGT) e terminano con il completamento in ciclo chiuso (CCGT) di entrambi i cicli aperti con l'aggiunta di due caldaie a recupero e una turbina a vapore. – con configurazione due-in-uno (2 turbine a gas + una turbina a vapore), con potenza nominale pari a 1680 MWe. La durata totale della realizzazione dell'intero progetto è stimata da Enel in circa 58 mesi. Inoltre, il progetto prevede la realizzazione di un nuovo metanodotto di allacciamento tra la rete di distribuzione del gas e l'impianto.

Il progetto di Enel di realizzare una nuova centrale a gas si inserisce in un contesto di molteplici procedimenti di Valutazione di Impatto Ambientale ("**VIA**") pendenti in Italia per la realizzazione di nuove centrali a gas, tanto da parte di Enel quanto di altri operatori. Per quanto noto agli scriventi, il progetto di Enel di una nuova capacità di 1680 MWe a gas costituisce una delle più grandi conversioni rispetto al resto dei procedimenti pendenti (sulla base delle procedure di VIA in essere a settembre 2021).

Con riferimento al progetto in questione, Enel ha presentato al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, oggi Ministero della Transizione Ecologica ("**MiTE**"), istanza di avvio della procedura di VIA nel febbraio 2020. Questa è stata seguita da una prima consultazione pubblica nel giugno/luglio 2020. A causa di informazioni mancanti, il MiTE ha richiesto nell'aprile 2021 integrazioni documentali in relazione a vari aspetti, anche sulle alternative del progetto proposto e sulla sua compatibilità con gli obiettivi di transizione energetica ("**Richiesta integrazioni CTVA**")². Dopo la risposta di Enel nell'agosto 2021 ("**Integrazioni e chiarimenti**")³, la nuova consultazione pubblica sulla VIA è stata riaperta formalmente il 3 settembre, consentendo quindi la presentazione di osservazioni entro il termine dei 30 giorni.

¹ Così come indicato dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 e dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2019; in ottemperanza all'art. 2 comma 4 del Decreto in oggetto ed alla prescrizione n. 84 del Parere Istruttorio Conclusivo ed ai sensi dell'art. 2, comma 2 del D.D. 430/2018, Enel era obbligato di trasmettere già un piano di cessazione dell'utilizzo del carbone per la produzione termoelettrica; si veda anche ClientEarth, Comunicato Stampa, "Italy's biggest coal plant to swap one fossil fuel for another – ClientEarth reaction", 11/06/2021, <https://www.clientearth.org/latest/press-office/press/italy-s-biggest-coal-plant-to-swap-one-fossil-fuel-for-another-clientearth-reaction/>.

² Ministero della Transizione Ecologica, "Richiesta integrazioni CTVA", 12/04/2021, <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/MetadatoDocumento/488315>.

³ Enel, "Integrazioni e chiarimenti", 11/08/2021, <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/MetadatoDocumento/525377>.

Il presente documento, a supporto delle osservazioni giuridiche e tecniche già presentate, riflette le criticità sorte in relazione alle tematiche energetico-climatiche di tale nuova centrale a gas sulla base della nuova documentazione presentata da Enel. L'obbligo di valutare tali aspetti deriva dalla Direttiva Europea sulla Valutazione di Impatto Ambientale ("**Direttiva VIA**", Direttiva 2011/92/UE come modificata dalla Direttiva 2014/52/UE), recepita nella legislazione italiana tramite il D.Lgs. 152/2006. In particolare, la Direttiva VIA prescrive che la "valutazione dell'impatto ambientale individua, descrive e valuta, in modo appropriato, per ciascun caso particolare, gli effetti significativi, diretti e indiretti, di un progetto", in particolare sul "clima" (art. 3(1)).

Pertanto, al fine di valutare gli effetti sul clima, l'operatore è obbligato a fornire informazioni sufficienti che descrivano lo stato attuale dell'ambiente e una descrizione generale della sua probabile evoluzione in caso di mancata attuazione del progetto. In più, deve descrivere alternative ragionevoli al progetto proposto. Infine, l'operatore è obbligato di descrivere i probabili effetti significativi del progetto sull'ambiente, incluso un raffronto degli effetti ambientali di tali opzioni e scenari diversi.

Il presente Rapporto energetico-climatico dimostra che:

- Parte I: **Il richiedente Enel non è in grado di provare l'effettiva necessità del progetto a Brindisi. Il progetto, infatti, non è necessario alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Al contrario, esiste un rischio di sovraccapacità di generazione di energia così come di prolungamento artificiale del ricorso alle tecnologie fossili (carbon lock-in) e di costi pubblici irrecuperabili e immotivabili (*stranded assets*).**
- Parte II: **Il progetto ha impatti climatici avversi che contraddicono gli obiettivi climatici europei e nazionali. La combustione di gas fossile come un qualsiasi altro combustibile fossile emette anidride carbonica in modo significativo. Inoltre, le emissioni di metano si verificano altresì nelle fasi di pre-combustione, ossia durante i processi estrattivi e di trasporto del gas.**

Poiché non esiste alcuna giustificazione dal punto di vista energetico per un impianto così dannoso dal punto di vista climatico, l'istanza presentata da Enel, concernente la richiesta di pronuncia di un giudizio favorevole di compatibilità ambientale, deve essere respinta senza indugio da Codesto Spett.le Ministero.

I. Nessuna necessità dell'impianto proposto

La presente sezione dimostra che il progetto presentato in relazione all'impianto "Federico II" non è necessario, nemmeno in relazione alla cessazione dell'utilizzo del carbone entro il 2025.

Questa sezione mostra le ragioni per cui lo scenario di riferimento e le alternative non sono state adeguatamente descritte come richiesto in una procedura di VIA. La verità è che non esiste un rischio di "blackout", bensì un rischio di sovraccapacità di generazione elettrica fossile, di spiazzamento di lungo termine di tecnologie senza emissioni dannose e di abuso di aiuti di Stato a favore di asset inutili, anche a causa del fatto che i contratti del *capacity market* forniscono remunerazione per ben 15 anni ai nuovi impianti.

Contesto giuridico

Per identificare, descrivere e, in particolare, valutare gli effetti significativi diretti e indiretti di un progetto sul clima (art. 3(1) Direttiva VIA), il soggetto che presenta il progetto è tenuto a fornire, *inter alia*, le seguenti informazioni (art. 5(1), allegato IV n. 2 e 3 Direttiva VIA):

"2. La descrizione delle **alternative** ragionevoli (ad esempio in termini di concezione del progetto, tecnologia, ubicazione, dimensioni e portata) prese in esame dal committente, adeguate al progetto proposto e alle sue caratteristiche specifiche, indicando le principali ragioni alla base dell'opzione scelta, **incluso un raffronto degli effetti ambientali**.

3. La descrizione degli aspetti pertinenti dello **stato attuale dell'ambiente (scenario di base)** e una **descrizione generale della sua probabile evoluzione in caso di mancata attuazione del progetto**, nella misura in cui i cambiamenti naturali rispetto allo scenario di base possano essere valutati con uno sforzo ragionevole in funzione della disponibilità di informazioni ambientali e conoscenze scientifiche." (*grassetti aggiunti*)

Requisiti per gli scenari di base nella VIA

La valutazione dello scenario di base è il punto di partenza di una VIA. Lo scenario di base e la sua valutazione forniscono una descrizione dell'ambiente interessato nello stato in cui si trova al momento della presentazione del progetto e in quello che ci si potrebbe attendere ove il progetto non venisse sviluppato (il c.d. scenario dell'"opzione-zero").⁴

La Commissione Europea, in proposito, ha pubblicato una guida dettagliata sui requisiti richiesti dalla normativa in materia di VIA, incluso sugli scenari di base, anche nel contesto specifico della mitigazione del cambiamento climatico.⁵ Tale guida, con riferimento agli scenari di base, chiarisce quanto segue:

⁴ Si veda Commissione Europea, "Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report" [Valutazione dell'impatto ambientale dei progetti – Guida alla preparazione del rapporto di valutazione di impatto ambientale], 2017, http://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/EIA_guidance_EIA_report_final.pdf, page 33: "do-nothing".

⁵ "Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report", pagina 32 et seq.; Commissione Europea, "Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Environmental Impact Assessment" [Guida all'integrazione del cambiamento climatico e della biodiversità nella valutazione dell'impatto ambientale], 2013, <http://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/EIA%20Guidance.pdf>.

- a. gli stessi "formano il fondamento" rispetto al quale sia il progetto che le alternative al progetto sono inizialmente valutate, permettendo quindi di considerare la massima misura in cui un impatto ambientale significativo può essere evitato o ridotto, anche sviluppando su scala minore, diversamente, o non realizzando affatto il progetto;⁶
- b. devono essere "dinamici", "baseline mobili", tenendo conto di "tendenze e scenari" futuri nel corso della vita del progetto ed evitando "analisi istantanee (cioè in un unico momento)", in particolare nel contesto di progetti infrastrutturali a lungo termine e per quanto riguarda le emissioni di gas serra;⁷
- c. devono essere basati su un'analisi rigorosa e approfondita, proporzionata alla scala del progetto, con lo sviluppo della baseline che spesso comprende "la maggior parte del processo VIA" e "una parte significativa del rapporto finale VIA";⁸
- d. devono prendere in considerazione "gli obiettivi di riduzione dei gas serra a livello nazionale, regionale e locale" e la misura in cui il progetto e le sue alternative contribuirebbero a questi obiettivi;⁹
- e. devono considerare le tendenze degli indicatori chiave nel tempo, come le emissioni di gas serra, e i driver di tali tendenze (compresi "gli sviluppi già approvati che non sono ancora stati implementati, i cambiamenti negli incentivi economici e nelle forze di mercato e i cambiamenti nei quadri normativi o politici"), utilizzando i migliori studi di scenario e proiezioni disponibili, compresi gli indicatori proxy, se necessario.¹⁰

Fondamentalmente, lo scenario di base – e il procedimento di VIA in generale – non ha lo scopo di valutare l'impatto climatico di un progetto solo una volta che il medesimo è realizzato e in funzione. Piuttosto, lo scenario di base deve consentire una valutazione dell'intero impatto climatico del progetto con riferimento allo scenario c.d. dell'“opzione-zero”, anche valutando l'impatto legato alle possibili alternative. La baseline deve quindi servire come punto di riferimento che tenga conto dell'intera portata delle possibili opportunità di mitigazione del clima all'inizio e prima che venga selezionata una possibile soluzione progettuale. Tra le altre cose, ciò permette di valutare e prendere in considerazione gli effetti di gas lock-in.

⁶ “Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Environmental Impact Assessment”, 2013, pagina 39 (“Per la mitigazione del cambiamento climatico, è importante investigare e usare opzioni per eliminare le emissioni di gas serra come approccio precauzionale in prima istanza, piuttosto che avere a che fare con la mitigazione dei loro effetti dopo che sono stati generati” (*originale in inglese*)); “Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report”, 2017, pagina 33.

⁷ “Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Environmental Impact Assessment”, 2013, pagine 17 e 33; “Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report”, 2017, pagine 33-34.

⁸ “Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report”, 2017, pagine 33-34.

⁹ “Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report”, 2017, pagina 39.

¹⁰ “Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Environmental Impact Assessment”, 2013, pagina 34; si veda anche pagina 17 (“Poiché non possiamo comprendere appieno tutti gli aspetti dei sistemi complessi nel momento in cui prendiamo decisioni, dobbiamo essere in grado di usare ciò che abbiamo. Per esempio, possiamo analizzare le tendenze – la direzione generale in cui le cose sembrano muoversi – sulla base di studi disponibili, rapporti e altre fonti di informazione” (*originale in inglese*)).

1. Nessun rischio per la sicurezza dell'approvvigionamento

Questa sezione argomenta che l'impianto proposto non è necessario alla sicurezza del sistema elettrico.

a) Le centrali a carbone si stanno già spegnendo gradualmente senza danno: non c'è bisogno di sostituirle con altre centrali fossili

Enel afferma (sebbene in modo contorto) che la mancata costruzione delle unità a gas a Brindisi metterebbe a rischio la chiusura del carbone (si veda pagina 8 di "Integrazioni e di chiarimenti"). Si tratta di un'affermazione molto grave, visto che il phase-out del carbone è già previsto nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) ed Enel è già obbligata dismettere le sue unità a carbone di "Federico II" entro il 2025 indipendentemente da qualsiasi piano a gas¹¹.

In realtà, l'uso delle centrali a carbone esistenti è già molto diminuito. Un phase-out di fatto del carbone sta già avvenendo per motivi di mercato.

Infatti, sulla base di dati ENTSO-E, sia la produzione di energia sia il fattore di carico degli impianti a carbone in Italia sono stati generalmente in calo. Questo è vero anche per "Federico II": a partire da una capacità originale di 2640 MW, una delle sue quattro unità a carbone è già stata chiusa nel 2021. Ma anche con tre unità rimaste, recentemente ha funzionato per la maggior parte del tempo a regime molto ridotto, ad esempio nel 2020 ha operato per meno del 25% della sua capacità, come si evince anche dai dati di emissione della CO₂ che per quell'anno si sarebbero attestati su circa 3,7 MtCO₂¹², ossia è come se l'impianto avesse lavorato con una sola unità da 660 MW.

Questo declino è una tendenza generale in tutta Europa, soprattutto tra i paesi dell'Europa occidentale, per effetto dall'aumento dei prezzi dei permessi di emissione di CO₂ e dal dispiegamento di capacità solare ed eolica diventata in gran parte dei contesti di mercato più competitiva delle centrali a fonti fossili.

I dati ENTSO-E del 2018¹³ – anche senza considerare l'effetto dovuto al periodo iniziale di COVID – mostrano come le centrali a carbone italiane abbiano di fatto (o meglio: in virtù del mercato) ridotto il loro contributo alla produzione di energia elettrica sia in termini di volume che di load factor.

Solo dalla primavera 2021 l'impennata mondiale dei prezzi del gas ha aumentato la competitività relativa delle centrali a carbone, ma sulla base degli attuali prezzi a termine del gas nel principale mercato organizzato del gas europeo (Dutch Title Transfer Facility (TTF)) questo è destinato a essere un effetto temporaneo relativo all'inverno 2021-22.

Questo significa che c'è poca ragione di vedere la scadenza legale del phase-out nel 2025 come una transizione critica in sé: il phase-out sta già avvenendo, spinto – tra l'altro – da prezzi più alti dei permessi ad emettere CO₂ e dalla crescente competizione delle fonti rinnovabili, e il sistema elettrico è stato in grado di farvi fronte prima dell'entrata in servizio di anche solo uno dei nuovi

¹¹ Si veda il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2019, https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf; in ottemperanza all'art. 2 comma 4 del Decreto in oggetto ed alla prescrizione n. 84 del Parere Istruttorio Conclusivo ed ai sensi dell'art. 2, comma 2 del D.D. 430/2018, Enel era obbligato di trasmettere già un piano di cessazione dell'utilizzo del carbone per la produzione termoelettrica.

¹² <https://beyond-coal.eu/database/>.

¹³ ENTSO-E, "Transparency Platform", <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>.

impianti a gas previsti (che vengono sviluppati esclusivamente in vista del *capacity market* e non certo grazie a prospettive di remunerazione di mercato).

Inoltre, a causa dei contratti del *capacity market*¹⁴ già firmati per il 2022 e il 2023 (che ammontano a circa 5,8 GW¹⁵ di nuova capacità termoelettrica flessibile e sussidiano gran parte della capacità esistente a gas), il sistema elettrico italiano è già ampiamente in sicurezza in termini di capacità esistente e già contrattualizzata. Quest'ultima è già quasi doppia dell'obiettivo fissato nel Piano Nazionale per l'Energia e il Clima italiano¹⁶ (PNIEC) e ai 5,4 GW che Terna aveva inserito nel suo rapporto su Adeguatezza¹⁷. Di conseguenza, **non c'è alcuna ragione valida per aspettarsi che la completa eliminazione del carbone aggiunga seri rischi in termini di sicurezza della rete.**

D'altra parte, Enel stessa ammette nella sua nota "Integrazioni e chiarimenti" che, secondo uno scenario (sviluppato dalla stessa Enel) coerente con i nuovi obiettivi UE 2030 -55% di CO₂, l'Italia dovrebbe ridurre la produzione di elettricità da gas fossile di più di 40 TWh nel 2030 rispetto al 2020, e che **nello scenario di una mancata costruzione della nuova centrale Enel di Brindisi il rischio non sarebbe un blackout, ma uno spostamento della produzione in centrali a gas esistenti non di proprietà di ENEL** (pagina 12 del suddetto documento). È evidente che **quello che per Enel è un rischio sarebbe invece un risparmio per i consumatori di energia, che eviterebbero di pagare attraverso il *capacity market* il costo di costruzione di un nuovo impianto.**

b) Alternative sostenibili: un sistema flessibile ed efficiente con rinnovabili, demand response e stoccaggio

La capacità limitata delle centrali a carbone di fornire servizi di backup al sistema elettrico (cioè la riserva di modulazione) gioca un ruolo nel loro funzionamento ridotto, ma può essere bilanciata da nuove fonti di modulazione alternative alla nuova generazione di gas.

Un recente studio di Compass-Lexecon per DR4EU fornisce una stima (cauta) del potenziale di capacità di *demand response* dell'UE entro il 2030 a 30 GW, con vantaggi in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ (1 Mt/a) e di costo complessivo della fornitura di energia.¹⁸

Con un focus specifico sull'Italia, lo studio di **Carbon Tracker "Foot off the gas" pubblicato a marzo 2021¹⁹ mostra** – sulla base di un modello sviluppato dal Rocky Mountain Institute – che, **in termini di Levelized Cost of Energy (LCOE), la costruzione di nuove centrali a gas a ciclo combinato in Italia porterebbe a costi più elevati non recuperabili e non necessari rispetto alle alternative disponibili.** Tali costi, definiti "stranded" nello studio e stimati in 11 miliardi di euro, sarebbero socializzati (cioè forzatamente trasferiti ai clienti finali) in caso di applicazione del *capacity market* a tali impianti, come previsto dalla normativa vigente. Ciò è dovuto al **più alto costo medio dell'energia prodotta dagli**

¹⁴ Terna, "Mercato della capacità", <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-capacita>.

¹⁵ Si veda anche Carbon Tracker, "Foot off the gas in Italy", marzo 2021, <https://carbontracker.org/reports/foot-off-the-gas-italy/>, pagina 25.

¹⁶ PNIEC, https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf, pagina 111.

¹⁷ TERNA, "Rapporto Adeguatezza Italia 2019",

https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019_8d71cb7ff32ad37.pdf.

¹⁸ Compass Lexecon, "Study on the quantification of Demand Response (DR) benefits to electricity suppliers and consumers in Europe in 2030 on its way to achieve deep decarbonisation", marzo 2021, http://dr4eu.org/wp-content/uploads/2021/05/CL-DR4EU-DSR-study-06052021_vdef.pdf.

¹⁹ Carbon Tracker, "Foot off the gas in Italy", marzo 2021, <https://carbontracker.org/reports/foot-off-the-gas-italy/>.

impianti a gas (cicli combinati – CCGT) rispetto a portafogli più efficienti (e rispettosi del clima) di energie rinnovabili, stoccaggi ed efficienza energetica.

Questo studio dimostra che capacità a gas di 1680 MWe – la stessa tecnologia del progetto proposto “Federico II” – può essere sostituita da fonti rinnovabili, accumuli e *demand response* (si veda pagina 13 e seguenti dello studio).

L'analisi dei costi medi delle diverse tecnologie di generazione elettrica (LCOE) di Carbon Tracker internalizza il fatto che con prospettive di basso fattore di carico il costo dei nuovi impianti a gas è elevato e rende l'investimento complessivo immotivabile, mentre nell'analisi di Enel, come già detto sopra, la socializzazione del costo di investimento attraverso i *capacity market* è completamente trascurata (si veda pagina 12 di “Integrazioni e di chiarimenti”).

Lo stoccaggio e la domanda flessibile (*demand response*) saranno anche in grado di fornire maggiore stabilità alla rete man mano che il sistema elettrico si evolve e rimuove gli ostacoli che impediscono la loro partecipazione.

c) Rischi di sovraccapacità termoelettrica a gas nel Sud Italia

Sulla base del piano di adeguatezza del Transmission System Operator (TSO) italiano (Terna) e sulla base dello sviluppo delle conversioni a gas nel Sud Italia, c'è un rischio sostanziale di sovraccapacità.

Secondo il Rapporto di Adeguatezza 2019 di Terna,²⁰ sono necessari **1500 MWe** di nuova potenza fossile a gas per compensare la chiusura di quella a carbone e soddisfare i requisiti di adeguatezza della rete nazionale nel Sud Italia, come mostrato nella figura sottostante:

²⁰ TERNA, “Rapporto Adeguatezza Italia 2019”,
https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019_8d71cb7ff32ad37.pdf.

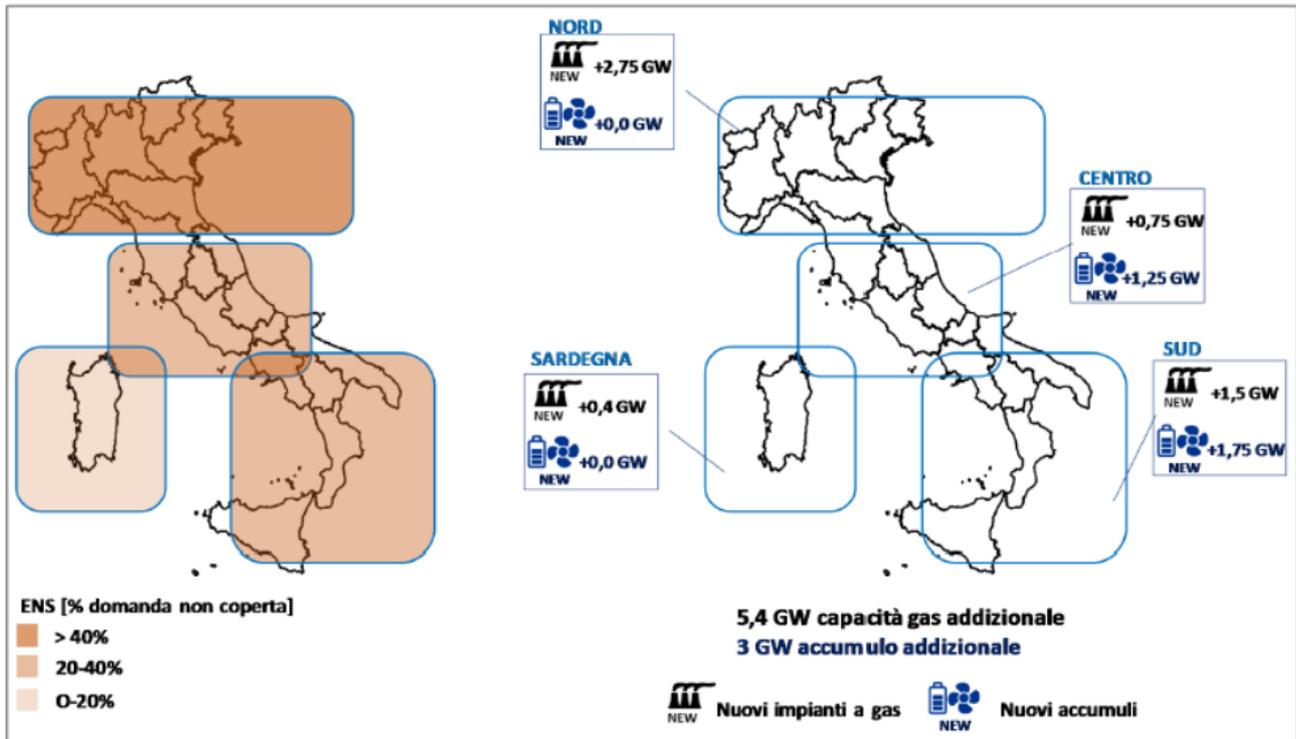


Figura 28 -PNIEC 2025, localizzazione nuova capacità gas e accumuli

Figura 1. Fonti: TERNA – Rapporto Adeguatezza Italia 2019

Il nuovo impianto “Federico II” da solo supererebbe questo ammontare con i suoi **1680 MWe** (o addirittura 1730 MWe come ipotizzato da Enel in previsione dello sviluppo tecnologico delle singole macchine utilizzate).

Anche se la quantità di MW di “Federico II” fosse ridotta (come richiesto della stessa CTVA del MiTE), bisogna valutare lo sviluppo nell’intero Sud Italia, perché questo non è l’unico impianto attualmente in fase di pianificazione da parte di Enel stessa e di altri operatori. Se si guarda alle procedure di VIA attualmente in corso nel sud del paese, bisogna infatti ad esempio aggiungere i seguenti impianti:

- Rossano Calabro – ENEL – **300 MWe**
- Larino (CB) – Molise – ENEL – **300 MWe**
- Termini Imerese (PA) – ENEL – **300 MWe**
- Brindisi Nord – A2A – **147,44 MWe**
- Termoli (CB) – Snowstorm S.r.l. – **74,8 MWe**
- Melfi (PZ) – Snowstorm S.r.l. – **74 MWe**
- Pace del Mela – Messina - Duferco Sviluppo S.p.A. – **65 MWe**
- San Filippo del Mela (Messina) – A2A Energiefuture S.p.A. – **860 MWe** (dovrebbe sostituire le unità a olio combustibile)
- Sparanise (CE) Campania – Calenia Energia S.p.A. – **940 MWe**

Quindi orientativamente nel Sud Italia ci sarebbero **3061 + 1680 = 4741 MWe**, quasi tre volte la già ampia capacità richiesta da Terna. Tanto più che bisogna considerare che questo elenco riportato potrebbe anche non essere esaustivo.

d) In ogni caso: la previsione della domanda di energia del TSO italiano è sovrastimata

Nella nota di "Integrazioni e chiarimenti", Enel basa le sue considerazioni sull'analisi di adeguatezza di Terna.

Ma, anche come esposto nella sezione precedente, la nuova centrale a gas di Brindisi risulterebbe già ridondante rispetto al Rapporto di adeguatezza di Terna che, come ricordavamo, prevede una nuova capacità termoelettrica complessiva pari a 1,5 GW nel Sud Italia. E anche nell'ipotesi di progetto con capacità ridotta su Brindisi, se si considerano tutti gli altri piani di investimento in nuove capacità a gas, le indicazioni di Terna sono già ampiamente superate, come indicato nella sezione precedente.

In aggiunta alle argomentazioni appena presentate, è importante tenere in considerazione che probabilmente l'analisi di Terna:

- sovrastima la domanda, come analisi simili hanno già fatto in passato;
- sottovaluta il ruolo della *demand response* e dello stoccaggio come tecnologie in grado di fornire e garantire la sicurezza della rete.

Nel 2020, la richiesta di energia elettrica è stata pari a circa **302 TWh, in riduzione di quasi 17 TWh rispetto al 2019**. Le misure volte al contenimento della pandemia hanno portato a una riduzione della domanda di circa il 17% ad aprile 2020 rispetto ai livelli dello stesso periodo dell'anno precedente. Allargando l'analisi a un orizzonte temporale più ampio (Figura 2), è possibile identificare un **trend di crescita molto moderato** della domanda elettrica. Infatti, dopo la contrazione degli anni della crisi economica, che ha fatto crollare la domanda fino ai livelli minimi del 2014 (310 TWh), e la ripresa del successivo triennio 2015-2017 (+1% in media all'anno), i consumi elettrici si sono poi mossi lungo una traiettoria di crescita molto moderata nel 2018 e addirittura in calo nel 2019. Il deciso crollo del 2020 ha dunque determinato un nuovo incremento del divario rispetto al 2008, arrivato oltre il 10% (il doppio rispetto al gap del 2019), **portando i livelli di consumi elettrici a fine anno anche al di sotto dei minimi del 2014, di circa il 2%**. Solamente tornando ai primi anni 2000 è possibile ritrovare livelli di domanda elettrica paragonabili a quelli attuali²¹.

²¹ ARERA, "Analisi trimestrale del sistema energetico italiano: anno 2020", 2021, <https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-sistema-energetico-italiano/01-analisi-trimestrale-2021.pdf>, pagine 25-27.

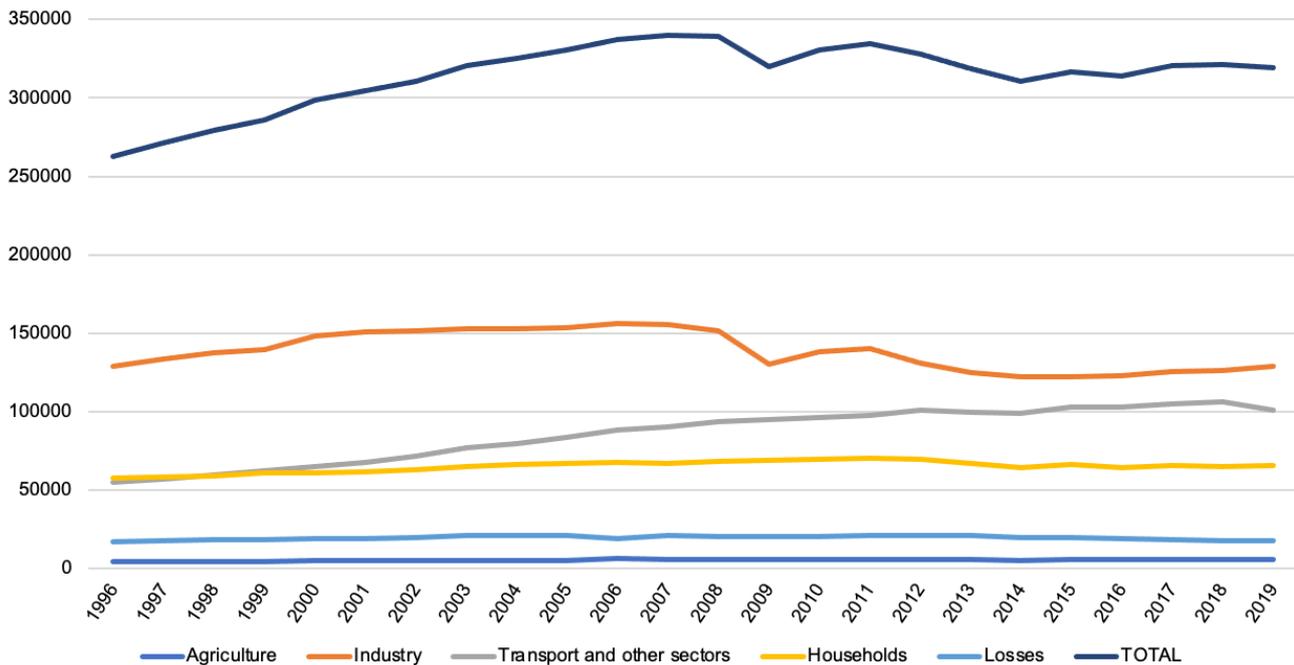


Figura 2. Evoluzione della domanda elettrica in Italia (in GWh) per settore dal 1996 al 2019 (nostre elaborazioni su dati Terna)

Tuttavia, secondo il Piano di Sviluppo 2021 di Terna, la domanda elettrica italiana è destinata ad aumentare significativamente nei prossimi anni. Sulla base dello scenario individuato e nominato da Terna *National Trend* (NT), che è coerente con lo scenario *National Trend* delineato da ENTSO-E e ENTSO-G per il TYNDP 2020 e che riflette l'evoluzione della domanda indicata nel PNIEC, il fabbisogno elettrico dovrebbe crescere fino a 331 TWh nel 2030 e 381 TWh nel 2040²².

È importante notare, però, che i dati forniti da ENTSO-E e ENTSO-G devono essere considerati con cautela e particolare attenzione. I gestori di rete hanno infatti un particolare interesse a sovrastimare la domanda, in quanto ciò permette loro di massimizzare l'investimento in nuove infrastrutture energetiche, su cui vengono remunerati. Una parte importante della remunerazione dei gestori di rete membri di ENTSOs deriva infatti dalle componenti regolamentate legate alla realizzazione e dal funzionamento delle infrastrutture. I rischi legati a stime eccessivamente elevate della domanda e delle necessità infrastrutturali sono stati più volte denunciati sia dalla società civile²³ sia da soggetti istituzionali UE come l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)²⁴. Anche lo studio in supporto della valutazione del regolamento TEN-E (che regola una parte del processo di preparazione dello scenario TYNDP), elaborato da un gruppo di consulenti della Commissione Europea²⁵, ha riconosciuto il possibile conflitto di interessi che i gestori di rete hanno quando disegnano gli scenari del TYNDP.

²² Terna, "2021 Piano di Sviluppo", 2021, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete>, pagina 216.

²³ Global Witness, "Pipe Down – How gas companies influence EU policy and have pocketed €4 billion of taxpayer's money", giugno 2020, <https://www.globalwitness.org/en/campaigns/oil-gas-and-mining/pipe-down>.

²⁴ ACER & CEER, "Position on Improving the Regulation on Guidelines for Trans-European Energy Networks (TENE Regulation)", marzo 2021, https://acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/ACER_CEER_TEN_E_2021.pdf.

²⁵ F. Akkermans et al., "Support to the evaluation of Regulation (EU) No 347/2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure", gennaio 2021 <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/19bec11f-5f86-11eb->

Le assunzioni su cui si basa lo scenario NT elaborato da Terna, che considerano **una crescita moderata/alta del PIL e della popolazione**, non sono in linea con le ipotesi indicate nella **Strategia Italiana di Lungo Termine (SLT)**. Contrariamente agli scenari di Terna²⁶, **la SLT italiana considera una crescita annua del PIL molto moderata** (circa +0,45% nel periodo 2020-2040, rispetto all'ipotesi di Terna di circa 1,4%) **e un calo della popolazione italiana**²⁷ (circa 59,8 milioni di abitanti al 2040, rispetto ai 65,4 milioni secondo Terna). Inoltre, sulla base delle stesse assunzioni iniziali, in collaborazione con Snam, Terna ha proposto altri scenari di sviluppo (*Centralized* – CEN e *Decentralized* – DEC), che ipotizzano una domanda elettrica pari a circa 332-356 TWh al 2030 e 352-391 TWh al 2040²⁸. Oltre a basarsi su ipotesi di crescita eccessivamente elevate (soprattutto per quanto riguarda la popolazione che sarà in calo nel 2020-2050 anche secondo l'Istituto Nazionale di Statistica – ISTAT²⁹ – e dalla società di Ricerca del Sistema Energetico – RSE³⁰), **tutti questi scenari di sviluppo sembrano non tenere conto della crescita stagnante che sta caratterizzando l'attuale fabbisogno elettrico.**

Oltre alla crescita del PIL, l'efficienza energetica e l'elettrificazione sono i principali elementi in grado di influenzare l'evoluzione della domanda elettrica.

L'attuazione di misure volte al miglioramento dell'efficienza energetica, considerate uno dei fattori più importanti nel raggiungimento degli obiettivi di breve e lungo termine, porterà a una diminuzione significativa della richiesta di energia (-10 Mtep entro il 2030, rispetto al livello del 2018). Queste misure saranno applicate in particolare al settore civile, producendo una diminuzione del fabbisogno elettrico pari a circa 6,4 Mtep entro il 2030³¹. **Secondo la SLT italiana, l'intensità energetica, considerato un indicatore approssimato dell'efficienza energetica, dovrà ridursi del 50% entro il 2050 rispetto ai livelli del 2018** (pari a circa 99 tep/M€₂₀₁₀³²).

Una maggior elettrificazione dei consumi causerà un aumento della domanda di elettricità. **Ma, secondo RSE, solo il settore dei trasporti, che vale solamente il 4% dell'intero consumo finale di elettricità, sarà caratterizzato da un profondo aumento dell'elettrificazione** (dal 2,5% nel 2018 all'11,7% nel

b487-

01aa75ed71a1/languageen?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search%C2%A0.

²⁶ Terna, "Scenario National Trend Italia", 2021, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete/scenari>, pagina 16.

²⁷ "Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra", gennaio 2021, https://ec.europa.eu/clima/sites/its/its_it_it.pdf, pagine 14-15.

²⁸ Snam, Terna, "Documento di descrizione degli scenari 2019", 2019, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete/scenari>, pagine 16-17.

²⁹ ISTAT, "Previsioni della popolazione – Anni 2018-2065", http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCIS_PREVDEM1.

³⁰ RSE, "Affare assegnato n.784: aggiornamento della normativa in materia di Certificati Bianchi", http://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/documento_evento_procedura_commissione_files/000/345/701/2021_04_28_RSE.pdf.

³¹ RSE, "Affare assegnato n.784: aggiornamento della normativa in materia di Certificati Bianchi", http://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/documento_evento_procedura_commissione_files/000/345/701/2021_04_28_RSE.pdf.

³² ISPRA, "Intensità energetiche finali settoriali e totale", https://annuario.isprambiente.it/sys_ind/184.

2030). L'elettrificazione rimarrà invece stabile nel settore industriale, mentre vi sarà un leggero aumento dal 27,4% nel 2018 al 33,3% entro il 2030 nel settore civile³³.

Date queste considerazioni, la proiezione di Terna di un aumento importante e significativo della domanda di elettricità non è realistica e non è coerente con il debole tasso di crescita che sta caratterizzando il fabbisogno elettrico negli ultimi anni.

Inoltre, esaminando i vecchi piani di sviluppo di Terna e confrontando le stime sulla domanda elettrica con i valori reali, è possibile notare che le previsioni di Terna abbiano in generale un errore assoluto superiore al 5%. In particolare, negli scenari di sviluppo l'errore medio è di circa l'8,5%, mentre negli scenari base la differenza con i valori osservati è di circa il 5,7%.

La tendenza a sovrastimare la domanda di energia non è esclusiva dell'Italia, e in misura diversa sembra interessare molti altri gestori dei sistemi di trasmissione per l'energia elettrica, come il *PJM Interconnection* (che gestisce la rete di alcuni Stati del Nord-Est degli Stati Uniti)³⁴, o il gestore australiano³⁵.

Infine, nonostante l'ipotesi opposta di Terna sull'aumento della domanda, il **Mid-term Adequacy Forecast 2020 (MAF 2020) realizzato da ENTSO-E non prevede un problema di sicurezza degli approvvigionamenti per l'Italia nei prossimi dieci anni**³⁶. Al contrario, esso presuppone che l'energia disponibile soddisferà in ogni momento la domanda, poiché l'indice LOLE (*Loss of Load Expectation*) sarà in media nullo. Va notato che il MAF 2020 non utilizza gli strumenti e la metodologia più recente e accurata del nuovo regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica³⁷, ossia la *European Resource Adequacy Assessment Methodology*. Questa metodologia è stata adottata nell'ottobre 2020 e dovrebbe essere utilizzata dai TSO nazionali nel momento in cui valutano l'adeguatezza delle risorse nazionali. Per esempio, come afferma ENTSO-E nel rapporto MAF, la nuova metodologia tiene conto dei mercati della capacità esistenti o futuri, cosa che non è stata adeguatamente fatta nelle valutazioni di Terna, che non ha infatti considerato il *capacity market*.

2. Aiuti di stato contro la decarbonizzazione

Questa sezione mostra che le decisioni di investimento in centrali a gas (finanziate con soldi pubblici attraverso il capacity mechanism) sono inefficienti sul piano economico e danneggiano nel lungo periodo gli investimenti privati in tecnologie senza emissioni di CO₂. Prolungare la dipendenza dalle centrali a gas, inoltre, espone a volatilità di prezzo come quella che stiamo sperimentando di recente.

³³ RSE, "Affare assegnato n.784: aggiornamento della normativa in materia di Certificati Bianchi", http://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/documento_evento_procedura_commissione/files/000/345/701/2021_04_28_RSE.pdf

³⁴ Wilson, J. F., "Over-Procurement of Generating Capacity in PJM: Causes and Consequences", prepared for Sierra Club and Natural Resources Defense Council, febbraio 2020, <https://www.sierraclub.org/sites/www.sierraclub.org/files/blog/Wilson%20Overprocurement%20of%20Capacity%20in%20PJM.PDF>.

³⁵ The Connection, "Inaccurate energy forecasts are costing us the Earth: here's why", 14/06/2015, <https://theconversation.com/inaccurate-energy-forecasts-are-costing-us-the-earth-heres-why-42808>.

³⁶ MAF 2020, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf.

³⁷ Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica, OJ L 158, 14/06/2019, pagine 54–124.

a) Rischio di gas lock-in e stranded assets

Il mercato italiano della capacità fornisce 15 anni di remunerazione (quindi con le aste imminenti fino al 2040) ai nuovi impianti a gas fossili, che supera ampiamente (sulla base dei risultati delle aste finora assegnate) i costi di realizzazione di un impianto a gas a ciclo combinato. Inoltre, il modo in cui il *capacity market* è concepito riduce la volatilità dei prezzi del mercato dell'energia, così che gli investimenti alternativi (per esempio nella *demand response* o negli stoccaggi) hanno aspettative di ritorno più basse e meno possibilità di essere effettivamente sviluppati.

Nessuna azienda italiana di generazione elettrica investirebbe oggi in impianti a gas fossile se non fosse per l'incentivo del *capacity market*, che nella sua forma attuale permette una remunerazione fino a 75 k€/MW/a, più del totale dei costi fissi di un CCGT. Pertanto, tutte le aziende che hanno la possibilità di far approvare impianti a gas fossile si stanno affrettando a sviluppare progetti da offrire nel *capacity market*, le cui nuove aste per gli anni a partire dal 2024 dovrebbero svolgersi entro il 2021.

Mettere i soldi dei clienti energetici negli impianti a gas non solo è inefficiente dal punto di vista economico, come sostenuto nel già citato documento "Foot off the gas" di Carbon Tracker, ma comporta anche un **rischio di effetto lock-in tecnologico**, perché:

- Le opportunità di business per le fonti alternative di sicurezza della rete saranno minate dalla decisione politica di costruire impianti a gas attraverso un *capacity market* che è totalmente privo di condizioni di parità tra i progetti di nuova generazione di gas – premiati con una remunerazione della capacità di 15 anni – e le iniziative di *demand response*.
- Un gestore di rete elettrica nazionale (TSO) con sufficiente capacità programmabile direttamente collegata alla sua rete e al suo sistema di controllo non avrà quasi nessun incentivo a sviluppare la *demand response*, le batterie e la generazione distribuita come fornitori di flessibilità. Questo è già evidente in Italia, dove la partecipazione della *demand response* nei mercati dei servizi di riserva elettrica è in grave ritardo rispetto ad altri mercati dell'UE.

Infine, la stessa Enel avverte del rischio di *carbon lock-in*. Nella sua campagna europea "#WattAchange", dichiara esplicitamente:³⁸

"2050 is just one investment cycle away and therefore the reduction of our current emissions must be driven exclusively through efficient and zero emission energy sources, **if we want to avoid the effects of carbon lock in**. Fossil fuels and low-carbon gases are not the solutions to successfully achieve the challenge of the Green Deal. **Cost benefit analysis are always in favor of renewables, if we consider environmental costs and abatement of residual CO₂ for "low carbon" solutions**. As IRENA puts it, renewable power generation is becoming the default economic choice for new capacity." (*grassetti aggiunti*)

³⁸ CSR Europe, "Enel: WattAchange Campaign on the Benefits of End-Use Electrification", 19/08/2021; <https://www.csreurope.org/newsbundle-articles/enel-wattachange-campaign-on-the-benefits-of-end-use-electrification>.

b) Rischio di volatilità del prezzo dell'elettricità

Più il sistema elettrico italiano continuerà a dipendere dalla generazione da gas fossile, più a lungo sarà esposto alla volatilità indotta. Inoltre, dato che il settore del petrolio e del gas è in una fase di riduzione della capacità (in vista di un *decommissioning* definitivo), i picchi dei prezzi del gas potrebbero essere più frequenti in futuro e potrebbero diventare più acuti a causa della ridotta dimensione e liquidità del settore.

La recente impennata dei prezzi del gas fossile ha dimostrato gli enormi rischi associati alla dipendenza dal gas fossile importato per la produzione di elettricità. Non è economicamente o politicamente conveniente aumentare l'esposizione alla volatilità dei mercati globali dei combustibili fossili installando nuova capacità di gas in Italia.

Un'analisi di EMBER mostra che l'impennata dei prezzi del gas fossile fa salire il costo dell'elettricità in Italia.

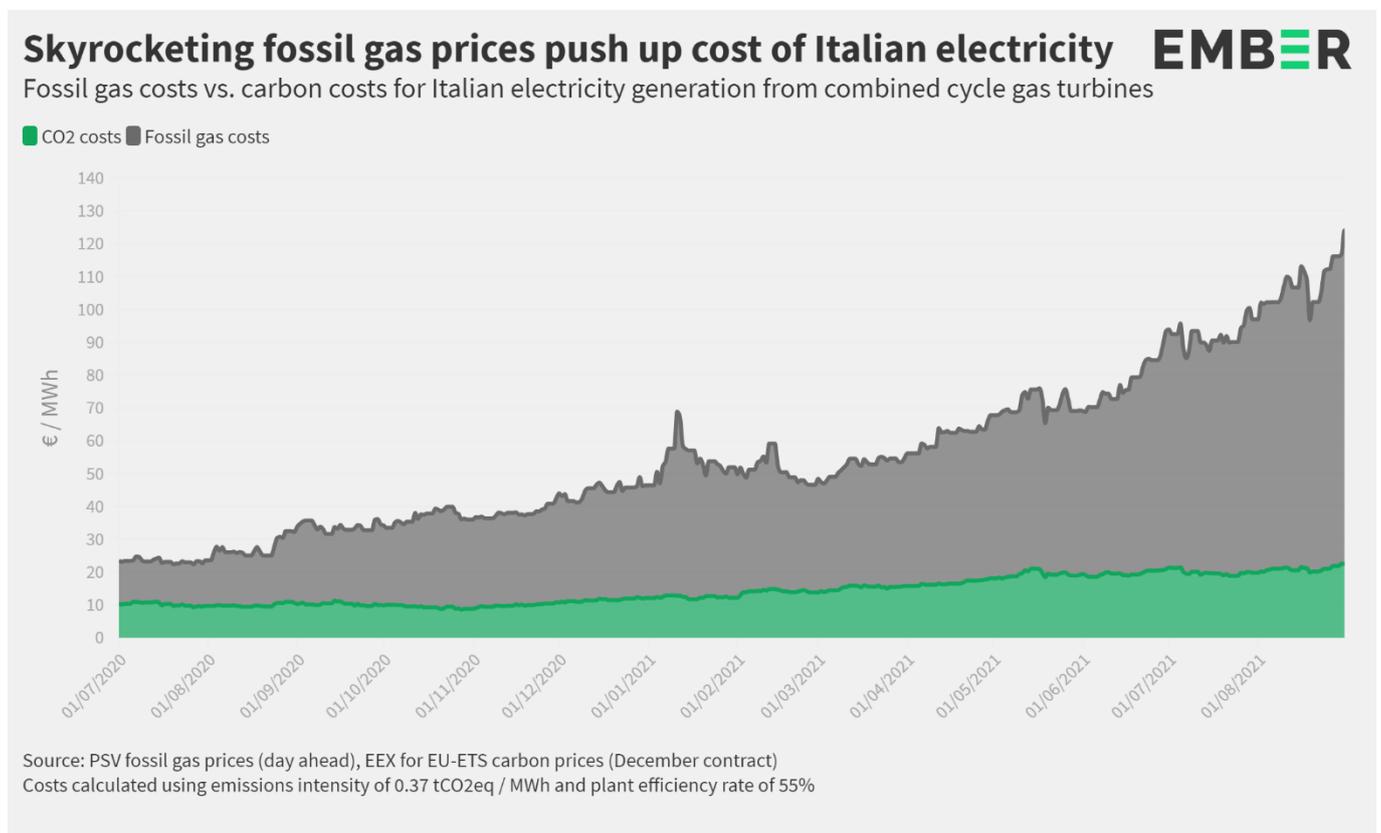


Figura 3a. Fonti: Ember, 2021

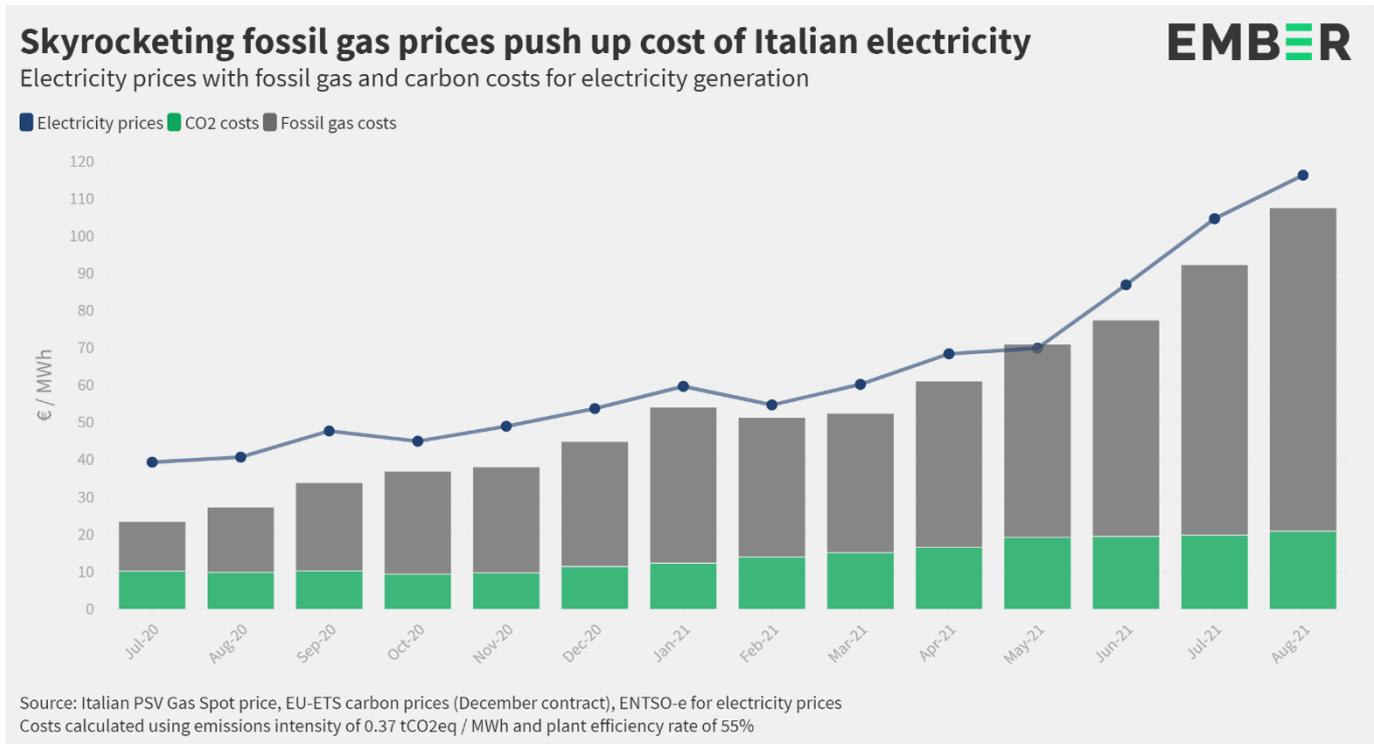


Figura 3b. Fonti: Ember, 2021

3. Il nuovo metanodotto di allacciamento: Impatti rilevanti dal punto di vista economico (costi *stranded*), ambientale ed in materia di salute e sicurezza

Nell'ambito del progetto della centrale "Federico II", è prevista la realizzazione di un nuovo metanodotto interrato denominato "Allacciamento Centrale ENEL di Brindisi Sud DN 500 (20") – 75 bar", progettato per assicurare la fornitura di gas naturale all'impianto di Enel. Secondo il progetto, il tracciato del metanodotto si svilupperà per una lunghezza di circa 6,715 km (in direzione NO-SE), e per la sua realizzazione sarà prevista l'esecuzione di scavi interessanti il suolo fino ad una profondità massima variabile tra i 2,2 e i 3,8 m p.c.

Questo nuovo progetto andrà a incrementare la situazione di notevole sovrainvestimento nella rete gas, che già da tempo si sta osservando in Italia. Ciò evidenzia come la continua crescita degli investimenti nella rete, la cui remunerazione ricade poi in tariffa e viene ripagata dai consumatori finali con le proprie bollette energetiche, segua una tendenza completamente differente e disaccoppiata dal trend, ormai stagnante, dei consumi. Inoltre, secondo il codice di rete gas, i costi del nuovo metanodotto di allacciamento verrebbero pagati da Enel solamente per una parte residuale, eccedente un importo standard indicato nel codice stesso, e andrebbero così a incidere sulla componente legata ai costi di trasmissione che tutti i consumatori gas pagano. In altre parole, **il nuovo metanodotto porterebbe a un aumento dei costi fissi presenti non solo nella tariffa elettrica ma anche in quella gas.**

Digressione: Gli impatti ambientali e gli impatti sulla salute e la sicurezza del nuovo metanodotto di allacciamento

In risposta ai chiarimenti richiesti dal MiTE, Enel stima una quota di terre e rocce riutilizzabili in sito pari a circa 47.494 m³ (53% del volume totale di scavo, stimato uguale a 88.941 m³). Il volume rimanente (47% e non 12% come stimato inizialmente) dovrà essere gestito come rifiuto e inviato a smaltimento/recupero. Parte del tracciato del nuovo metanodotto di allacciamento ricade infatti in una zona agricola caratterizzata da un alto rischio di potenziale contaminazione (Lotto I). Una campagna di caratterizzazione ambientale, realizzata nel periodo 2005 - 2006, ha evidenziato superamenti delle concentrazioni limite per alcuni Metalli (Stagno, Berillio, Arsenico, Vanadio, Cobalto, Rame, Cadmio, Nichel e Mercurio), Pesticidi e Idrocarburi C>12 nei suoli e per Manganese, Nichel e Selenio nelle acque sotterranee. Per questa ragione le volumetrie di terre e rocce prodotte dalle attività di scavo in quest'area non può essere riutilizzate³⁹.

Sebbene Enel affermi l'assenza di interferenza del nuovo metanodotto con le matrici ambientali (e.g., assenza di interferenze con l'esecuzione ed il completamento delle attività di bonifica dei suoli e delle acque sotterranee), è importante ricordare e sottolineare che la realizzazione del progetto potrebbe esporre i lavoratori ai seguenti rischi: (i) inalazione di polveri potenzialmente contaminate; (ii) ingestione di suolo e acque di falda potenzialmente contaminate; (iii) contatto dermico di suolo e acque di falda potenzialmente contaminate. Per questo, una valutazione dettagliata dei rischi chimici risulta necessaria⁴⁰.

Inoltre, come indicato da Enel stessa, il nuovo metanodotto di allacciamento avrà un impatto negativo sull'ambiente, specialmente durante le fasi costruttive. Gli impianti di linea avranno un impatto particolarmente negativo, classificato come "medio", sulla biodiversità (fauna ed ecosistemi), sul suolo e sottosuolo, sulle acque sotterranee e sul paesaggio⁴¹.

La realizzazione dei Punti di Intercettazione di Linea (P.I.L.) causerà un impatto di tipo permanente, negativo e a lungo termine sull'uso del suolo, sull'ecosistema naturale e sul patrimonio agroalimentare. Inoltre, durante le fasi di realizzazione dell'opera, è importante ricordare il possibile rischio di contaminazione per le acque sotterranee superficiali che vanno tra i 2 e i 6 metri⁴².

Infine, Enel ha effettuato uno studio su punti di monitoraggio specifici, in quanto rappresentativi di zone ad alta densità abitativa, finalizzato ad analizzare gli effetti delle emissioni di microinquinanti e valutare in questo modo gli impatti sull'atmosfera e sulla qualità dell'aria generati dal nuovo impianto a gas. Dalle simulazioni è emerso che da un lato si hanno riduzioni positive delle emissioni di NO_x, PM₁₀ e PM_{2.5}, mentre dall'altro non si evidenziano significative riduzioni delle emissioni di CO e anzi si verifica un aumento delle emissioni di NH₃ (da 2,66 a 7,44 µg/m³ nella massima

³⁹ CESI, "Relazione di non interferenza del progetto d'installazione del metanodotto, denominato "Allacciamento Centrale ENEL di Brindisi Sud DN 500 (20") – 75 bar", con le matrici ambientali (suolo, sottosuolo e acque sotterranee) – Revisione 1", <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/MetadatoDocumento/525407>, pagina 31.

⁴⁰ CESI, "Relazione di non interferenza del progetto d'installazione del metanodotto, denominato "Allacciamento Centrale ENEL di Brindisi Sud DN 500 (20") – 75 bar", con le matrici ambientali (suolo, sottosuolo e acque sotterranee) – Revisione 1", pagina 30.

⁴¹ Snam, "Chiarimenti e integrazioni di competenza Snam Rete Gas", <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/MetadatoDocumento/525423>, pagine 9-18.

⁴² Snam, "Risposte alle Richieste di Integrazioni contenute nel parere n. 8610 del 17/07/2020", <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/MetadatoDocumento/525404>, pagine 5-12.

concentrazione giornaliera). Vale la pena notare però che le emissioni di inquinanti atmosferici risultano essere già nello scenario di riferimento, che descrive la situazione corrente con le attuali unità a carbone, inferiori ai valori limite di legge⁴³.

⁴³ CESI, “Centrale Termoelettrica Federico II di Brindisi Sud: Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas. Addendum – configurazione 1+1”, <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/MetadatoDocumento/525412>, pagine 65-67.

II. Impatti climatici avversi che contraddicono gli obiettivi di decarbonizzazione

Questa sezione delinea gli impatti sul clima del progetto proposto, alla luce delle considerazioni che devono essere svolte in relazione a quanto disposto dalla normativa in materia di Valutazione di Impatto Ambientale ("VIA"). In particolare, Enel presenta la conversione a gas fossile in questione come una soluzione più ecologica e rispettosa del clima rispetto alle centrali a carbone (si veda anche pagina 7 di Sintesi non Tecnica)⁴⁴. Sennonché, dopo il phase-out del carbone in Italia da 2025, il raffronto degli effetti ambientali non deve avvenire tra centrali a carbone in fase di dismissione e nuove unità a gas che entrano in esercizio dopo il phase-out carbone 2025.⁴⁵ Enel non considera in maniera sufficientemente approfondita che il confronto, a rigore, deve essere effettuato tra gli impatti di una centrale a gas fossile e gli impatti esistenti nel caso in cui la centrale non venga *tout court* costruita.

Inoltre, accanto agli impatti delle emissioni di anidride carbonica (CO₂), anche le emissioni di metano (CH₄) che si verificano nei processi industriali relativi allo sfruttamento del gas (durante l'esplorazione, la produzione, il trattamento, la trasmissione e lo stoccaggio, la liquefazione e la distribuzione) devono essere valutati nell'ambito del procedimento di VIA. Tale obbligo è stato completamente pretermesso da Enel nella documentazione presentata in sede di VIA. Ad ogni modo, costruire un ulteriore impianto a gas in Italia, come il progetto proposto, si pone in aperta contraddizione con gli obiettivi climatici nazionali (aggiornati), europei e internazionali.

Contesto giuridico

La formulazione della Direttiva VIA indica che la procedura di VIA ha una vasta portata e un ampio scopo. A maggior ragione, è necessaria una "valutazione globale dell'impatto ambientale dei progetti".⁴⁶ L'allegato IV, n. 5, sub-para. 2 afferma esplicitamente che:

"La descrizione dei possibili effetti significativi sui fattori specificati all'articolo 3, paragrafo 1 include sia **effetti diretti che eventuali effetti indiretti, secondari, cumulativi, transfrontalieri, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi** del progetto. La descrizione **deve tenere conto degli obiettivi di protezione dell'ambiente stabiliti a livello di Unione o degli Stati membri** e pertinenti al progetto." (*grassetti aggiunti*)

⁴⁴ Enel, "Sintesi non Tecnica", 29/11/2019, <https://va.minambiente.it/en-GB/Oggetti/MetadatoDocumento/402888>, pagina 7.

⁴⁵ Si veda anche i chiarimenti della Banca Europea degli Investimenti, "EIB Project Carbon Footprint Methodologies", luglio 2020, https://www.eib.org/attachments/strategies/eib_project_carbon_footprint_methodologies_en.pdf, pagina 11: "Questa baseline differisce in generale da una valutazione delle emissioni "prima e dopo" l'investimento. (...) Se il progetto è concepito per sostituire un'attività a fine-vita, un approccio "prima e dopo" userebbe le emissioni precedenti come baseline. Tuttavia, questo approccio mancherebbe di credibilità in molti casi se, per esempio, il bene esistente è a fine-vita e non avrebbe potuto continuare nel corso della vita-utile del progetto proposto" (*originale in inglese*). Poiché il phase-out del carbone entro il 2025 è già stata deciso, è chiaro che questa tecnologia a fine-vita non può più essere un riferimento. Le metodologie della EIB sono una delle varie fonti per la guida alla VIA.

⁴⁶ "[U]na valutazione globale dell'impatto ambientale", si veda per esempio Abraham e altri, C-2/07, EU:C:2008:133, paragrafo 32 and 42; si veda anche Unione Europea, "Environmental Assessments of Plans, Programmes and Projects – Rulings of the Court of Justice of the European Union", 2020, https://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/EIA_rulings_web.pdf, pagina 28.

Impatto del cambiamento climatico – compresi gli impatti upstream e downstream

La procedura di VIA richiede che vengano considerati tanto gli impatti *upstream* quanto quelli *downstream*. In proposito, gli orientamenti dell'UE sulla relazione VIA notano che:⁴⁷

"La VIA dovrebbe includere una valutazione delle emissioni dirette e indirette di gas serra del progetto, laddove questi impatti siano stati ritenuti significativi: emissioni dirette di gas serra generate attraverso la costruzione del progetto e il funzionamento del progetto nel corso della sua vita (ad esempio dalla combustione in loco di combustibili fossili o dall'uso di energia); **emissioni di gas serra generate o evitate come risultato di altre attività incoraggiate dal progetto (impatti indiretti)** ad esempio infrastrutture di trasporto (...)" (*originale in inglese, grassetto aggiunti*)

La medesima guida prevede inoltre l'effettuazione di **una valutazione del ciclo di vita** (c.d. *Lifecycle assessment*, "LCA") al fine di considerare il bilancio complessivo delle emissioni dirette e indirette di un progetto.⁴⁸

La Commissione Europea nota che una LCA costituisce una metodologia standardizzata a livello internazionale che aiuta a quantificare le pressioni ambientali relative a beni e servizi (prodotti), i benefici ambientali, i compromessi e le aree di miglioramento tenendo conto dell'intero ciclo di vita del progetto. Una LCA deve includere una "stima degli indicatori delle pressioni ambientali in termini, per esempio, di cambiamento climatico".⁴⁹

Anche la guida UE sull'integrazione del cambiamento climatico e della biodiversità nella VIA sottolinea che la LCA è particolarmente utile in relazione alla valutazione degli impatti nonché nell'ambito dell'esame delle considerazioni legate alla presenza di alternative, identificando gli elementi più significativi di un progetto in termini di cambiamento climatico. La medesima **può includere la valutazione del materiale utilizzato**.⁵⁰

Una sentenza recentemente pronunciata in Francia rappresenta un esempio alla luce del quale gli **impatti climatici upstream di uno stock di alimentazione** (nel caso di specie, olio di palma) per un impianto industriale (nella fattispecie, una raffineria gestita da Total) devono essere oggetto di valutazione in sede di VIA. Questo è un esempio comparabile rispetto alla necessità di valutare gli impatti climatici *upstream* quando si usa il gas fossile per alimentare una centrale elettrica. In particolare, il Tribunale Amministrativo francese ha affermato che:⁵¹

"46. Tuttavia, dall'indagine risulta che allo stato attuale delle conoscenze scientifiche, l'utilizzo dell'olio di palma per la produzione di biocarburanti ha impatti negativi sull'ambiente, in particolare

⁴⁷ Si veda pubblicazioni della Commissione Europea, "Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report", 2017, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/2b399830-cb4b-11e7-a5d5-01aa75ed71a1> pagina 39.

⁴⁸ "Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report", pagina 40.

⁴⁹ Commissione Europea, "European Platform on Lifecycle Assessment (LCA)" <https://ec.europa.eu/environment/ipp/lca.htm>.

⁵⁰ Commissione Europea, "Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Environmental Impact Assessment", 2013, <http://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/EIA%20Guidance.pdf>, pagina 57.

⁵¹ Si veda Tribunal Administratif de Marseille, Jugement N°1805238, 01/04/2021, <http://marseille.tribunal-administratif.fr/A-savoir/Communiqués-Selection-de-decisions/Jugement-du-tribunal-administratif-n-1805238-sur-la-requete-des-associations-Les-amis-de-la-terre-France-et-autres-contre-la-decision-prefectorale-autorisant-la-societe-Total-raffinage-France-a-poursuivre-l-exploitation-de-la-raffinerie-de-La-Mede>, paragrafo 46, 50.

sul clima e sulla biodiversità, ed è riconosciuto come tale dalle istituzioni sia a livello nazionale che comunitario. La produzione di olio di palma provoca un rischio di "cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni", il cosiddetto "effetto ICSF", che si verifica quando le colture vengono coltivate per la produzione di biocarburanti. Ciò si verifica quando la coltivazione per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa sostituisce le colture tradizionali di alimenti e mangimi, **e questa domanda aggiuntiva aumenta la pressione sulla terra e può comportare l'espansione dei terreni agricoli in aree con alti stock di carbonio, come le foreste, le zone umide e le torbiere, portando ad un aumento delle emissioni di gas serra.**"

"50. Dato l'impatto sul clima che l'uso dell'olio di palma nella produzione di biocarburanti è suscettibile di generare e le notevoli quantità che saranno probabilmente utilizzate per il funzionamento della bioraffineria di La Mède, **la valutazione dell'impatto del progetto dovrebbe quindi includere un'analisi dei suoi effetti diretti e indiretti sul clima, una nozione che non può essere compresa in modo strettamente locale all'interno del perimetro immediato del progetto.**" (*originale in francese, grassetti aggiunti*)

Impatti del cambiamento climatico – compresi gli impatti a lungo termine, cumulativi e transfrontalieri

La Commissione Europea sottolinea più volte la natura complessa del cambiamento climatico ed il potenziale dei progetti di causare impatti e conseguenze a lungo termine, nonché gli effetti cumulativi che devono essere considerati nel momento in cui gli impatti al cambiamento climatico vengono integrati nella procedura di VIA.⁵² La Commissione afferma altresì anche di basare le raccomandazioni **"sul principio di precauzione** e di riconoscere le ipotesi e i limiti delle conoscenze attuali; (...) **Valutare le sinergie e gli effetti cumulativi del cambiamento climatico** e, per esempio, della biodiversità, che possono essere significativi" (*originale in inglese, grassetti aggiunti*).⁵³

Le emissioni generate da un progetto ed i loro effetti cumulativi legati al cambiamento climatico insieme alle emissioni di altri progetti connessi allo sfruttamento di petrolio e gas deve essere incorporate nella VIA. Le informazioni sugli impatti cumulativi relativi al clima delle emissioni operative ed *up- e downstream* dei progetti sono necessarie al governo per prendere decisioni informate sull'impatto di un singolo progetto sulla limitazione del riscaldamento globale a 1,5°C. Un'affermazione che gli impatti cumulativi di un progetto sarebbero impossibili da quantificare non è accurata, in particolare nel contesto del "budget di carbonio" rimanente nel mondo e del gap di produzione. Una posizione secondo cui nessun progetto individuale potrebbe essere associato a effetti ambientali significativi, a lungo termine, permanenti e negativi legati al cambiamento climatico perché le sue emissioni non sono significative rispetto alle emissioni globali non è nemmeno coerente con il consenso internazionale in evoluzione riguardo agli impatti cumulativi legati al clima.

⁵² Commissione Europea, "Technical guidance on the climate proofing of infrastructure in the period 2021-2027", 2021, https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/adaptation/what/docs/climate_proofing_guidance_en.pdf, pagine 74 e 76; Commissione Europea, "Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report", 2017, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/2b399830-cb4b-11e7-a5d5-01aa75ed71a1>, pagina 50; "Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Environmental Impact Assessment", 2013, <http://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/EIA%20Guidance.pdf>, pagina 10.

⁵³ "Technical guidance on the climate proofing of infrastructure in the period 2021-2027", 2021, pagina 77. L'ultimo rapporto dell'IPCC ha appena evidenziato ancora una volta che il cambiamento climatico sta portando molteplici cambiamenti diversi in diverse regioni, si veda IPCC, "Climate change widespread, rapid, and intensifying – IPCC", agosto 2021, <https://www.ipcc.ch/2021/08/09/ar6-wg1-20210809-pr/>.

Quando si esaminano gli impatti climatici del progetto proposto, la procedura di VIA richiede di valutare le emissioni di gas serra che si verificano durante il funzionamento dell'impianto così come durante il processo *up-, mid- e downstream*.

1. CO₂ emissioni (combustione)

Enel stima le sue emissioni di gas serra esclusivamente sulla base delle emissioni di CO₂ (si veda pagina 23 della nota di "Integrazioni e chiarimenti"). Tuttavia, nel valutare le sue emissioni di CO₂, bisogna considerare quanto segue:

Il progetto di conversione a gas della "Federico II" di Brindisi prevede la costruzione di un ciclo combinato (CCGT) che, in assetto finale, dovrebbe avere una potenza di circa 1680 MWe, anche se poi nella nota di "Integrazioni e chiarimenti" di Enel si legge che: "[la potenza massima] *potrebbe subire un aumento dai 1680 MWe indicati preliminarmente fino a 1730 MWe per tenere conto dell'ulteriore sviluppo tecnologico in corso per le nuove turbine a gas di classe H.*" Si ricorda poi anche come il progetto preveda prima la realizzazione in successione di 2 unità OCGT da 560 MW (per 1120 MWe totali), completate poi con il CCGT che porta appunto la potenza complessiva almeno fino ai già citati 1680 MWe.

Stabilire quali potranno essere le emissioni di CO₂ dell'impianto è estremamente complesso dal momento che occorre tenere conto simultaneamente delle possibili modalità di funzionamento dell'impianto e di assetto (OCGT o CCGT), quindi della sua efficienza e ovviamente del numero di ore di operatività. Per essere chiari: se si trattasse solo di un impianto CCGT con funzionamento *base load* sarebbe molto più immediato avere stime preliminari precise delle emissioni di CO₂, ma proprio per le caratteristiche quasi modulari dell'impianto si possono solo fare svariati scenari che interpolando i diversi dati offrono indicativamente i livelli di emissione annuale. Si tratta però, proprio per le caratteristiche flessibili dell'impianto, di scenari da prendere con una certa prudenza.

Ad esempio, se si ragiona su impianto in assetto CCGT con funzionamento quindi a piena potenza (1680 MWe) e con un'efficienza di circa il 61%, ossia con un fattore di emissione di circa 330 gCO₂/kWh (dati dichiarati dall'azienda compatibili con i dati di letteratura), ipotizzando un funzionamento di circa 5000 h/a si potrebbero arrivare ad avere oltre 2,77 MtCO₂/anno.

Nel caso invece di funzionamento come *peaker*, quindi operando a ciclo aperto, con un'efficienza di circa 41% e quindi con emissioni specifiche di circa 491 gCO₂/kWh (dati forniti da ENEL ma coerenti con dati di letteratura), se si ipotizzasse un'operatività tra 1500 e 2000 h/a con una sola unità OCGT avremmo emissioni comprese tra 0,41 e 0,55 MtCO₂. Se operassero tutte e due le OCGT per lo stesso numero di ore potremmo quindi avere emissioni annuali comprese tra 0,82 e 1,1 MtCO₂. In realtà i dati nel funzionamento a ciclo aperto potrebbero essere anche superiori perché le emissioni specifiche sono calcolate con funzionamento continuo, mentre un *peaker* tende ad avere molti fermi impianto e ripartenze che generalmente ne peggiorano le performance.

Occorre comunque rilevare come solitamente un impianto come quello in questione proprio per le caratteristiche tecniche (2 turbine a gas + ciclo vapore) e per possibili differenti esigenze di rete potrebbe operare in determinati momenti come CCGT ma in molti altri come semplice OCGT quando ad esempio

le richieste di rete sono inferiori e sarebbe soprattutto impiegato per coprire dei picchi. Peraltro la stessa possibilità di avere due unità OCGT permette all'impianto una notevole scalabilità.

Con riferimento alle emissioni di gas serra occorre tuttavia ragionare non solo in termini di CO₂ ma di CO₂ equivalente (CO₂eq), ossia considerare le emissioni fuggitive di CH₄ nelle fasi di pre-combustione (si veda *infra*, Parte II Capitolo 4). I valori menzionati infatti in precedenza (330 e 491 gCO₂/kWh) sono riferiti, per l'appunto, alle sole fasi di combustione e con funzionamento ottimale dell'impianto. Questo modo di ragionare porta a sottostimare sensibilmente i dati di pre-combustione e spesso gli stessi valori riportati in letteratura non sono adeguati a descrivere il problema, sia perché spesso sottostimano l'entità delle emissioni fuggitive di CH₄, sia perché gli attribuiscono un peso inferiore in termini di GWP reale (Global Warming Potential). Ad esempio ragionare su un potenziale di riscaldamento di circa 30 è piuttosto arbitrario, o meglio è un dato che si sposa con l'orizzonte dei 100 anni (GWP100), ma non tiene conto del fatto che il GWP per il metano sui 20 anni (GWP20) è circa 83 volte quello della CO₂.⁵⁴ Tutto questo porta a una ulteriore sottostima degli impatti soprattutto vista la necessità di agire con urgenza per fronteggiare i cambiamenti climatici in atto.

Infine, risulta necessario notare che Enel ha valutato gli impatti sul clima solo fino al 2030 (pagine 23/24 della nota di "Integrazioni e chiarimenti"). Tuttavia, come descritto sopra, le emissioni di gas serra generate dal progetto devono essere valutate per tutta la sua durata.⁵⁵ La durata del progetto in questione supererà il 2030 e continuerà negli anni successivi in cui il trend delle emissioni di gas serra deve essere ulteriormente ridotto per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Come minimo, Enel intende far funzionare questo impianto per 15 anni secondo i contratti del *capacity market* italiano, che si prolungheranno ben oltre il 2030.

2. Emissioni di metano (upstream e midstream)

Conformemente ai requisiti previsti dalla normativa in materia di VIA al fine di considerare gli impatti indiretti, dovrebbero essere valutate le emissioni a monte e a valle (*upstream* e *downstream*) associate al progetto proposto in quanto le medesime contribuiscono al cambiamento climatico. Quanto di seguito rappresentato dimostra che, sulla base delle più recenti conoscenze scientifiche in relazione agli impatti *upstream* e *downstream* dello sviluppo di progetti legati allo sfruttamento di gas, sussistono motivazioni per cui, in ragione degli inaccettabili impatti climatici, Codesto Spett.le Ministero della Transizione Ecologica debba concludere negativamente il procedimento di VIA relativo al progetto. Come chiarito *supra*, Enel non ha valutato alcuna emissione di metano, nei nuovi documenti forniti come parte della nota di "Integrazioni e chiarimenti", aspetti invero anche fortemente sottostimati nella documentazione precedentemente presentata.

Prima che il gas venga bruciato, grandi quantità di emissioni di gas serra (principalmente metano, anidride carbonica e protossido di azoto) si verificano in diversi punti della catena di approvvigionamento. La

⁵⁴ IPCC Sixth Assessment Report, "Climate Change 2021: The Physical Science Basis" (il document è soggetto a revisione finale), agosto 2021, https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Full_Report.pdf, tabella 7.15 7-125.

⁵⁵ "Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report", pagina 39.

quantità di queste emissioni indirette varia a seconda della regione da cui proviene il gas, la tecnologia applicata, la distanza ed il modo in cui il gas viene trasportato.

Il metano è un gas a effetto serra molto potente che aumenta il riscaldamento globale ad un tasso 83 volte più alto dell'anidride carbonica su un periodo di 20 anni.⁵⁶ Questo significa che, a breve e medio termine, il metano è molto più dannoso per il clima dell'anidride carbonica.

Le perdite di metano si verificano durante l'esplorazione, la produzione, la lavorazione, la trasmissione e lo stoccaggio, la liquefazione e la distribuzione.⁵⁷

L'istanza presentata da Enel in relazione al progetto non specifica esattamente da dove proverrebbe il gas da utilizzare nel progetto proposto, se realizzato. Questa è un'informazione estremamente rilevante per le Amministrazioni ed il pubblico al fine di effettuare una corretta valutazione degli impatti ambientali del progetto. Anche se non siamo in possesso di tali informazioni, stimiamo che il gas proverrà da paesi di origine simili a quelli da cui origina fornitura complessiva di gas dell'Italia (il 93% del gas è di importazione⁵⁸). Ciò significherebbe che quantità sostanziali proverrebbero, per esempio, da Russia, Algeria, Azerbaijan, Stati Uniti. La tabella seguente riporta le emissioni di metano stimate dall'Agenzia Internazionale dell'Energia ("IEA") per l'esplorazione e la produzione di gas in questi paesi, il gas totale prodotto in questi paesi e, se disponibile, l'intensità di metano (basata sui dati dell'Istituto per gli Studi sull'Energia dell'Università di Oxford).

Stato	Stima totale delle emissioni di gas <i>upstream</i> nel 2020 ⁵⁹ (kilotonnelate)	Produzione globale di gas naturale nel 2020 ⁶⁰ (miliardi di metri cubi)	Intensità del metano ⁶¹ (kg CO ₂ -eq/boe)
Russia	7316	638.5	34
Algeria	1142	81.5	56
Azerbaijan	93	25.8	Dato non disponibile
Qatar	492	171.3	10
US	5603	914.6	21

Tabella 1. Stima delle emissioni di metano derivanti dall'esplorazione e produzione di alcuni esportatori nei confronti dell'Italia

⁵⁶ IPCC Sixth Assessment Report, "Climate Change 2021: The Physical Science Basis" (il document è soggetto a revisione finale), agosto 2021, https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Full_Report.pdf, Table 7.15 7-125.

⁵⁷ IEA, "Methane from Oil and Gas: Overview", <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/methane-from-oil-gas>; Joannes D. Maasackers et al. "2010–2015 North American methane emissions, sectoral contributions, and trends: a high-resolution inversion of GOSAT observations of atmospheric methane", *Atmospheric Chemistry and Physics*, 2021; 21 (6): 4339 DOI, [10.5194/acp-21-4339-2021](https://doi.org/10.5194/acp-21-4339-2021); Maazallahi, H. et al, "Methane mapping, emission quantification, and attribution in two European cities: Utrecht (NL) and Hamburg (DE)", *Atmospheric Chemistry and Physics*, 2020; 20, 14717–14740, <https://doi.org/10.5194/acp-20-14717-2020>.

⁵⁸ MITE, LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2020, luglio 2021.

⁵⁹ IEA, "Methane Tracker 2020", <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020>.

⁶⁰ BP "Statistical Review of World Energy": <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.

⁶¹ Jonathan Stern, "Methane Emissions from Natural Gas and LNG Imports: an increasingly urgent issue for the future of gas in Europe", novembre 2020, *Oxford Institute for Energy Studies* pagina 19.

Si noti che le sudette stime tengono conto solo delle fasi di esplorazione e produzione di gas fossile. In proposito, è necessario sottolineare che quantità significative di metano sono altresì emesse attraverso altre parti della catena di approvvigionamento (compreso il trasporto) nonché, inoltre, che catene di approvvigionamento specifiche differiscono. **Tenendo conto delle emissioni di trasporto, l'intensità complessiva delle emissioni *upstream* risulterà molto probabilmente significativamente più alta.**⁶²

In particolare in Italia, la **Clean Air Task Force** ha dimostrato le emissioni di metano (normalmente invisibile) in vari impianti. L'organizzazione ambientalista non profit sta filmando l'inquinamento da metano, tra l'altro, in Italia con una telecamera OGI (Optical Gas Imaging) per localizzare le perdite e le emissioni, che vengono rilasciate nell'atmosfera.⁶³ *Inter alia*, le seguenti **emissioni in siti del Centro/Sud Italia sono state registrate:**⁶⁴

- Emissioni continue dallo sfogo di pressione presso il terminale di interconnessione TAP Masseurs Capitano gestito da SNAM (11-12 aprile 2021).
- Tre fonti di emissione di metano, da sfiato centrale, sfiato serbatoio e sfiato compressore, presso la Centrale Gas Garaguso gestita da Edison (10 aprile 2021).
- Emissioni significative da due serbatoi presso la Centrale di compressione di Melizzano gestita da Snam (09 aprile 2021).
- Tre fonti di emissione di metano, due serbatoi che sfatano in continuo, tubo di sfiato con emissione continua ad alta velocità e sfiato da torcia centrale non accesa presso il campo di stoccaggio sotterraneo di Fiume Treste gestito da Snam/Stogit (14 aprile 2021).
- Due perdite da apparecchiature del gasdotto presso la stazione di misura Snam accanto a Eni Central Gas nell'impianto di raccolta di Candela (12 aprile 2021).
- Sfogo da tre cassette di misurazione (piccola-media, alta velocità, continua) presso la Blocking Station Moliterno (stazione di gasdotto) gestita da Snam (9 aprile 2021).

I suddetti **esempi** non sono assolutamente esaustivi, ma **confermano ancora una volta che le emissioni di metano sono un problema molto frequente per gli impianti e le infrastrutture del gas.**

Coerentemente con le linee guida di cui sopra, la VIA dovrebbe includere una valutazione di tutte le emissioni significative dirette e indirette di gas serra del progetto. Le emissioni indirette "generate o evitate come risultato di altre attività incoraggiate dal progetto" includono chiaramente le significative quantità di metano emesse come risultato della domanda di gas dagli impianti di gas europei come quello presentato.

Il richiedente del progetto potrebbe anche sostenere che le emissioni *up-* e *midstream* sono troppo incerte per essere prese in seria considerazione nel determinare se il progetto debba essere permesso. In proposito, teniamo ad esortare il Ministero della Transizione Ecologica a prendere in considerazione le più recenti conoscenze scientifiche in questo settore, dove studi scientifici indipendenti mostrano costantemente che le emissioni di metano dalla catena di approvvigionamento del gas sono molto più alte di quanto riportato dalle società e dai governi.⁶⁵ I calcoli delle emissioni da parte della storicamente conservatrice IEA per i principali paesi esportatori di gas rilevanti per il progetto sono ordini di grandezza

⁶² Si veda, per esempio, rapporti di grandi perdite di metano dai gasdotti: Aaron Clark and Dina Khrennikova, "Huge Methane Leak Spotted by Satellite Came From Gazprom Pipeline", 18 giugno 2021, *Bloomberg*: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-06-18/gazprom-admits-to-massive-methane-leaks?sref=tghVnhKI>.

⁶³ Si veda Clean Air Task Force, 2021, <https://cutmethane.eu/the-basics-of-optical-gas-imaging/>.

⁶⁴ Per altri siti in esame in Italia nell'aprile 2021: Clean Air Task Force on Youtube, 24 giugno 2021, https://www.youtube.com/watch?v=xyVpZtxrXC0&list=PLKH65C8nX1i9jCPj_uEV5Ci5itkUXP98o&index=1. Per i luoghi esaminati altrove in Europa, si veda <https://cutmethane.eu/>.

⁶⁵ Commissione Europea, 2000, COM (2000) 1 final.

più alti di quello che questi paesi hanno riportato all'UNFCCC. Per esempio, per la Russia, la stima della IEA delle emissioni totali di metano della catena di approvvigionamento del gas nel 2020 sono più del doppio di quelle riportate dal paese all'UNFCCC.⁶⁶ Nel 2020 il governo del Qatar ha sottostimato le emissioni di metano legate al gas di quel paese di più di otto volte le stime della IEA.⁶⁷ Anche le emissioni riportate dai governi di Algeria e Stati Uniti sono significativamente inferiori alle stime della IEA. Il richiedente del progetto dovrebbe essere tenuto a specificare chiaramente la quantità di tali emissioni di metano generate dal progetto.

Inoltre, non è sufficiente che il richiedente faccia affidamento sull'idea che le emissioni *midstream* e *upstream* del progetto non darebbero da sole un contributo materiale al cambiamento climatico. La scienza del clima è ormai progredita al punto che è riconosciuta dai tribunali più alti che individuano i singoli progetti di combustibili fossili come causa principale del cambiamento climatico. L'onere di quantificare chiaramente gli impatti climatici diretti e indiretti di questo progetto, alla luce della scienza indipendente e aggiornata, spetta al richiedente del progetto.

Applicazione del principio di precauzione

Fermo quanto sopra, nella denegata e non creduta ipotesi in cui il Ministero della Transizione Ecologica considerasse le emissioni del progetto proposto troppo incerte per effettuare una valutazione dei probabili impatti del progetto, lo invitiamo a considerare, in questo contesto, l'applicazione del principio di precauzione (come richiesto anche dalla Commissione Europea).⁶⁸ Il principio è incorporato nel diritto dell'UE attraverso l'articolo 191(2) del TFUE, che prevede che:

"La politica dell'Unione in materia ambientale mira a un elevato livello di tutela, tenendo conto della diversità delle situazioni nelle varie regioni dell'Unione. Essa è fondata **sui principi della precauzione e dell'azione preventiva**, sul principio della correzione, in via prioritaria alla fonte, dei danni causati all'ambiente e sul principio "chi inquina paga".

Il principio di precauzione deriva dalla Dichiarazione di Rio del 1992 sull'ambiente e lo sviluppo, che afferma che: "Quando ci sono minacce di danni gravi o irreversibili, la mancanza di piena certezza scientifica non deve essere usata come motivo per rimandare misure efficaci in termini di costi per prevenire il degrado ambientale".⁶⁹

Nella comunicazione sul principio di precauzione, la Commissione Europea ha chiarito che:⁷⁰

"Il ricorso al principio di precauzione presuppone che siano stati identificati effetti potenzialmente pericolosi derivanti da un fenomeno, prodotto o processo, e che la valutazione scientifica non permetta di determinare il rischio con sufficiente certezza. L'attuazione di un approccio basato sul principio di precauzione dovrebbe iniziare con una valutazione scientifica, il più completa possibile e, se possibile, identificando in ogni fase il grado di incertezza scientifica".

La Commissione nota anche la necessità di "ragionevoli motivi di preoccupazione" sui rischi potenziali.

⁶⁶ IEA, "Methane Tracker 2020", <https://www.iea.org/articles/methane-tracker-database>.

⁶⁷ IEA, "Methane Tracker 2020", <https://www.iea.org/articles/methane-tracker-database>.

⁶⁸ Commissione Europea, "Technical guidance on the climate proofing of infrastructure in the period 2021-2027", 2021, https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/adaptation/what/docs/climate_proofing_guidance_en.pdf, pagine 77 et seq.

⁶⁹ United Nations Environment Programme, 1992.

⁷⁰ Commissione Europea, "Commission adopts Communication on Precautionary Principle", 02/02/2000, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_00_96.

Come chiarito in seguito, applicando il principio, è chiaro come la continua emissione di grandi quantità di metano dalla catena di approvvigionamento del gas fossile abbia effetti potenzialmente pericolosi derivanti dal fenomeno dell'effetto serra, come noto causa di cambiamenti climatici catastrofici. Poiché la valutazione scientifica non permette di determinare con precisione tutti i rischi associati a tali emissioni, l'applicazione dell'approccio precauzionale è ancora più importante.

Effetti potenzialmente pericolosi

Il Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici ("IPCC"), nel suo ultimo rapporto sullo stato della scienza del clima, ha evidenziato il ruolo delle emissioni di metano causate dall'uomo negli esiti del cambiamento climatico.⁷¹ L'IPCC ha osservato che è probabile che i cambiamenti nelle emissioni di inquinanti climatici a vita breve (come il metano) causeranno un ulteriore aumento della temperatura tra 0,06°C e 0,35°C entro il 2040 rispetto alle temperature del 2019. Dato che l'aumento della temperatura globale dovuto al cambiamento climatico antropogenico è già intorno a 1,1°C, e che l'IPCC ha identificato 1,5°C di riscaldamento come la soglia oltre la quale è probabile che si verifichi un cambiamento climatico catastrofico, le emissioni di metano hanno un peso significativo sugli esiti climatici fino al 2050.⁷² In altre parole, mentre il metano offre l'ultimo miglior "frutto a portata di mano" per la mitigazione delle emissioni, il medesimo potrebbe anche causare un danno immenso se i livelli di emissioni continuassero.⁷³ L'industria dei combustibili fossili, compresa la catena di approvvigionamento del gas, è uno dei maggiori contribuenti al cambiamento climatico, e la riduzione di queste emissioni potrebbe ridurre drasticamente il rischio di un cambiamento climatico incontrollato.⁷⁴

La valutazione scientifica non permette una determinazione precisa dei rischi

Mentre l'IPCC identifica il metano come un fattore che contribuisce a livelli potenzialmente pericolosi di riscaldamento globale, gli effetti atmosferici esatti delle continue emissioni di metano da progetti di combustibili fossili come il progetto proposto non possono essere determinati con precisione. Questo è in parte dovuto al fatto che il tasso al quale il metano si scompone nell'atmosfera dipende da complesse reazioni chimiche, che dipendono a loro volta dal tasso di altre emissioni di gas serra. Per esempio, gli scienziati hanno notato che "whilst the main driver of atmospheric methane increases since 1850 is emissions of methane itself, increased ozone precursor emissions [such as from air pollutants] have significantly modulated (in general reduced) methane trends".⁷⁵ Questo significa che, se ci sono riduzioni significative di quelle emissioni di precursori dovute, per esempio, a cambiamenti di *policy* per ridurre l'inquinamento atmosferico, le concentrazioni di metano atmosferico potrebbero aumentare, causando

⁷¹ IPCC, "Climate change widespread, rapid, and intensifying – IPCC", August 2021, <https://www.ipcc.ch/2021/08/09/ar6-wg1-20210809-pr/>.

⁷² IPCC, "Climate Change 2021: the physical science basis", pagina TS-68; Fiona Harvey, "Reduce methane or face climate catastrophe, scientists warn", 6 August 2021, *The Guardian*: <https://www.theguardian.com/environment/2021/aug/06/reduce-methane-or-face-climate-catastrophe-scientists-warn>.

⁷³ United Nations Environment Programme, and Climate and Clean Air Coalition, "Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions", 2021, <https://www.unep.org/resources/report/global-methane-assessment-benefits-and-costs-mitigating-methane-emissions>.

⁷⁴ United Nations Environment Programme, and Climate and Clean Air Coalition, "Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions".

⁷⁵ David S. Stevenson et al, "Trends in global tropospheric hydroxyl radical and methane lifetime since 1850 from AerChemMIP", 2019, *Atmospheric Chemistry and Physics* at <https://acp.copernicus.org/preprints/acp-2019-1219/acp-2019-1219.pdf>.

livelli più alti di riscaldamento. **Questo rende l'applicazione del principio di precauzione ancora più importante.**

3. Altri emissioni rilevanti

Si noti che il presente documento si concentra solo sulle emissioni di CO₂ durante la combustione, e le emissioni di metano nel processo *up-* e *midstream*. È importante sottolineare che ci sono più emissioni di gas serra e impatti climatici da considerare. Ad esempio, il metano può essere presente anche nel medesimo sito di impianto.⁷⁶ Anche le emissioni *downstream* sono rilevanti, cioè il trasporto e la consegna ai consumatori finali, per citare alcuni esempi. Anche a tali fasi, per qualsiasi incertezza dei dati, è necessario applicare il principio di precauzione. Pertanto, l'attenzione di Enel nella nota di "Integrazioni e chiarimenti" sulle emissioni di CO₂ durante la prima parte della vita dell'impianto (fino al 2030) non soddisfa i requisiti richiesti nell'ambito della VIA.

4. Contrasto con gli obiettivi climatici

La guida della Commissione Europea sulla valutazione delle infrastrutture in relazione al clima sottolinea i criteri chiave sulla mitigazione del clima per la VIA, in particolare:⁷⁷

"Gli investimenti in infrastrutture dovrebbero essere allineati con gli obiettivi **dell'Accordo di Parigi** e compatibili con un percorso credibile verso uno scenario di zero emissioni di gas serra e la neutralità climatica entro il 2050. Inoltre, gli investimenti in progetti infrastrutturali non dovrebbero arrecare danni significativi ad altri **obiettivi ambientali dell'UE**, come l'uso sostenibile e la protezione delle risorse idriche e marine, la transizione verso un'economia circolare, la prevenzione e il riciclaggio dei rifiuti, la prevenzione e il controllo dell'inquinamento e la protezione di ecosistemi sani" (*originale in inglese, grassetti aggiunti*)

La VIA (la sua *baseline* e la sua valutazione delle alternative) deve prendere in considerazione "i pertinenti **obiettivi di riduzione dei gas serra a livello nazionale, regionale e locale**" e la misura in cui il progetto e le sue alternative **contribuirebbero a questi obiettivi**.⁷⁸

Inoltre, il Ministero per la Transizione Ecologica sta chiedendo a Enel come intende rispettare gli obiettivi di transizione energetica (No. 1(a) di "Richiesta integrazioni CTVA"). Enel sta, tra l'altro, facendo riferimento al PNIEC del dicembre 2019. Mentre in linea di principio, il PNIEC è uno dei documenti strategici da considerare, la fattispecie concreta mostra, al contrario, quanto segue:

⁷⁶ "Observations of Methane Emissions from Natural Gas-Fired Power Plants", Environ. Sci. Technol. 2019, 53, 15, 8976–8984, <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.9b01875>.

⁷⁷ Commissione Europea, "Technical guidance on the climate proofing of infrastructure in the period 2021-2027", 2021, https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/adaptation/what/docs/climate_proofing_guidance_en.pdf, pagina 77.

⁷⁸ Commissione Europea, "Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report", 2017, pagina 39.

In primo luogo, la costruzione di una nuova centrale a gas a Brindisi non risulta in linea con gli obiettivi del PNIEC italiano. Grazie ai contratti di *capacity market* già firmati per il 2022 e il 2023, che coprono 5,8 GW,⁷⁹ è già stato superato l'obiettivo di 5,4 GW del rapporto adeguatezza di Terna, quindi quasi doppio di quanto richiedeva il PNIEC per compensare l'effetto dell'aumento della domanda, della dismissione delle centrali a petrolio e del phase-out del carbone. La presenza di un'altra centrale a gas aggrava ancora di più il superamento di questa quantità.

In secondo luogo, il PNIEC stesso non risulta adeguato per raggiungere gli obiettivi climatici europei ed internazionali: Secondo un'analisi di Ember, **l'Italia è uno dei paesi dell'UE più indietro nella decarbonizzazione dell'elettricità entro il 2030.**⁸⁰ Seguendo il percorso del piano, l'Italia sarà uno dei paesi dell'UE più dipendenti dai combustibili fossili per la produzione di elettricità e **sta pianificando la più grande espansione dell'impiego del gas fossile nel settore elettrico nell'UE tra il 2018 e il 2025**, guidata dal suo passaggio dal carbone al gas. "La diffusione dell'elettricità da fonti rinnovabili in Italia tra il 2018 e il 2030 è inferiore alla media dell'UE-27 e non è sufficiente per compiere progressi significativi in relazione alla sua attuale elevata quota di combustibili fossili nella combinazione elettrica. Entro il 2030 l'Italia sarà responsabile di circa il 10% delle emissioni del settore energetico dell'UE-27 e sarà il terzo più grande emettitore di tale settore."⁸¹

In terzo luogo, la **nuova legge europea sul clima** è entrata in vigore,⁸² aumentando l'ambizione di ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 (invece di -40%) e concordando la neutralità climatica entro il 2050. Quindi, **l'attuale PNIEC italiano è in ogni caso da ritenersi superato.** I prossimi dossier legislativi del "Fit for 55 Package"⁸³ definiranno obiettivi e obblighi ancora più specifici. Pertanto, il PNIEC dovrà essere rivisto e modificato, includendo, *inter alia*, un'ulteriore riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Questo lavoro in corso non dovrebbe essere ostacolato dando un consenso allo sviluppo di una nuova installazione di combustibile fossile dannosa per il clima ed evitabile. **La nuova centrale a gas potrebbe infatti mettere a rischio il raggiungimento dei nuovi obiettivi prima ancora di essere specificata nel PNIEC aggiornato.**

Infatti, Enel fornisce un secondo scenario nella nota di "Integrazioni e chiarimenti", cercando di prendere in considerazione il nuovo obiettivo europeo di riduzione dei gas serra. Nello scenario di maggiore decarbonizzazione presentato da Enel per il 2030 resta la ragguardevole previsione di una produzione termoelettrica a gas di 100 TWh, incoerente con uno scenario di decarbonizzazione completa del settore elettrico al 2050.

Bisogna sottolineare che 100 TWh di produzione da gas entro il 2030 – comprese le sue emissioni di gas serra in particolare di CO₂ e metano – contraddice le ultime informazioni su come raggiungere l'obiettivo dell'Accordo di Parigi.

⁷⁹ Si veda anche Carbon Tracker, pagina 25.

⁸⁰ Ember, "Vision or Division? What do National Energy and Climate Plans tell us about the EU power sector in 2030?", Country factsheet Italy, November 2020, <https://ember-climate.org/wp-content/uploads/2020/11/NECP-Factsheet-Italy-Versione-italiana-.pdf> (italiano).

⁸¹ "Vision or Division? What do National Energy and Climate Plans tell us about the EU power sector in 2030?", Country factsheet Italy, November 2020.

⁸² Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999.

⁸³ Si veda anche Parlamento europeo, Legislative train schedule, <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/package-fit-for-55>.

Il rapporto **UNEP Emissions Gap Report 2020** mostra chiaramente che:⁸⁴

"Gli impegni dei governi nell'ambito dell'Accordo di Parigi, noti come Contributi Determinati a livello Nazionale (NDC), sono ancora tristemente inadeguati. Le emissioni previste per il 2030 lasciano il mondo **sulla strada di un aumento di 3,2°C in questo secolo**, anche se tutti gli NDC incondizionati sono completamente implementati" (*originale in inglese, grassetti aggiunti*)

L'ultimo rapporto del **Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (IPCC)** prevede un riscaldamento già più rapido. Trova che "a meno che non ci siano riduzioni immediate, rapide e su larga scala delle emissioni di gas serra, limitare il riscaldamento a circa 1,5°C o addirittura 2°C sarà fuori portata".⁸⁵

Il rapporto **Net Zero by 2050 dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA)** sottolinea la necessità di eliminare gradualmente la produzione di petrolio e gas. Per essere coerente con uno scenario di riscaldamento di 1,5°C, riporta l'inequivocabile constatazione secondo cui "non sono necessari nuovi giacimenti di petrolio e gas naturale oltre a quelli che sono già stati approvati per lo sviluppo [nel 2021]".⁸⁶ Per quanto riguarda la generazione di elettricità in particolare, l'IEA mostra la generazione globale di elettricità per fonte nello scenario di emissioni nette zero (NZE), mostrando che la generazione con gas naturale senza cattura del carbonio deve diminuire drasticamente entro il 2030 ed è inferiore del 90% entro il 2040 rispetto al 2020.⁸⁷ Inoltre, "[i]l NZE, le emissioni di CO₂ dalla generazione di elettricità scendono a zero in aggregato nelle economie avanzate nel 2030. Cadono a zero nelle economie emergenti e in via di sviluppo intorno al 2040".⁸⁸ L'Italia come paese OCSE è naturalmente già una delle economie avanzate.⁸⁹

Il rapporto dell'IEA mostra che "vi è uno spostamento significativo dalla NZE dall'uso di centrali a carbone e a gas per la fornitura di flessibilità all'uso di rinnovabili, idrogeno, accumulo di batterie e demand-side response",⁹⁰ e la diminuzione dell'intensità di CO₂ della generazione elettrica (fino a emissioni negative).⁹¹ L'Italia come paese ad alto reddito e parte dell'OCSE deve considerare che alla luce del principio delle **"responsabilità comuni ma differenziate"**, che è una pietra miliare del regime giuridico internazionale che regola l'azione nazionale sui cambiamenti climatici, è tenuta ad assumersi una maggiore responsabilità nella mitigazione dei cambiamenti climatici. Data questa responsabilità, l'Italia è tenuta ad

⁸⁴ UNEP, "Key messages of United Nations Environment Programme (UNEP)", Emissions Gap Report, 2020, <https://wedocs.unep.org/xmlui/bitstream/handle/20.500.11822/34461/EGR20KM.pdf?sequence=17>; full report: <https://www.unep.org/emissions-gap-report-2020>. L'attuale serie di NDC è soggetta a revisione prima della COP26 a Glasgow nel novembre 2021. L'UE ha presentato formalmente all'ONU i suoi nuovi obiettivi di riduzione dei gas serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, si veda <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-14222-2020-REV-1/en/pdf>.

⁸⁵ IPCC, "Climate change widespread, rapid, and intensifying – IPCC", agosto 2021, <https://www.ipcc.ch/2021/08/09/ar6-wg1-20210809-pr/>.

⁸⁶ International Energy Agency, "Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector", 2021, https://iea.blob.core.windows.net/assets/20959e2e-7ab8-4f2a-b1c6-4e63387f03a1/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf para 4.3.1.

⁸⁷ "Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector", 2021, pagine 115 (Figura 3.10), 116 e 101 (Figura 3.2).

⁸⁸ "Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector", 2021, pagina 114.

⁸⁹ "Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector", 2021, pagina 212.

⁹⁰ "Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector", 2021, pagina 117 (vedi anche Figura 4.18 per dati delle economie avanzate).

⁹¹ "Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector", 2021, pagina 200 (Tabella A.5).

accelerare i suoi obiettivi nazionali e qualsiasi PNIEC aggiornato deve essere più ambizioso di 100 TWh entro il 2030.

Aggiungere nuove emissioni di gas serra (inclusi CO₂ e CH₄), autorizzando una nuova centrale a combustibile fossile – evitabile⁹² – per un (lungo) periodo dopo che il phase-out del carbone è già avvenuto, non contribuisce agli obiettivi climatici a nessun livello.

⁹² Si veda, in proposito, la Parte I.

III. Conclusioni: una decarbonizzazione senza passare dal gas

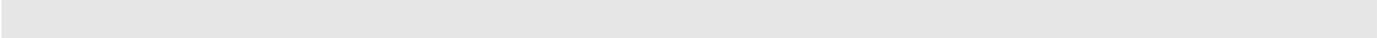
Il presente Rapporto energetico-climatico mostra che la costruzione di un nuovo impianto di generazione con emissione di gas dannosi per il clima è ingiustificabile.

La Direttiva VIA (recepita nella legislazione italiana tramite il D.Lgs. 152/2006), richiede la verifica preventiva degli impatti climatici del progetto proposto, il che implica descrivere lo scenario in assenza del progetto e confrontarlo con quello in cui il progetto è realizzato ed altre alternative, cosa che questo documento svolge rispettivamente nelle Parte I e II.

La *Parte I* mostra che **non c'è alcun rischio di sicurezza del sistema elettrico** in assenza dell'impianto proposto, che può essere sostituito da alternative più economiche e non dannose per il clima. Del resto le forniture elettriche non stanno risentendo del processo di graduale riduzione della generazione elettrica a carbone già in atto. Inoltre, insistere con impianti a gas comporta un eccesso di investimenti con denaro pubblico che avrebbero ulteriori conseguenze di **ritardo nella decarbonizzazione**.

La *Parte II* evidenzia i **danni climatici dell'impianto proposto**, diretti e indiretti come previsto dalla VIA. Si tratta di nuove emissioni-serra dirette (**CO₂ da combustione**) e indirette (emissioni di **CH₄ pre-combustione**) rispetto allo scenario di base, che avrebbero anche la conseguenza di essere controproducenti rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione che impegnano l'Italia nell'ambito di quelli europei e internazionali.

Di conseguenza, alla luce di quanto sopra, si chiede a Codesto Spett.le Ministero di rigettare l'istanza presentata da Enel. Quanto chiarito, infatti, dimostra ampiamente l'impossibilità di autorizzare la realizzazione del progetto proposto, concernente la conversione della centrale "Federico II" di Brindisi da un'alimentazione a carbone ad un'alimentazione a gas fossile.



Brussels Beijing Berlin London Warsaw Madrid Los Angeles Luxembourg

ClientEarth is an environmental law charity, a company limited by guarantee, registered in England and Wales, company number 02863827, registered charity number 1053988, registered office 10 Queen Street Place, London EC4R 1BE, a registered international non-profit organisation in Belgium, ClientEarth AISBL, enterprise number 0714.925.038, a registered company in Germany, ClientEarth gGmbH, HRB 202487 B, a registered non-profit organisation in Luxembourg, ClientEarth ASBL, registered number F11366, a registered foundation in Poland, Fundacja ClientEarth Poland, KRS 0000364218, NIP 701025 4208, a registered 501(c)(3) organisation in the US, ClientEarth US, EIN 81-0722756, a registered subsidiary in China, ClientEarth Beijing Representative Office, Registration No. G1110000MA0095H836. ClientEarth is registered on the EU Transparency register number: 96645517357-19. Our goal is to use the power of the law to develop legal strategies and tools to address environmental issues.

**Sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas presso
la centrale termoelettrica di Brindisi Sud Federico II**

**Emissioni in atmosfera e potenziali impatti: revisione critica
delle integrazioni fornite dal proponente al parere formulato
dell'Istituto Superiore di Sanità (ISS) e alla richiesta di
integrazioni ricevute da parte della Commissione Tecnica VIA.**

A seguito della richiesta pervenutami da "WWF Italia Onlus" e "ClientEarth", rappresentata da Massimiliano Varriale, e formulata come segue:

Nella attuale fase di riapertura della procedura di partecipazione pubblica nell'ambito della VIA, di cui sopra, vorremmo poterci avvalere della tua qualificata collaborazione per l'analisi tecnica delle integrazioni fornite dal proponente al parere formulato dell'Istituto Superiore di Sanità (ISS) prot. N. 24832 del 17.07.2020 e alla richiesta di integrazioni ricevute da parte della CTVIA Nota MiTE prot.n.39020 del 15.04.2021, allegato nota CTVIA n.1838 del 09.04.2021.

Ti chiederemmo quindi una revisione critica in merito alle emissioni in atmosfera e potenziali impatti delle stesse. Questo al fine di formulare, entro la scadenza prevista del 3 ottobre 2021, le osservazioni in oggetto.

Ritengo di fornire le seguenti informazioni e riferimenti documentali, in fede e secondo la mia preparazione scientifica, senza richiedere compensi, nell'interesse della tutela dell'ambiente e della salute pubblica.

Albinea (RE), 28/09/2021


Marco Cervino
(fisico, ricercatore presso il CNR, Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima)

Sommario

1.0.	Introduzione all'analisi richiesta.....	3
1.1.	Particolato primario.....	4
1.2.	Stima delle concentrazioni al suolo di monossido di carbonio (CO)	7
1.3.	Inquinanti secondari: particolato secondario e ozono.....	8
1.4.	Ammoniaca.....	10
1.5.	Approfondimento sulle ricadute e ampiezza dell'area di studio	10
	Osservazioni critiche riassuntive	13
	Riferimenti.....	14

1.0. Introduzione all'analisi richiesta

Prima di entrare nel merito di singole criticità relative alle emissioni in atmosfera delle centrali termoelettriche (CTE) alimentate a gas naturale, criticità che comportano un attento esame di ogni singola proposta di impianto, introduciamo il problema con la visione generale che ci forniscono MacKinnon e colleghi in una pubblicazione scientifica del 2018.

“Una serie di fattori influiscono sulle emissioni dirette della generazione elettrica da gas naturale, tra cui tecnologia di conversione selezionata, dimensioni, età, carico operativo e dinamica, presenza o assenza di controlli degli inquinanti, composizione del gas e altri. (p.65)

Le CTE a ciclo combinato

- **comportano emissioni primarie: ossidi di azoto, monossido di carbonio, composti organici volatili (COV), biossido di zolfo e particolato¹,**

Da Tabella 1, MacKinnon et al. (2018). *Emissioni in aria (g/kWh) per una CTE a ciclo combinato (555MW).*

	NO _x	SO ₂	CO	COV	PM
g/kWh	0.0305	0.0012	0.0031	3.72E-05	0.0004

- **e formazione di inquinanti secondari:**

Da Tabella 7, MacKinnon et al. (2018). *Emissioni e problemi associati di qualità dell'aria (AQ) dalla generazione di energia da gas naturale. [HAPs hazardous air pollutants]. Gli impatti che destano maggiore preoccupazione sono in grassetto*

Emissioni di inquinanti

NO_x, CO, SO₂, PM, HAPs

Problemi potenziali per la AQ

Ozono e PM

In merito alla formazione di inquinanti secondari, va rilevato che l'importanza relativa va stimata in relazione ad accurate analisi che dipendono fortemente da fattori locali difficilmente generalizzabili a qualsiasi sito.

Infine, va sottolineato che *“Le emissioni riportate rappresentano generalmente i dati raccolti durante il funzionamento alle condizioni di progetto (ad esempio, superiori all'80% della capacità nominale). Tuttavia, questo potrebbe non essere del tutto rappresentativo del funzionamento del mondo reale che è spesso di natura dinamica. I tassi di emissione delle turbine con carichi ridotti o durante la regolazione rapida del carico sono generalmente più elevati a causa di efficienze inferiori, combustione meno completa e funzionamento fuori progetto delle apparecchiature di controllo dell'inquinamento atmosferico. (...). Infine, l'avvio e l'arresto delle centrali elettriche comportano solitamente anche periodi di emissioni relativamente elevate (sia di GHG che di inquinanti) per unità di potenza generata” (p.65).*

Dunque il verificarsi di accensioni, spegnimenti e transitori di potenza sono anch'essi rilevanti per l'impianto in esame.

¹ Direct pollutant emissions from natural gas plants include NO_x, CO, VOC, PM, SO₂ and potentially [hazardous air pollutants](#) (HAP) including [formaldehyde](#). Generally, emissions of SO₂ and PM are low, while emissions of NO_x and CO require emissions control including combustion design and SCR.

Nell'ottica di prevenire e ridurre per quanto possibile i processi che portano ad inquinamento,² è opportuno esaminare le condizioni di esercizio dei grandi impianti di produzione energetica. Va rilevato che nella definizione di inquinamento vanno inclusi i processi di cui sia possibile stimare in modo tecnicamente e scientificamente robusto un nocimento potenziale, non necessitando quindi prove empiriche registrate quando il danno potenziale fosse già compiuto.

Le emissioni presentate dal proponente (CESI, 2019a) sono riassunte nella tabella che segue:

- NO_x 10 mg/Nm³ @15% O₂ dry nel ciclo combinato, 30 mg/Nm³ @15% O₂ dry nei cicli aperti
- CO 30 mg/Nm³ @15% O₂ dry
- NH₃ 5 mg/Nm³ @15% O₂ dry
- Altezza dei punti di emissione (camini di by-pass e camini ciclo combinato) dal suolo: 90m

“Le suddette emissioni saranno rispettate in tutto il range di funzionamento del turbogas dal 100% al minimo tecnico ambientale ed in tutto il campo di condizioni ambientali del sito. Per il rispetto di tali limiti è prevista l’installazione di apposito catalizzatore per l’abbattimento degli NO_x. Le temperature di esercizio di tali sistemi ne prevedono l’installazione tra i banchi di scambio della caldaia a recupero.” (CESI, 2019a)

Di seguito si elencano, ordinate per sostanze inquinanti, i processi emissivi che, necessitando attenzione, potrebbero generare motivi ostativi, nuove analisi e/o prescrizioni al termine della fase istruttoria.

1.1. Particolato primario.³

L'esame del documento ENEL (2021a) rivela che l'emissione di particolato primario non è stata presa in considerazione (p.12) e non è stata inserita nessuna ipotesi di emissione oraria di particolato nelle analisi. Questo perché si ritiene che l'emissione dell'insieme di particelle di diametro aerodinamico equivalente inferiore a 10 micrometri (PM₁₀), intesa sia come flusso di massa nei fumi sia come quantità integrata nel tempo in aria ambiente, non comporti un eccesso rispetto ai limiti vigenti per questo inquinante per la qualità dell'aria. Sebbene non sia obbligatorio porre attenzione sulle emissioni di polveri primarie nella produzione elettrica ove il combustibile sia gas naturale, si ricorda che l'obiettivo di riduzione e prevenzione dell'inquinamento prevede di considerare valutazioni ed eventuali e conseguenti prescrizioni (monitoraggi, limiti emissivi), qualora sia fondato il giudizio di potenziali dispersioni di inquinanti dall'attività in esame.

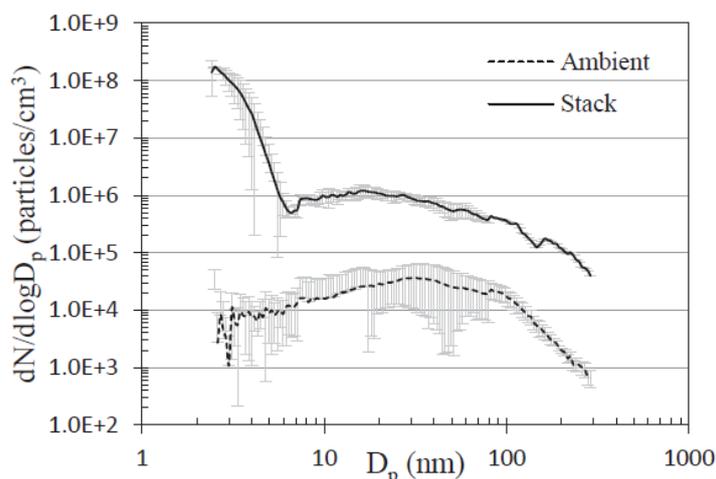
² «inquinamento», l'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel terreno, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi; DIRETTIVA 2010/75/UE del 24 novembre 2010 relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento), art.3.

³ Materiale particolato solido presente nei fumi all'interno dei camini di emissione, e dunque prelevabile da sonde poste all'interno dei camini. A meno che non sia riportato esplicitamente, il primario non comprende il particolato condensabile, ovvero sostanze allo stato ancora gassoso nei camini, che diventa liquido o solido appena all'esterno. Si veda la sez. sul particolato secondario.

Le conoscenze scientifiche sulla combustione del gas naturale indicano che il particolato primario prodotto in questo modo risulta di dimensioni ultrafini o nanometriche (5-100 nm); a parità di densità numerica (numero di particelle per unità di volume di fumo o di aria), la concentrazione di massa (che è la quantità regolata) risulta molto inferiore a quella di particelle di dimensione superiore. Applicando il fattore emissivo riportato in tabella 1 (MacKinnon et al., 2018), ovvero 0.4 mg/kWh, ipotizzando il funzionamento per 8000 ore/anno della configurazione di massima potenza (1680 MW delle due turbine in ciclo combinato), la CTE emetterebbe $0.4 * 10^{-9} * 8000 * 1680 * 10^3 = 5$ t/a di particolato.

Questo particolato primario è da ritenere di dimensione ultrafine (diametro <100 nm, Mertens et al., 2020; Brewer et al., 2016). Brewer e colleghi hanno misurato la distribuzione del numero di particelle in funzione del diametro delle stesse per unità di volume nei fumi a valle di un abbattitore catalitico di ossidi di azoto (SCR ad ammoniaca) nello scarico di una turbina a gas.

Figura 3 tratta da Brewer et al., 2016. Distribuzione delle dimensioni delle particelle nello scarico di una turbina rispetto a quella dall'aria ambiente. Le concentrazioni di particelle sono state corrette per il rapporto di diluizione. Le concentrazioni totali nello scarico, e nell'ambiente, sono $2.4 * 10^7$ e $3.5 * 10^4$ particelle / cm³ rispettivamente.

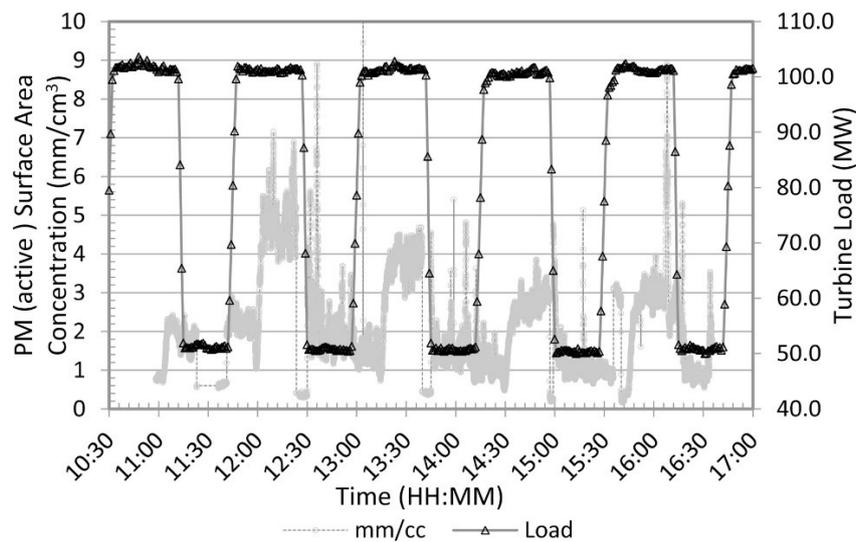


Una ricerca condotta da ricercatori e professori del Politecnico di Milano, commissionata da Assoelettrica (Macchi, 2004), misurò in un impianto italiano fattori di emissione fino a 10 volte inferiori. MacKinnon e colleghi riportano anche un risultato per il fattore emissivo di particolato primario presentato da un gruppo di ricerca dei Laboratori Nazionali USA Argonne (Cai et al., 2013) valutato sulla media degli impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale, valore invece più che doppio (0.9 mg/kWh) di quello indicato da MacKinnon e colleghi. Nello stesso studio, il fattore emissivo presentato sulla media delle turbine a gas tali e quali (non cicli combinati), è ordini di grandezza superiore. Quest'ultimo valore è confermato da un rilievo sperimentale compiuto da un team di ricerca iraniano (Fouladi Fard et al., 2016) su un complesso di sei turbine a gas, di cui due a ciclo combinato (complessivamente oltre 700 MWe) con un valore misurato al camino di 33.1 mg/kWh.

Come precedentemente rilevato, la grande variazione nelle misure e nelle stime che si trovano in letteratura sono giustificate dalla variazione delle reali condizioni di esercizio e, nel caso dell'impianto iraniano, anche la vetustà delle turbine, risalenti agli anni '90. Nella valutazione delle

emissioni bisognerebbe quindi introdurre anche una stima dell'aumento delle emissioni con il crescere dell'usura delle turbine.

Sempre Brewer e colleghi hanno messo in luce come l'emissione di particolato ultrafine variasse nettamente al variare del carico della turbina, dalla massima potenza (100 MW) a metà carico. Attraverso un detector dedicato, è stato possibile rilevare la variazione indiretta dell'aerosol ultrafine di fattori variabili da 2 a 9 volte.

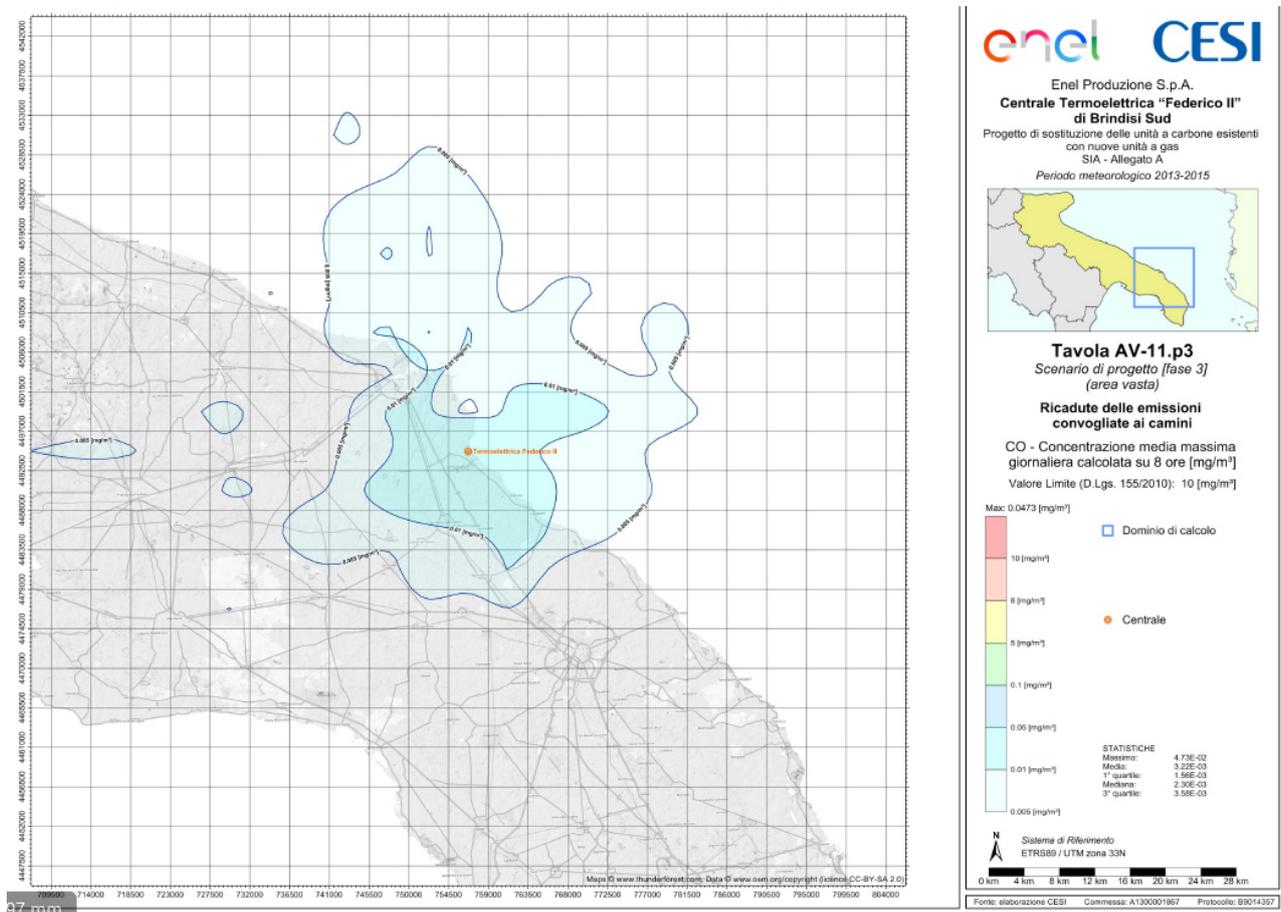


Le conoscenze scientifiche sul particolato ultrafine sono oggetto di continuo aggiornamento sia circa l'evoluzione in atmosfera (concentrazione, trasformazione chimica e stato di aggregazione, ecc.) del medesimo, sia sulle ricadute al suolo di particelle nanometriche, sia infine sugli impatti sulla salute. Pochi giorni fa è stata pubblicata da parte dell'Organizzazione Mondiale della Sanità (WHO, 2021) la versione aggiornata delle linee guida sulla qualità dell'aria. Un paragrafo (4.3) è stato dedicato proprio al particolato ultrafine, e viene riportato: *“Gli studi hanno dimostrato gli effetti a breve termine dell'esposizione all'UFP [particolato ultrafine, ndt], tra cui mortalità, visite al pronto soccorso, ricoveri ospedalieri, sintomi respiratori ed effetti su infiammazione polmonare/sistemica, variabilità della frequenza cardiaca e pressione sanguigna; ed effetti a lungo termine sulla mortalità (per tutte le cause, cardiovascolare, IHD [cardiopatia ischemica, ndt] e polmonare) e su diversi tipi di morbilità. Tuttavia, sono stati utilizzati vari intervalli di dimensioni UFP e metriche di esposizione, impedendo un confronto completo dei risultati tra gli studi. Pertanto, c'era un consenso nel GDG [gruppo di sviluppo delle linee guida, ndt] che il corpo delle prove epidemiologiche non era ancora sufficiente per formulare un livello AQG [livello guida di qualità dell'aria, ndt]. Allo stesso tempo, tuttavia, esiste un ampio corpus di prove provenienti dalla scienza dell'esposizione che è sufficiente per formulare consigli di buona pratica. Il processo più significativo che genera UFP è la combustione e, pertanto, le principali fonti di UFP includono veicoli e altre forme di trasporto (aviazione e navigazione), centrali elettriche e impianti industriali e riscaldamento residenziale. Tutti questi utilizzano combustibili fossili e biocombustibili, oltre alla biomassa. Poiché ciascuno di noi è esposto alle emissioni di queste fonti, l'esposizione all'UFP è fonte di preoccupazione.”*

In conclusione, in una logica di precauzione, esercizio che persegue l'obiettivo di evitare il danno anche in assenza di una consolidata prova del medesimo, dovrebbe essere previsto il monitoraggio delle emissioni al camino e la limitazione delle stesse nelle differenti condizioni di esercizio.

1.2. Stima delle concentrazioni al suolo di monossido di carbonio (CO)

La risposta formulata dal proponente (ENEL, 2021a pp.14-16) è del tutto elusiva del significato che aveva la richiesta di integrazioni formulata dalla Commissione Tecnica del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale (CTVIA), che qui riporto: *“contenere le emissioni di CO che in fase 3, su alcuni recettori sensibili determinano un incremento, seppur modesto delle concentrazioni massime al suolo. Considerando che le emissioni di CO costituiscono una buona proxy delle emissioni dei microinquinanti non modellizzati, la riduzione delle concentrazioni di CO su tutti i recettori sensibili, garantirebbe una riduzione presso questi ultimi della concentrazione in atmosfera di detti microinquinanti”*. Cioè, la CTVIA intendeva che fossero utilizzate le informazioni relative alla dispersione del CO non per valutarne la tossicità per sé, ma in relazione all'associazione con microinquinanti (in fase solida o gassosa) emessi dalla combustione del gas naturale ma non considerati. Alla preoccupazione della CTVIA per alcuni recettori sensibili, posso aggiungere che dalla Tavola AV-11.p3 allegata a CESI (2019b) relativa alla concentrazione media-massima giornaliera su 8 ore per il CO il proponente avrebbe potuto dedurre ulteriori considerazioni sulla popolazione esposta a ricadute di microinquinanti non modellizzati.



Concentrazione media-massima giornaliera su 8 ore per il CO (CESI 2019b)

1.3. Inquinanti secondari: particolato secondario⁴ e ozono

L'inquinamento secondario è un aspetto presente in diverse richieste di integrazione della CTVIA e dell'ISS, e dunque merita attenzione a partire da come il secondario è stato considerato nello Studio di Impatto Ambientale (CESI, 2019b).

Le CTE a gas naturale producono una importante quantità di precursori del particolato secondario, in particolare ossidi di azoto. È uso considerare l'adozione di turbine a buona efficienza di combustione (cosiddette *dry low nox*) per assicurare un contenimento delle emissioni di ossidi di azoto, attorno a 20-30 mg/Nm³ in concentrazione nei fumi.

In realtà, una CTE a ciclo combinato potrebbe diminuire le proprie emissioni di ossidi di azoto nei fumi di un fattore 5-10 (giù fino a 2-5 mg/Nm³) adottando un sistema di filtrazione catalitica. In questo modo sarebbe comprensibilmente ridotto il potenziale di formazione di particolato secondario (principalmente nitrati, ma anche composti derivanti dalla presenza di molecole originate in atmosfera da altre sorgenti naturali e artificiali), di ozono e in generale il carico sulla qualità dell'aria. Si sottolinea qui che l'emissione di ossidi di azoto, oltre a favorire la produzione secondaria di particolato, innesca, assieme ad altre componenti atmosferiche, la formazione di ozono; e bisogna aggiungere che, con la presenza di una linea di costa, determinare la quantità nelle varie ore del giorno e nelle stagioni dell'anno degli inquinanti secondari è un lavoro sofisticato.

La proposta del nuovo impianto a ciclo combinato prevede l'inserimento di un sistema di filtrazione catalitica che abbassa le emissioni di NO_x al limite di 10 mg/Nm³, e aggiunge una emissione di altro azoto sotto forma di ammoniaca (prodotta dal sistema di filtrazione) nel limite di 5 mg/Nm³. Si noti che adottando il fattore emissivo riportato da MacKinnon e colleghi (2018), e utilizzando i dati di progetto (1680 MW di potenza elettrica, 8300000 Nm³/h di portata fumi, CESI 2019b), si potrebbe scendere a circa 6 mg/Nm³ di NO_x nei fumi.

La prima considerazione che può essere formulata è perché non si progetta di abbattere le emissioni della centrale esistente con un moderno impianto di filtrazione capace di contenere le emissioni dei composti di azoto al minimo tecnico oggi possibile. Questa opzione, o altre da prendere in considerazione, non sono chiaramente discusse nel progetto, come a mio parere si dovrebbe fare per relazionare la produttività della CTE ai fattori di impatto ambientali e di protezione della salute, e non prevalentemente alle opportunità di mercato.

Le simulazioni realizzate in CESI (2019b) per stimare la formazione e la presenza al suolo di particolato secondario soffrono di limitazioni, che si ripercuotono nelle risposte alle richieste di integrazione di CTVIA e ISS.

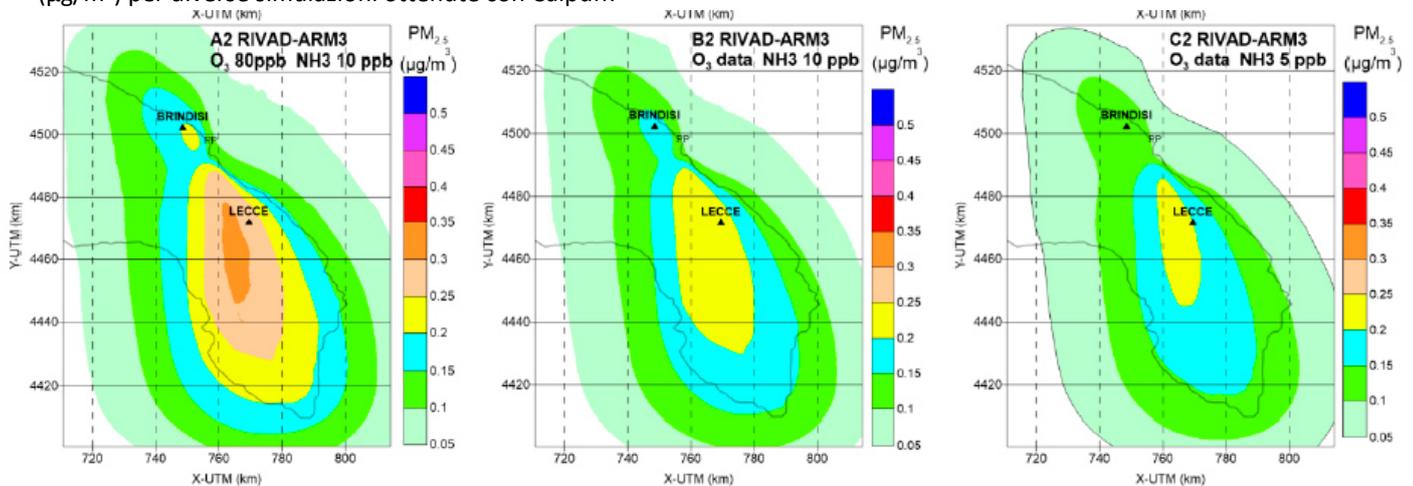
- In primis non tengono conto della frazione di particolato cosiddetto "condensabile": componenti allo stato gassoso nei fumi veicolati dal camino verso l'atmosfera, si trasformeranno in materiale solido non appena varcheranno la soglia camino/aria ambiente,

⁴ Materiale particolato solido non presente nei fumi all'interno dei camini di emissione, ma che si forma a seguito di reazioni chimiche eterogenee fra sostanze gassose emesse dai camini (ossidi di azoto e zolfo, ammoniaca) e sostanze presenti nell'atmosfera ambiente (ammoniaca, ozono, radicali dell'ossigeno, vapor d'acqua), sostanze dette "precursori". Non sono misurabili in modo diretto (a parte la frazione di essa cosiddetta "condensabile", si veda il testo più avanti), ma la loro evoluzione in concentrazione al suolo può essere stimata da calcoli modellistici integrati da misure in ambiente, con precisione crescente con la qualità dei metodi di calcolo e delle misure.

principalmente per condensazione. Questo fenomeno è particolarmente rilevante nei fumi generati dalla combustione di gas naturale, come rilevato anche da Brewer e colleghi: nel loro lavoro sperimentale, hanno rilevato la frazione condensabile, misurata seguendo una metodologia standard (U.S. EPA method 201A/SCAQMD method 5.1): questa, sommando il contributo del particolato inorganico e organico, rappresenta il 93% del particolato catturato dal sistema di misura, il rimanente 7% essendo invece “già” solido (particolato primario). Insomma, il particolato secondario condensabile è stimato essere già 9-10 volte superiore al primario, subito all’uscita dei fumi dal camino. Nello SIA questa frazione non è presa in considerazione.

- Non si considerano le complesse interazioni fra aria ambiente e emissioni specifiche della sorgente. Il sistema di calcolo simulato della formazione di particolato secondario (RIVAD-ARM3) determina risultati differenti a seconda del livello ipotizzato di altre molecole nell’ambiente considerato. Lo studio di Mangia e colleghi (2015) ha utilizzato una catena di modelli simile per la stima della formazione di particolato secondario generato dalla CTE alimentata a carbone, e presenta la sensibilità del risultato a differenti livelli ambientali di ammoniaca e ozono. Nella figura sottostante si possono apprezzare le variazioni di concentrazione media annua di particolato secondario mantenendo lo stesso modello di calcolo ma variando la combinazione di concentrazioni di ozono (misurato nell’area o prefissato) e ammoniaca (due differenti valori medi).

Figura ricavata dalla Fig.3 di Mangia et al. (2015). Concentrazioni stimate medie annuali di PM_{2.5} secondario ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) per diverse simulazioni ottenute con Calpuff.



- Non risulta comprensibile, nello schema chimico adottato nelle simulazioni CALPUFF, perché si rende necessario considerare stazioni di misura di ozono molto distanti dall’area di interesse.
- Essendo l’ozono un inquinante rilevante per l’area circostante la CTE presente e progettata (“Come già in passato, anche nel 2018 valori elevati di ozono sono stati registrati sull’intero territorio regionale. Il valore obiettivo a lungo termine (pari a $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$) è stato superato in tutte le province.(...)” CESI 2019b), si dovrebbe prendere in considerazione le interazioni tra questa molecola e le emissioni delle CTE, non solo nella formazione del particolato secondario, ma anche per la formazione/distruzione dello stesso ozono. Invece, nella risposta alla richiesta n.6 della CTVIA, non si menziona la criticità dell’inquinante ozono, e non viene

fornita nessuna stima o valutazione sul presunto effetto (migliorativo) rispetto alla situazione esistente e alle interazioni con gli altri impianti industriali dell'area (e le altre sorgenti non industriali di precursori), pur potendo oggi disporre di strumenti di calcolo adeguati. Tantomeno si valuta se la chiusura della CTE non potesse ancora di più migliorare la situazione attuale di sforamenti dei valori obiettivo per l'ozono.

1.4. Ammoniaca

Lo SIA (CESI, 2019b) non includeva previsioni di ricaduta al suolo di questa molecola, emessa dalla progettata CTE a ciclo combinato per la presenza del sistema di riduzione degli NOx. La richiesta della CTVA n.13 comprendeva che venisse anche indicato un valore di fondo della sostanza nell'area in esame, valore al quale sovrapporre il contributo della CTE.

Nella risposta del proponente si rileva la non disponibilità di tale valore. Questo lascia insoddisfatti circa l'informazione di come la presenza di ammoniaca di background e l'ammoniaca nel pennacchio emesso dalla CTE possa essere determinante anche per la formazione nel dominio di calcolo (area in esame) di inquinanti secondari (non solo dunque per l'impatto tossico della sostanza): si veda p.es. nella figura riportata in precedenza (da Mangia e colleghi, 2015) la sensibilità a differenti valori di fondo di ammoniaca nella formazione di PM_{2.5} secondario, come al crescere del valore di fondo risulti più efficace il fenomeno di formazione di particolato secondario.

Non è convincente l'assunto, da parte del proponente, che quanto misurato in una breve campagna di monitoraggio ARPA Puglia vicino a Monopoli, a 70 km dalla CTE in direzione opposta alle aree di ricaduta prevalente delle emissioni atmosferiche, debba essere preso a riferimento, per di più come valutandolo una sovrastima (?) di quanto sarebbe invece interessante sapere con miglior dettaglio.

Laddove modellistica e misure della sostanza sono più sviluppate come in Lombardia (Capiaghi, 2013), si vede che i valori di fondo sono di un ordine di grandezza superiori (attorno a 10 µg/m³) e soggetti a grande variabilità nel tempo. Siccome la chimica degli inquinanti secondari è soggetta a questi valori, la sottostima dell'ammoniaca equivale a un errore sistematico nella stima di questi ultimi.

1.5. Approfondimento sulle ricadute e ampiezza dell'area di studio

Il parere formulato dall'ISS nel 2020 richiedeva una riconsiderazione dell'area di studio (concernente la Valutazione di Impatto Sanitario), con particolare attenzione alla determinazione della ampiezza; la determinazione doveva tener conto dell'impronta spaziale della dispersione degli inquinanti emessi e della densità di popolazione nell'area interessata.

La risposta del proponente (ENEL, 2021b) tratta la questione in un capitolo con lo stesso titolo di questo paragrafo.

Parto dal riportare la mappa della popolazione residente nell'area di interesse per sezione censuaria;
Il proponente ha scelto un'area di studio centrata nel sito della CTE, quadrata di lato pari a 18.5 km.

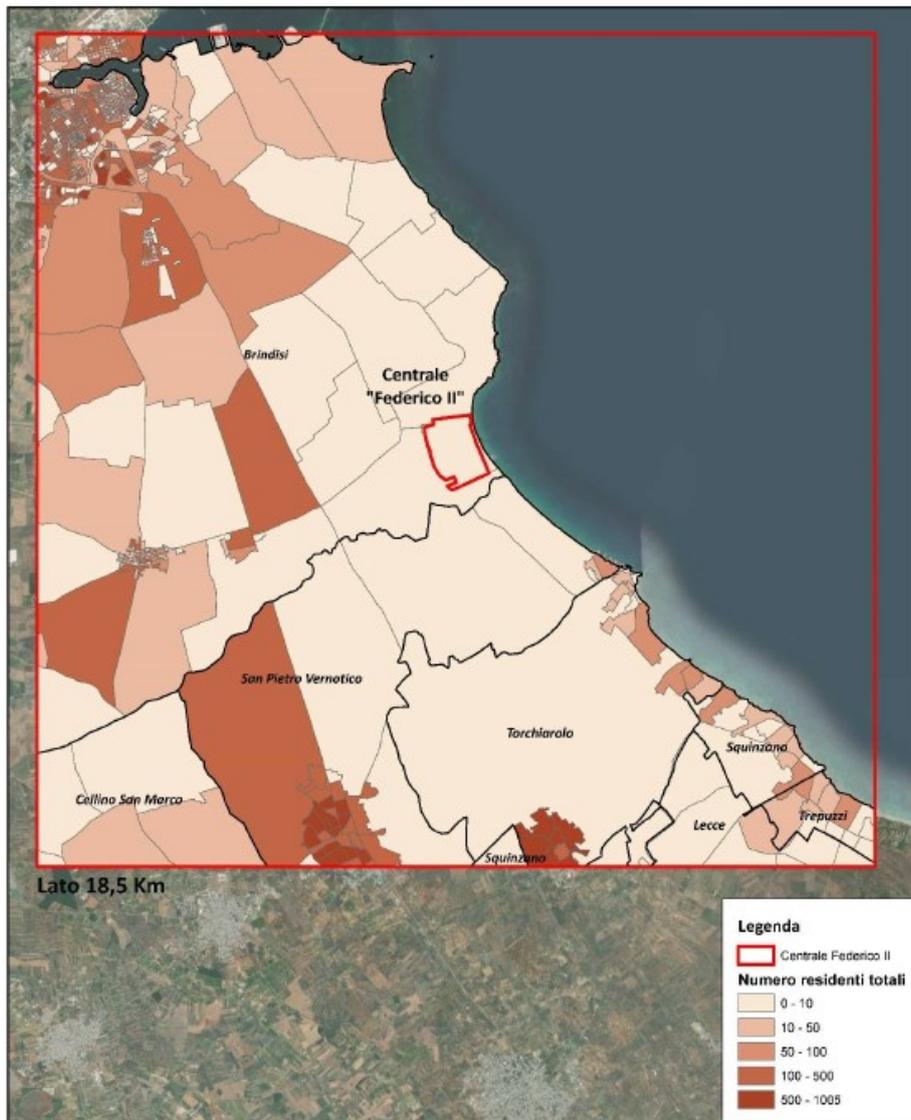


Figura 3: Mappa della popolazione residente totale nell'area di interesse per sezione di censimento

Si nota che tale area esclude verso Sud, per pochi chilometri, paesi densamente abitati e Lecce.

Confrontiamo adesso il risultato presentato per la dispersione (concentrazione media annua) dell'inquinante ammoniacale, presentato in ENEL (2021b) come risposta alle richieste di integrazione, e calcolato sulla medesima area.

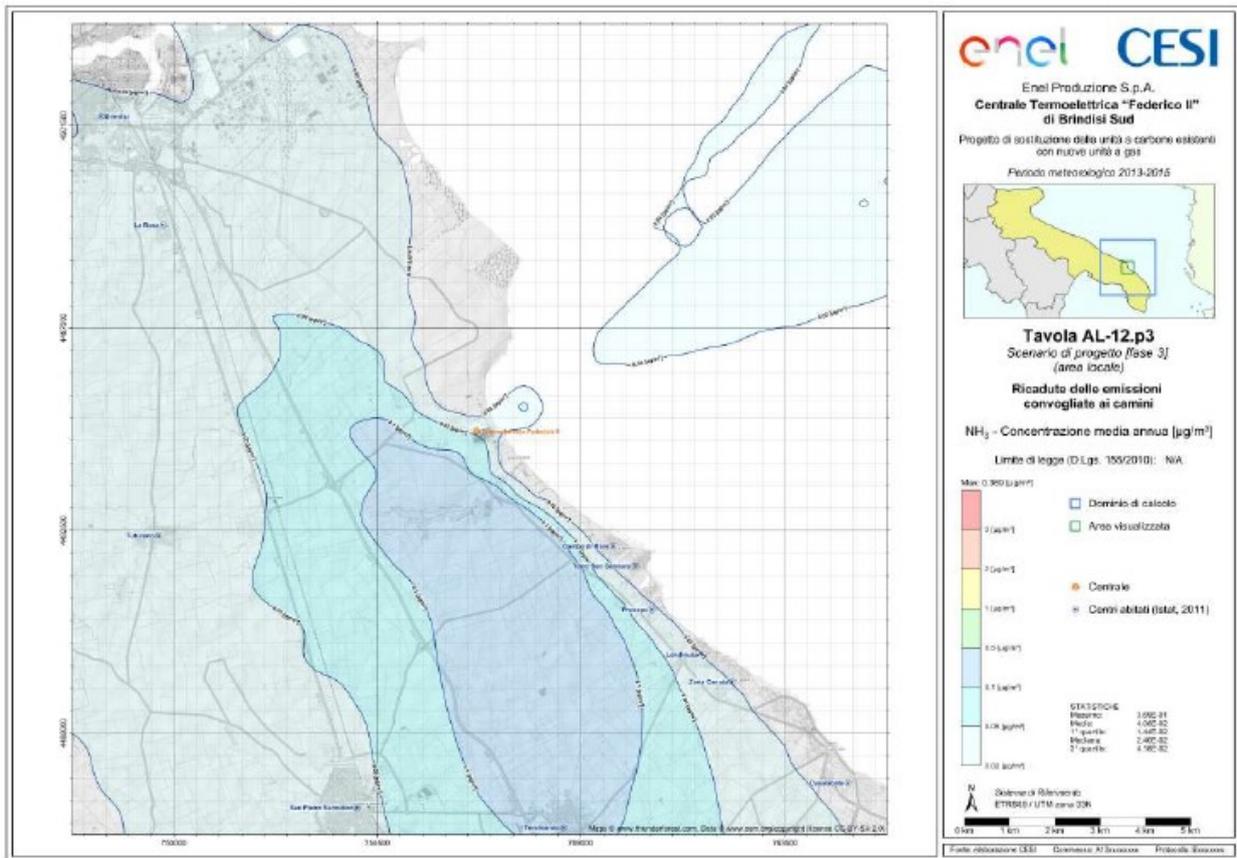


Figura 1: Concentrazione media annua nello scenario CCGT

Si può notare come “la traccia” dell’inquinante abbia una direzione prevalente verso Sud-Sud-Est, e le isolinee di concentrazione non si richiudano all’interno dell’area di calcolo. Ricordo che l’ammoniaca riveste un ruolo importante per la determinazione della formazione e distruzione di inquinanti secondari (particolato, ozono) la cui criticità è già stata discussa. Il confronto delle due mappe suggerisce che la scelta di limitare l’area di studio a Sud non sia coerente con la necessità di valutare la popolazione residente al di fuori dell’area di calcolo.

Osservazioni critiche riassuntive

1.1. Particolato primario.

1. In risposta alla richiesta di integrazione 1.b della CTVIA, il proponente ha escluso a priori l'impatto potenziale del particolato primario, nelle reali condizioni di esercizio (massima potenza, cicli di spegnimento, accensione e modulazione) e nelle condizioni di usura nel tempo delle turbine; dovrebbe essere prodotto uno studio di dispersione delle particelle ultrafini, e di stima della esposizione della popolazione.
2. Conseguentemente, il particolato primario dovrebbe essere incluso nel piano di monitoraggio in tutte le fasi di esercizio.

1.2. Stima delle concentrazioni al suolo di monossido di carbonio (CO)

1. In risposta alla richiesta di integrazione 1.d della CTVIA, il proponente ha omesso di affrontare l'impatto della ricaduta al suolo del CO come *proxy delle emissioni dei microinquinanti non modellizzati* discutendo solo i valori stimati di concentrazione del CO in relazione alla situazione preesistente e ai valori limite di legge per il CO.

1.3. Inquinanti secondari: particolato secondario e ozono

1. lo SIA risulta carente di un'analisi dell'impatto potenziale del particolato secondario (condensabile e non condensabile) e dell'ozono – inquinante per il quale si registrano superamenti nell'area in esame del valore bersaglio per la protezione della salute umana), a valle di uno studio di dispersione nelle reali condizioni di esercizio (ore di funzionamento continuo alla capacità produttiva, eventi di modulazione e riaccensioni).
2. Non viene messo in primo piano l'obiettivo del minimo l'impatto ambientale degli inquinanti primari e secondari, che minimizzi l'esposizione della popolazione.

1.4. Ammoniaca

1. Dal materiale presentato, non si rintraccia alcun livello attuale di ammoniaca misurato nell'area (se non per un brevissimo periodo in un sito lontano 70 Km nella direzione opposta a quelle di ricaduta prevalente), lacuna che non permette di comprendere il metodo di applicazione in CALPUFF- RIVAD-ARM3 per la generazione di particolato secondario, né la criticità delle emissioni presenti (altre sorgenti) e future.

1.5. Approfondimento sulle ricadute e ampiezza dell'area di studio

1. Dal materiale presentato, la scelta della forma e della dimensione non pare guidata dal raffronto fra distribuzione della popolazione e diffusione spaziale degli inquinanti, confronto che dovrebbe fornire una miglior rappresentazione dell'esposizione.

Riferimenti

- Brewer, E., Li, Y., Finken, B., Quartucy, G., Muzio, L., Baez, A., Garibay M. Jung H.S. 2016, PM_{2.5} and ultrafine particulate matter emissions from natural gas-fired turbine for power generation. *Atmospheric Environment*. **131**, 141. doi:10.1016/j.atmosenv.2015.11.048
- Cai H, Wang M, Elgowainy A, Han J. 2013 Updated Greenhouse gas and criteria air pollutant emission factors of the U.S. Electric generating units in 2010. Chicago, IL: Argonne National Laboratory; Available at: <https://greet.es.anl.gov/publication-electricity-13>.
- Capiaghi, V. 2013. Ammoniaca in Atmosfera in Lombardia. Confronto tra stima modellistica e risultanze analitiche. www.politesi.polimi.it/handle/10589/88130?locale=it (ultimo accesso 25/5/2015).
- CESI 2019a. Centrale Termoelettrica “Federico II” di Brindisi Sud. Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas. Sintesi non Tecnica. Pp. 76.
- CESI 2019b. Centrale Termoelettrica “Federico II” di Brindisi Sud. Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas. Studio di Impatto Ambientale (art.22 D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.). Allegato A – Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell’aria. Pp. 126.
- ENEL 2021a. Centrale di Brindisi “Federico II”. Sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas presso la centrale termoelettrica di Brindisi Sud Federico II. Integrazioni e chiarimenti. PARTE I richiesta integrazioni ricevute da parte della CTVIA. Nota MiTE prot.n.39020 del 15.04.2021, allegato nota CTVIA n.1838 del 09.04.2021. pp.51.
- ENEL 2021b. Centrale di Brindisi “Federico II”. Sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas presso la centrale termoelettrica di Brindisi Sud Federico II. Integrazioni in risposta al parere formulato dell’Istituto Superiore di Sanità (ISS) -prot. N. 24832 del 17.07.2020. pp.23.
- Fouladi Fard R, Naddafi K, Yunesian M, Nabizadeh Nodehi R, Dehghani MH, Hassanvand MS. 2016 The assessment of health impacts and external costs of natural gas-fired power plant of Qom. *Environ Sci Pollut Res Int*. Oct;23(20):20922-20936. doi: 10.1007/s11356-016-7258-0. PMID: 27488708.
- Macchi, E. (coord) 2004. Impatto ambientale dei cicli combinati alimentati a gas naturale, con particolare riferimento alle emissioni di polveri sottili. Estratto di una Ricerca condotta dal Politecnico di Milano. Commissionata da Assoelettrica. Pagg.46.

- MacKinnon M.A., Brouwer J. and Samuelsen S., 2018. The role of natural gas and its infrastructure in mitigating greenhouse gas emissions, improving regional air quality, and renewable resource integration. *Progress in Energy and Combustion Science*. 64, 62-92.
- Mangia C., M. Cervino, E. Gianicolo. 2015. Secondary Particulate Matter Originating from an Industrial Source and Its Impact on Population Health. *Int J Environ Res Public Health*. Jul 8;12(7):7667-81. doi: 10.3390/ijerph120707667.
- Mertens, J., Lepaumier, H., Rogiers, P., Desagher, D., Goossens, L., Duterque, A., Webber, M. 2020. Fine and ultrafine particle number and size measurements from industrial combustion processes : primary emissions field data. *Atmospheric Pollution Research*, 11(4), 803–814. <https://doi.org/10.1016/j.apr.2020.01.008>
- WHO 2021. World Health Organization, global air quality guidelines. Particulate matter (PM_{2.5} and PM₁₀), ozone, nitrogen dioxide, sulfur dioxide and carbon monoxide. Geneva: World Health Organization; Licence: CC BY-NC-SA 3.0 IGO.
-