

CENTRALE TERMOELETTRICA FEDERICO II DI BRINDISI

**VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE**

PROGETTO DI SOSTITUZIONE DELLE UNITA' A CARBONE  
ESISTENTI CON NUOVE UNITA' A GAS

(Codice procedura 5195)

**OSSERVAZIONI**

DI:

**CENTRO TURISTICO GIOVANILE**

**FORUM AMBIENTE SALUTE E SVILUPPO**

**I.S.D.E. – MEDICI PER L'AMBIENTE**

**ITALIA NOSTRA**

**LEGAMBIENTE**

**NO AL CARBONE**

**SALUTE PUBBLICA**

**WWF**

*Brindisi, 15 luglio 2020*

# ANALISI DI CONTESTO GENERALE

## 1. PREMESSA: SCENARI MONDIALI

Gli obiettivi che sono alla base del progetto in esame sono sostanzialmente:  
a) l'inserimento nel contesto nazionale ed europeo di riduzione delle fonti maggiormente inquinanti e nell'ottica di una complessiva decarbonizzazione;

b) la salvaguardia della stabilità e dell'affidabilità della rete elettrica in relazione alla crescente produzione da fonti rinnovabili.

Il progetto in esame non darà alcun apporto a tali obiettivi, ed anzi contribuirà ad allontanarli ulteriormente, come si mostrerà nel seguito del presente documento.

Sono disponibili da tempo numerosi altri studi e ricerche che ipotizzano scenari con il 100% di produzione rinnovabile. Consideriamo quindi acquisito e assodato nella presente relazione il dato per cui ***“non sembrano ormai sussistere fondamentali limitazioni di tipo tecnico a questo risultato”<sup>1</sup>***

Mentre in Italia la diffusione delle fonti rinnovabili registra in questi anni preoccupanti battute di arresto a causa di inquietanti indirizzi politici ancora intrisi di nostalgie per le fonti fossili, alcuni stati come l'Austria, la Svezia, la Norvegia e la Svizzera superano da decenni la quota rinnovabile del 50% nelle reti elettriche.

In Italia il contributo delle FER (idroelettrica, fotovoltaica, eolica, geotermica, bioenergie) nel 2018 si attesta sul 32% <sup>2</sup>, a fronte di una richiesta totale in rete di circa 321 TWh, mentre in Germania la capacità “non programmabile” legata alle fonti rinnovabili **ha raggiunto lo stesso ordine di grandezza della potenza media assorbita dalla rete**. In tale Paese il prezzo dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso talvolta è stato nullo o addirittura negativo, segnalando la necessità di disconnettere una quota di impianti dalla rete in alcune occasioni caratterizzate da alte produzioni rinnovabili. Un altro dato significativo, che dovrebbe far riflettere i decisori politici italiani, è che in tale Paese a differenza dell'Italia **si svolgono approfonditi studi per migliorare la gestione della rete in relazione ad un forte contributo da rinnovabili**.

Anche in Spagna l'evoluzione tecnologica su alcuni aspetti legati alla diffusione delle FER è all'avanguardia. Questo Paese può disporre di un parco da fonti rinnovabili con un contributo alla produzione elettrica che da anni è superiore al 50%; inoltre, mentre in Italia il solare termodinamico è allo stadio poco più che sperimentale con il progetto Archimede, quel Paese ha acquisito una notevole esperienza in questo settore, di cui è il più significativo produttore al mondo, ed è in grado di mantenere la produzione nominale fino a 15 ore grazie ai sistemi di accumulo. In questo modo le centrali possono funzionare anche nei periodi senza insolazione ed hanno una programmabilità paragonabile a quelle tradizionali; per queste innovazioni lo Stato

---

<sup>1</sup> Massimo Falchetta, Enea: Fonti rinnovabili e rete elettrica in Italia, documento RT/2014/8/ENEA

<sup>2</sup> [www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/evoluzione-mercato-elettrico](http://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/evoluzione-mercato-elettrico)

remunera il produttore, mentre in Italia si ricorre al "capacity market", ennesimo aiuto di stato alle fonti fossili.

La Danimarca ha sempre storicamente fatto scuola nel settore eolico. Mentre in Italia si finanziavano aziende assistite dallo Stato (es. Fiat, Aeritalia) per produrre generatori di media taglia poco evoluti e competitivi, destinati ad una veloce obsolescenza, in quel Paese si sviluppava, tramite una proficua collaborazione tra pubblico e privato, una forte esperienza nella produzione di generatori eolici di media e grande taglia, che oggi vengono esportati e apprezzati per la loro affidabilità in tutto il mondo. Mentre in Italia molti operatori - comprese le maggiori aziende pubbliche - ancor oggi si ostinano ad assegnare alle FER ruoli complementari e secondari rispetto al parco termoelettrico, in Danimarca da tempo l'eolico è la fonte attorno a cui ruota l'intero sistema elettrico, con obiettivi di copertura dei propri consumi elettrici del 50% entro il 2020, mentre **in alcune situazioni particolari la produzione ha superato il consumo**. Per tale obiettivo si è accettato un alto rapporto tra potenza degli impianti FER (che tuttavia hanno un costo marginale di produzione tendente allo zero) e potenza richiesta al consumo, e sono stati sviluppati studi e investimenti per ottimizzare il dimensionamento del parco eolico, quali l'interconnessione elettrica europea (in modo da poter all'occorrenza esportare la produzione in eccesso), l'elettrificazione dei trasporti, l'accumulo in sistemi di teleriscaldamento.

## **2. CARENZA DI INVESTIMENTI NELLE TECNOLOGIE DI ACCUMULO**

Investendo adeguatamente nelle nuove tecnologie, a partire da quelle di accumulo, le centrali di produzione da fonti rinnovabili, sia in piccola che in grande scala, sono in grado di fornire una produzione programmabile di affidabilità pari o superiore a quella delle centrali a gas. Ne è un esempio emblematico la crescente diffusione dei sistemi di accumulo fotovoltaico in Italia. Pur in presenza di una normativa confusa e procedure burocratiche farraginose, in Italia nel 2018 si sono installati circa 10.000 sistemi di accumulo abbinati a impianti fotovoltaici residenziali, per lo più con batterie al litio <sup>3</sup>, con un incremento del 25% rispetto all'anno precedente. A fine 2019, risultavano installati circa 23.000 sistemi di accumulo, con una potenza complessiva di circa 103 MW ed una capacità massima di 222 Mwh <sup>4</sup>. Con tali accumuli, l'utente è in grado di mantenersi autosufficiente nella copertura dei fabbisogni fino al 70-80% ed oltre, sgravando le reti di trasporto e contribuendo ad una minore vulnerabilità del sistema elettrico. Mentre il mercato privato si muove in linea con tendenze generali ormai univoche, gli investimenti pubblici si limitano alle grande taglie con progetti innovativi ma allo stadio sperimentale, come il progetto Terna "Storage Lab".

Mentre il sistema italiano investe ancora nelle centrali turbogas, mostrando ritardi e retaggi nella diffusione di sistemi di accumulo, e solo le Regioni Lombardia e Veneto hanno emanato bandi per l'incentivazione di tali tecnologie in impianti domestici di piccola taglia, la Spagna, che peraltro ha un piano per portare le rinnovabili al 74% del mix elettrico al 2030 e che ha già varato programmi di incentivazione nazionali dei sistemi di accumulo, ci dà una severa lezione sui

---

<sup>3</sup> Da Casa&Clima.com su stime Anie Rinnovabili, 1.01.2019

<sup>4</sup> Osservatorio Anie Rinnovabili, gennaio 2020

provvedimenti necessari per promuovere realmente l'autoconsumo e l'indipendenza energetica. Con un organico provvedimento legislativo iniziato nell'ottobre 2018 e ultimato con un successivo decreto del Consiglio dei Ministri, questo Paese ha attuato una profonda innovazione per favorire la generazione diffusa mediante:

- facilitazioni e semplificazioni nella realizzazione impianti fotovoltaici di piccola e media taglia destinati all'autoconsumo;
- la possibilità di una gestione condivisa dell'impianto a livello di associazioni, imprese, intere comunità;
- una valorizzazione del ruolo dei prosumer (produttori-consumatori) con la remunerazione dell'energia prodotta, non utilizzata e immessa in rete, con una compensazione tariffaria che può arrivare al 100% del valore dell'energia consumata nel mese;
- sgravio di oneri di sistema (che nella normativa italiana condizionano pesantemente i produttori da rinnovabili e chiunque intenda aumentare risparmio e autoconsumo) a favore dell'autoconsumo.

La funzione di presunta "facile modulabilità" delle nuove centrali a gas di cui al progetto in esame, rispetto alla presunta "non programmabilità" degli impianti a fonti rinnovabili, è anch'essa da contestare. Le nuove tecnologie, ed in particolare quella fotovoltaica ed eolica, hanno assimilato processi evoluti di modulazione della potenza. I moderni inverter fotovoltaici hanno dei sistemi di regolazione che consentono loro, senza organi in movimento ma semplicemente grazie a loop di controllo elettronico, non solo di rispettare i parametri di rete in tensione e frequenza e ricercare le condizioni di funzionamento ottimali (MPPT, Maximum Power Point Tracker), ma di partecipare alla stessa gestione della rete (servizi di rete), regolando la potenza attiva e reattiva.

Simili considerazioni si possono fare per la produzione eolica, che dispone di sistemi di conversione evoluti come gli inverter a doppio stadio e possono partecipare attivamente nel mantenere la stabilità della rete.

Mentre in Italia indugiamo sulle fonti fossili, in altri paesi si stanno formando solidi comparti industriali nel settore storage. Il Bloomberg New Energy Finance (BNEF) nel suo Energy Storage Outlook 2019 sostiene che il costo per kWh delle batterie si dimezzerà ancora da oggi al 2030, dopo una riduzione dell'85% dal 2010 al 2018. Lo stesso Istituto stima ben 1.000 GW/2.850 GWh in tutto il mondo al 2040 di storage stazionario per la rete elettrica <sup>5</sup>, con una crescita di 122 volte rispetto alla fine del 2018 e con investimenti connessi che molti esperti stimano in 660 miliardi di dollari.

Negli USA si moltiplicano gli esempi di aziende che preferiscono investire su grandi installazioni di storage o su impianti ibridi eolico/fotovoltaico/accumulo per coprire i

---

<sup>5</sup> Redazione QualEnergia, articolo "Costi più che dimezzati e boom di nuovi impianti: gli accumuli con batterie non si fermano più", 1.08.2019

picchi di domanda e bilanciare domanda e offerta, anziché costruire nuove centrali "peaker" alimentate a gas naturale. Sorgerà in Oklahoma un impianto ibrido eolico+fotovoltaico+batterie di NextEra Energy Resources da 700 MW, in accordo con un distributore locale di energia. Stessa tendenza in California e Oregone, dove si sta puntando su grandi impianti fotovoltaici o ibridi con batterie integrate, prevedendo idonei incentivi fiscali.

### **3. INCREMENTO STORICO DELLA POTENZA RINNOVABILE E INSTABILITA' DELLA RETE**

Un altro aspetto significativo del nostro sistema elettrico è la sua "naturale" evoluzione verso un maggior protagonismo delle FER, **senza che questo abbia comportato significativi problemi di stabilità della rete.**

Confrontando pochi semplici dati <sup>6</sup> si possono ricavare interessanti conclusioni sull'impatto delle fonti rinnovabili sul sistema elettrico.

Nel 2005 la copertura della domanda totale di energia elettrica, pari 290,6 TWh, era affidata per il 16% alle fonti rinnovabili, in prevalenza all'energia idroelettrica (12,2%).

Nel 2018, a fronte di una domanda di 303 TWh, il contributo delle rinnovabili è balzato al 33,5%, pari a circa 55 Twh aggiuntivi, di cui il 16,1% da fotovoltaico, eolico e geotermico. Ciò, si noti bene, senza una particolare predisposizione del sistema elettrico a ricevere tale produzione, impensabile fino a pochi anni prima. Anzi, l'impreparazione del sistema - o se si preferisce la storica mancanza di programmazione nell'evoluzione della rete rimasta sostanzialmente rigida e centralizzata - ha perfino portato a negare l'immissione in rete di una quota della produzione pulita, come quella di parchi eolici nel sub-appennino Dauno<sup>7</sup>.

Gli ultimi dati disponibili sono ancora più significativi.

Nel 2019 le rinnovabili hanno coperto il 35,9% (35,5% scorporando i dati di pompaggio dall'idroelettrico) della domanda elettrica nazionale, con una produzione complessiva di 114,6 Twh (il massimo storico), a fronte di una domanda di 316,6 kWh. In questo anno l'eolico ha soddisfatto il 6,3% della domanda elettrica italiana, mentre il fotovoltaico copre il 7,6%, arrivando insieme al livello più alto di sempre.

In ogni caso, l'immissione nel sistema elettrico di una percentuale così significativa di produzioni rinnovabili non ha determinato i problemi che studi superficiali e/o tendenziosi prevedevano.

In merito riportiamo un esempio emblematico. Nel 2013 una Deliberazione dell'Autorità per l'Energia (AEEG n. 243/2013) impose a tutti i titolari di impianti di impianti fotovoltaici di potenza superiore a 6 kW di adeguare con determinate tempistiche le protezioni di interfaccia con la rete elettrica in media e bassa tensione, in modo da poter restare connessi per oscillazioni della frequenza nel campo 49-51 Hz

---

<sup>6</sup> [www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/evoluzione-mercato-elettrico](http://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/evoluzione-mercato-elettrico).

<sup>7</sup> Vedasi in proposito la Deliberazione dell'Autorità per l'Energia del 25.01.2010 ARG/elt 5/10 sulla remunerazione della mancata produzione eolica.

(valore nominale 50 Hz). La disposizione creò notevoli incertezze e disagi a tutti gli operatori e produttori del settore, costretti a oneri aggiuntivi di gestione dell'impianto, sotto minaccia di sospensione e/o cancellazione degli incentivi percepiti. La disposizione sarebbe derivata da non ben definiti studi da parte CEI e Terna per cui l'aumento di connessioni di impianti FER avrebbe potuto determinare instabilità sulle reti. **La previsione si rivelò poi del tutto sbagliata**, e la frequenza non si è mai distaccata per più di qualche punto percentuale di Hz, o al massimo di un decimo di Hz in situazioni critiche, dal valore nominale. Per cui il provvedimento appare oggi, più che derivante da reali necessità, teso a scaricare sui produttori le incertezze e le incapacità di programmazione di una rete mal gestita.

D'altronde già nel 2013, tra le 14 e le 15 del 16 giugno, per la prima volta nella storia energetica italiana, il prezzo di acquisto dell'energia elettrica (PUN, Prezzo Unico Nazionale) **è sceso a zero su tutto il territorio nazionale**, in quanto in quelle ore **fotovoltaico, eolico e idroelettrico hanno coperto al 100% la richiesta di elettricità**, pari a 31.199 MW (ore 14) e 30.565 MW (ore 15) <sup>8</sup>, peraltro senza significativi fenomeni di instabilità delle reti. Un altro esempio emblematico mostra al contrario la vulnerabilità di sistemi elettrici basati sulle fonti fossili e sull'attuale modello perseguito da Terna e dai principali operatori del mercato elettrico.

Alle 3,27 di domenica 28 settembre 2003, a causa di un albero caduto su una linea elettrica che collega l'Italia con la Svizzera, per un effetto domino dovuto alla eccessiva rigidità della rete, l'intera Italia rimase senza energia elettrica, ad eccezione di Capri e della Sardegna, dotate di reti autonome. La corrente ritornò alle 9 al nord, alle 16,30 al centro e alle 19 al sud, mentre in Sicilia si aspettò fino alle 22.

L'episodio mostra tutti i limiti di un sistema rigido e accentrato come quello attuale, in cui si inserisce a pieno titolo il progetto in esame, e le direzioni verso cui sarebbe invece opportuno investire (e non con fuorvianti e pasticciati "piani anti-blackout): decentramento della produzione verso la generazione diffusa, programmazione di bacino senza costose e vulnerabili infrastrutture di trasporto, conversione degli impianti alle fonti rinnovabili, intrinsecamente più affidabili (si pensi agli impianti fotovoltaici, sostanzialmente privi di organi in movimento) ed esenti da limitazioni dovuti al reperimento dell'energia primaria.

#### **4. ESTEMPORANEITA' E CONTRADDIZIONI NELLO SVILUPPO DI NUOVE CENTRALI TURBOGAS**

Un ulteriore argomento, che mostra la carenza di strategie a lungo termine, la contraddittorietà delle tendenze in corso e la persistenza di nostalgie legate alle fonti fossili, si ricava da una semplice analisi storica dei provvedimenti Enel nei riguardi delle centrali termoelettriche a gas.

In un'audizione alla Commissione Industria del Senato della Repubblica del 15.10.2014, l'amministratore Enel Francesco Starace annunciava la dismissione o la riconversione alle fonti rinnovabili di centrali termoelettriche per 11 GW, nonché

---

<sup>8</sup> GME, Gestore del Mercato Elettrico, 17.06.2013

progetti interessanti per far entrare le fonti pulite nel mercato del dispacciamento <sup>9</sup>. Con il programma Futur-e Enel specifica meglio le centrali in dismissione, tra cui Bari (a olio gas, 203 MW), Rossano (a olio-gas, 1738 MW, ripotenziata con 4 gruppi turbogas da 115 MW cad.), Campomarino (turbogas, 88 MW), Giugliano (turbogas, 352 MW), Termini Imerese (ciclo combinato e ciclo semplice, 1340 MW).

Non si vedono motivi validi per cui Enel dismetta impianti a gas da un lato per costruire nuovi impianti dall'altro; né per cui non si possa prevedere una riqualificazione di impianti a gas esistenti piuttosto che realizzare nuove costruzioni; né per quale motivo si continui ad aumentare la potenza del parco di generazione pugliese, già sovradimensionato e destinato ad esportare gran parte della produzione, rinunciando ad altri siti esistenti più baricentrici e con minori esuberi di produzione.

## **5. DIFFORMITA' DAL REGOLAMENTO UE 2018/1999 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO E DALLE DIRETTIVE COMUNITARIE IN TEMA DI LOTTA AI COMBIAMENTI CLIMATICI**

Diversi studi hanno fortemente ridimensionato, fino ad annullarle, le previsioni dei benefici indotti alle emissioni climalteranti dalla sostituzione di carbone con gas naturale nelle centrali elettriche.

Un recente studio americano dei ricercatori del NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration, Dipartimento di commercio degli Stati Uniti) di Boulder (Colorado)<sup>10</sup>, basato su centinaia di rilevazioni delle filiere produttive di petrolio e gas negli anni 2012-2016, in nove aree che rappresentano il 30% circa della produzione di gas naturale negli USA, è considerato la stima più completa finora realizzata sugli impatti climatici dell'industria fossile. Lo studio stima che le emissioni di gas siano del 60% circa superiori alle stime dell'inventario dell'Agenzia per la protezione ambientale (EPA). Tale differenza è dovuta sostanzialmente al fatto che negli inventari tradizionali non si rilevano correttamente le emissioni rilasciate in condizioni operative "anormali", come emissioni da sfiati di serbatoi e valvole, perdite nello stoccaggio, manipolazione e distribuzione del gas. I nuovi studi si basano non solo su rilevazioni nei singoli pozzi di estrazione, ma anche su calcoli "top down" come rilievi aerei delle regioni produttrici. Le perdite ammonterebbero al 2,3-2,7% della produzione di gas. **Ciò determina - conclude lo Studio - un impatto sul clima in un orizzonte temporale di 20 anni equivalente alle emissioni di CO2 di tutte le centrali elettriche a carbone operanti negli USA nel 2015; in altre parole, le emissioni di metano in tale periodo avrebbero azzerato i benefici sul clima apportati dalla conversione a metano degli impianti a carbone nello stesso periodo.** Una conclusione dirimpente, che impone una revisione delle attuali politiche di "decarbonizzazione" in corso, compresa quella perseguita in Italia. Se le conclusioni dello studio si potessero estendere al nostro Paese, almeno come ordini di grandezza – il ché appare del tutto verosimile – occorrerebbe rivedere sostanzialmente il contributo del gas naturale nella emissione di CO<sub>2</sub> in impianti di combustione. Se è

---

<sup>9</sup> Redazione Quale Energia, 16.10.2016

<sup>10</sup> Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain, di Ramon A. Alvarez, Daniel Zavala-Araiza, David R. Lyon, David T. Allen, Zachary R. Barkley, Adam R. Brondt e altri; Science, 13 luglio 2018, Vol. 361, Issue 6398, pagg. 186-188,

vero che al gas naturale può essere assegnato un fattore di conversione in gas serra pari a 56 gCO<sub>2</sub>/MJ, a fronte dei 95 gCO<sub>2</sub>/MJ del carbone, occorre però considerare che tale fattore va sommato agli effetti dovuti alle emissioni dirette e fughe di gas da pozzi, condotte e installazioni estrattive, annullando praticamente – come sostiene il prestigioso studio americano citato – gli effetti positivi della sostituzione del carbone con il metano negli impianti di combustioni.

Steven Hamburg, capo scienziato di Environmental Defense Fund (EDF), che ha svolto lavori approfonditi sui cambiamenti climatici e sulle emissioni di metano nella catena di approvvigionamento del gas naturale, con relativi impatti sull'ambiente e sulla salute umana, con oltre 100 articoli scientifici sul tema, ha affermato, alla luce di queste nuove stime, che per il gas naturale **"l'impatto totale del gas serra è peggiore della combustione a carbone"**<sup>11</sup>.

Vincenzo Balzani, accademico dei Lincei, docente emerito di Chimica all'Università di Bologna, lauree honoris causa presso le Università di Friburgo (CH) e Shanghai (Cina), autore di diverse pubblicazioni scientifiche, afferma in un documento<sup>12</sup>:

*"E' vero che a parità di energia prodotta la quantità di CO<sub>2</sub> generata dal gas naturale è inferiore di almeno il 20% di quella generata quando si usano derivati del petrolio, ma è anche vero che il metano è un gas serra 72 volte più potente di CO<sub>2</sub>, quando l'effetto è misurato su 20 anni, e 25 volte più potente quando misurato su 100 anni. Poiché nella filiera lunga del metano si stima ci siano perdite di almeno il 3% rispetto alla quantità di gas usato, è chiaro che passando al metano non si combatte affatto il cambiamento climatico".*<sup>13</sup>

In relazione alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, è agevole dimostrare che questo modello innovativo lascia uno spazio ristretto – ed a breve termine – alle fonti fossili.

Il Prof. Mark Z. Jacobson, docente di ingegneria civile e ambientale all'Università di Stanford, insieme a colleghi di altri atenei, ha svolto una ricerca per garantire energia rinnovabile sicura ad almeno 139 nazioni, che ha portato alla pubblicazione dello studio *"Renewable Energy"*<sup>14</sup>, riportante diversi modelli che permetterebbero a 139 paesi di raggiungere il 100% di alimentazione delle utenze da fonti rinnovabili in tutti i settori entro il 2050, con un target intermedio dell'80% entro il 2030. Il ricercatore sostiene che **"in base ai risultati raggiunti, posso dire con maggior sicurezza che non c'è alcuna barriera economica o tecnica che impedisca il passaggio del mondo intero all'utilizzo di energia rinnovabile per il 100% della"**

---

11 Financial Times, Ed. Crooks a New York, 21.06.2018

12 Scienzairete, 7.06.2017

13 Si riporta un rapido calcolo, in ordini di grandezza, per stimare il contributo delle perdite di gas all'effetto serra. Assumendo per il gas un fattore di conversione di 56 gCO<sub>2</sub>/MJ e per il carbone di 95 gCO<sub>2</sub>/MJ, un potere calorifero superiore del gas di 39,9 MJ/mc con una densità di 0,68 kg/mc, avremo:

Quantità di gas necessaria per produrre 1 MJ nella combustione: 1 mc : 39,9 MJ = 0,025 mc/MJ, pari a 0,025 x 0,68 = 0,017 kg/MJ = 17 g/MJ di gas naturale.

Una perdita specifica del 3% (ordine di grandezza) significherebbe ulteriori 17 x 0,03 = 0,51 g/MJ di gas. Assumendo una equivalenza ai fini dell'effetto serra di un fattore 72 tra gas naturale e CO<sub>2</sub> (su un orizzonte temporale di 20 anni), il contributo aggiuntivo delle perdite all'effetto serra sarebbe: 0,51 g/MJ x 72 ~ 37 gCO<sub>2</sub>/MJ (contributo delle perdite); che sommati ai 56 gCO<sub>2</sub>/MJ citati legati alla combustione, portano il contributo del gas naturale a (56+37) ~ 93 gCO<sub>2</sub>/MJ, tali quindi da annullare sostanzialmente il beneficio della sostituzione del carbone con il gas.

14 Disponibile sul sito Science Direct.

**domanda, il tutto a un basso prezzo e con una rete elettrica stabile. ... Una soluzione di questo genere permetterebbe di avvicinarsi molto all'eliminazione del problema del riscaldamento globale e di impedire i 4-7 milioni di decessi causati ogni anno dall'inquinamento atmosferico, al contempo si riuscirebbe però a garantire a tutti la sicurezza energetica".**

I risultati dello studio hanno dimostrato che:

- vi sono molte possibilità di ottenere stabilità nella rete elettrica utilizzando al 100% energie rinnovabili;
- il costo per unità di energia prodotta, inclusi i costi indotti (salute, cambiamento climatico ecc.) sono circa un quarto di quelli che si affronterebbero se si continuasse ad utilizzare energia da fonti non rinnovabili;
- diminuirebbero i costi pagati dai consumatori, in quanto si dimezzerebbero i costi di produzione rispetto a quelli legati ai combustibili fossili (trivellazioni, lavorazione, raffinamento e trasporto).

Mark Delucchi, coautore dello studio "*Renewable Energy*" prima citato e ricercatore dell'Università di Berkeley in California, afferma che **"il nostro lavoro dimostra che questo risultato può essere raggiunto in quasi tutte le nazioni del mondo con le tecnologie già esistenti."**

In sintonia con questi ed altri studi, si succedono gli appelli per una rapida eliminazione dei combustibili fossili.

Tra gli altri il prof. Anthony Ingraffea, docente presso la Cornell University, membro del Consiglio di amministrazione di EarthWorks <sup>15</sup>, che ha svolto lunghe e qualificate attività di ricerca per l'industria petrolifera e del gas dal 1984 al 2001, si è espresso sulla necessità di favorire una solida ricerca scientifica indipendente su tali impatti ed ha dichiarato recentemente che **"per evitare catastrofici cambiamenti climatici, dobbiamo abbandonare immediatamente tutti i combustibili fossili a favore della conservazione e delle energie rinnovabili"**.

I danni che progetti come quello in esame possono determinare a causa dei cambiamenti climatici sono contenuti in qualificati studi previsionali, e sono ormai riscontrabili in tutto il mondo. Gli stessi ricercatori del NOAA, insieme a colleghi dell'Università del Wisconsin di Madison, hanno preso in esame 40 anni di dati satellitari <sup>16</sup>, concludendo che, a causa dell'aumento di temperatura superficiale dei mari, uragani, tifoni e cicloni in tutto il mondo stanno diventando sempre più potenti e mortali, con tempeste che riescono più facilmente a raggiungere la categoria 3 con venti superiori a 160 Km/h.

In questo contesto, insistere nella diffusione delle fonti fossili – quando sussistono valide alternative con fonti pulite – più che una scelta energetica sbagliata ed in

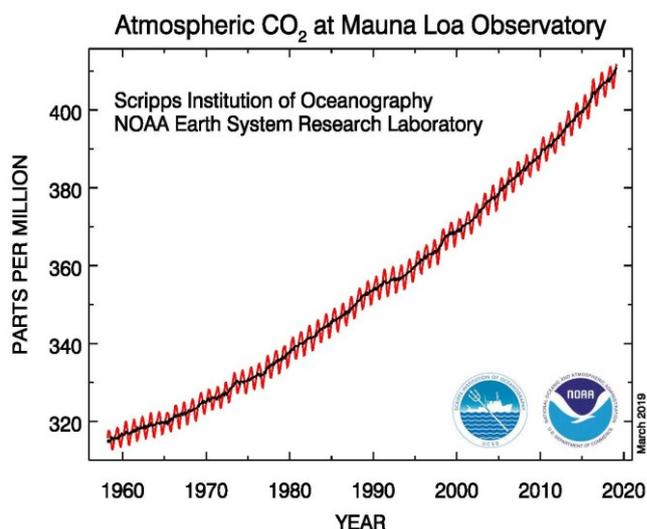
---

<sup>15</sup> Organizzazione internazionale che promuove campagne per proteggere le comunità dagli impatti dell'estrazione di petrolio e gas

<sup>16</sup> Reccom.org, Fabiana Leoncavallo, 20.05.2020

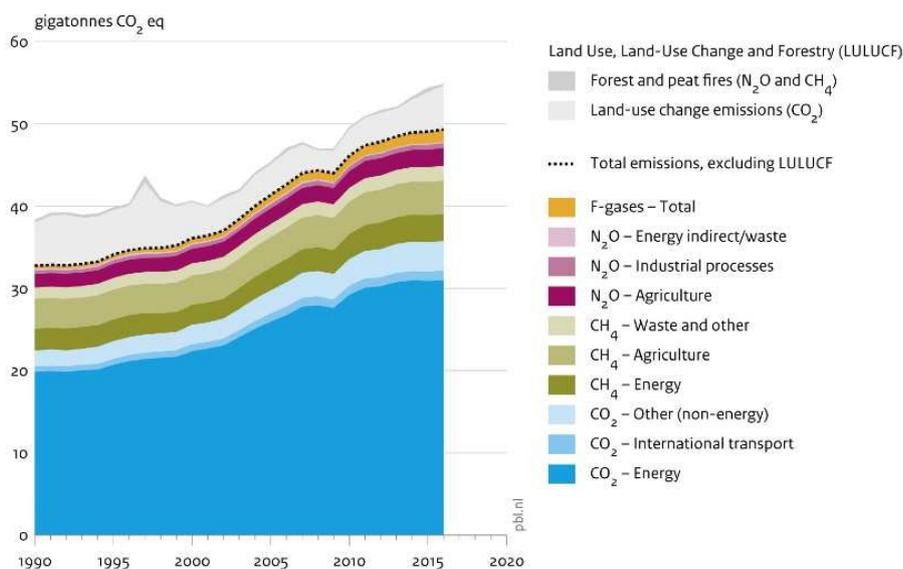
controtendenza con gli scenari energetici mondiali, appare come un grave atto di irresponsabilità e di disprezzo per l'intera umanità.

L'osservatorio atmosferico di NOAA <sup>17</sup>a Mauna ha registrato il 1° gennaio 2019 la quarta crescita annuale più alta nella concentrazione di CO<sub>2</sub> in 60 anni di tenuta dei registri (diagramma seguente), arrivando a 410 ppm.



Ciò significa che, invece di diminuire, le emissioni stanno aumentando (grafico seguente)<sup>18</sup>, e che dovremmo da subito tagliare le emissioni di gas serra a livello mondiale di oltre un miliardo di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno, mentre abbiamo bisogno di un grande balzo delle fonti rinnovabili, che dovrebbero coprire tra il 70% e l'85% della domanda mondiale di elettricità entro il 2050.

**Global greenhouse gas emissions, per type of gas and source, including LULUCF**



<sup>17</sup> Amministrazione nazionale oceanica e atmosferica, Dipartimento di commercio degli Stati Uniti

<sup>18</sup> Redazione QualEnergia, 29.09.2017

In questo quadro allarmante, il metano ha un duplice effetto negativo sui cambiamenti climatici. Da un lato, le immissioni dirette in atmosfera di questo gas, che ha un effetto serra molte decine di volte superiore alla CO<sub>2</sub>, a seguito dell'estrazione e della manipolazione del gas. I dati rilevati nella produzione nazionale di gas serra, come appresso riportato, confermano queste conclusioni. A prescindere dal tipo di calcolo degli effetti del metano e della sua combustione sulle emissioni di gas serra, resta il fatto inoppugnabile, come si argomenterà appresso, che la politica di sostituzione del carbone con gas nelle centrali termoelettriche nazionali sta contribuendo ad un aumento, invece che una diminuzione, delle emissioni di CO<sub>2</sub>, in palese violazione delle direttive comunitarie.

Il Parlamento europeo ed il Consiglio dell'Unione Europea hanno individuato come obiettivo fondamentale dell'Unione (vedasi Regolamento UE 2018/1999) quello di *"preservare, proteggere e migliorare la qualità dell'ambiente e di promuovere l'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali, in particolare promuovendo l'efficienza energetica e i risparmi energetici e sviluppando nuove forme di energia rinnovabile."* Nelle conclusioni del 23 e 24 ottobre 2014 il Consiglio Europeo ha approvato un quadro dell'UE al 2030 delle politiche per l'energia ed il clima, basato su 4 obiettivi, tra cui la riduzione di *almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra nel sistema economico rispetto ai livelli del 1990*, oltre a un contributo delle fonti rinnovabili al 32%; tale obiettivo è stato formalmente approvato dal Consiglio del 6.03.2015, quale contributo UE all'accordo di Parigi del 2015, nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, ed è entrato in vigore il 4.11.2016;

L'accordo di Parigi ha reso più ambiziosi gli obiettivi relativi ai cambiamenti climatici, onde mantenere l'aumento della temperatura mondiale ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali e limitare tale aumento a 1,5°C. In tale quadro assume rilevanza fondamentale limitare le emissioni di gas a effetto serra, tra cui la CO<sub>2</sub>, con uno scenario che prevede l'azzeramento delle emissioni nette dei gas ad effetto serra entro il 2050. La Direttiva prevede quindi che *"l'Unione e gli Stati membri dovrebbero pertanto collaborare con i loro partner internazionali al fine di garantire che tutte le parti dell'accordo di Parigi mantengano un livello elevato di ambizione rispetto agli obiettivi a lungo termine stabiliti."* I piani nazionali integrati per l'energia ed il clima (di cui si tratterà in apposito paragrafo) dovrebbero quindi convergere in tale direzione.

Dall'analisi delle energie rinnovabili IRENA Le emissioni di co2 legate alla produzione di energia sono aumentate in media dell'uno per cento all'anno dal 2010, il passaggio a energie rinnovabili, efficienza ed elettrificazione può favorire un ampio sviluppo socio economico ben in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi. I posti di lavoro nelle energie rinnovabili raggiungerebbero i 42 milioni a livello globale entro il 2050, quattro volte il loro livello attuale.

Le misure di efficienza energetica creerebbero 21 milioni di posti di lavoro e la flessibilità del sistema 15 milioni di posti di lavoro aggiuntivi.

Nell'Allegato V, parte 2, del Regolamento in esame, sono citati i *"gas ad effetto serra da prendere in considerazione"* in tema di emissioni di gas a effetto serra. Al primo

posto il biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), gas invece poco valutato nel contesto nel progetto in esame. **Carenza inaccettabile, che tra l'altro espone l'Italia, nel contesto di una politica energetica ancora nostalgicamente rivolta alle fonti fossili, ad una serie di possibili contestazioni in sede UE in relazione agli obblighi relativi alla comunicazione di dati sulle emissioni antropogeniche di gas a effetto serra (Allegato V del Regolamento).** In particolare, ai sensi della citato Regolamento gli Stati membri sono tenuti a seguire le linee guida IPCC 2006 per gli inventari nazionali dei gas a effetto serra, facendo riferimento allo specifico indicatore "Emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> di centrali termoelettriche pubbliche" (Parte 3).

Le politiche energetiche messe in campo dall'Italia in tale quadro (il progetto in esame ne è un esempio emblematico), al di là di astratte enunciazioni di principio, appaiono insufficienti ai fini del raggiungimento degli obiettivi, mentre non mancano le contraddizioni.

InfluenceMap, organizzazione no-profit con base a Londra, ha pubblicato recentemente un rapporto su otto grandi associazioni industriali europee, tra cui BusinessEurope, di cui fa parte Confindustria, (che ha avuto uno dei punteggi peggiori in tema di lotta ai cambiamenti climatici), **rivelando come la maggior parte delle lobby dal 2015 ad oggi ha continuato ad opporsi agli obiettivi fissati in sede UE e negli accordi di Parigi sul clima.**

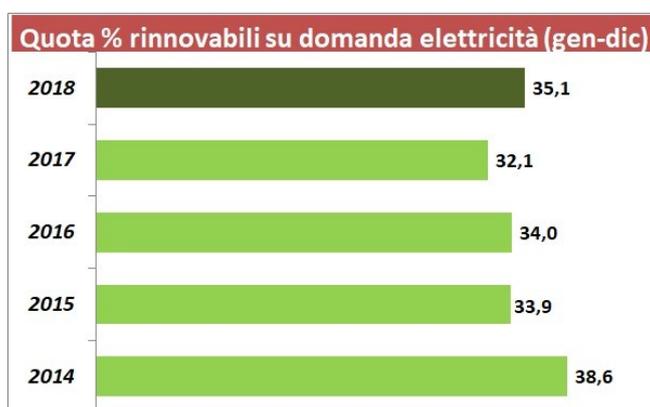
Il Rapporto ISPRA 257/2017 "Fattori di emissione atmosferica di CO<sub>2</sub> e altri gas a effetto serra nel settore elettrico" (tabella seguente) mostra come il contributo del gas naturale alle emissioni di CO<sub>2</sub> nel settore termoelettrico in Italia (per la sola produzione di energia elettrica) abbia superato dal 2015 quello dei combustibili solidi, con 40,5 Mt CO<sub>2</sub> (43,2%), superamento confermato nel 2016 con 41,5 Mt (43,2%), e che complessivamente le emissioni nel settore siano aumentate negli ultimi anni (90,1 Mt nel 2014, 93,6 Mt nel 2015, 96 Mt nel 2016), pur in un contesto sostanzialmente stazionario dei consumi (301.880 Gwh nel 2017, 295.508 GWh nel 2016, 297.179 GWh nel 2015, 291.083 GWh nel 2014) e della produzione elettrica (totale produzione lorda 2017 295.830 GWh, di cui 200.305 Gwh da produzione termoelettrica tradizionale, e rispettivamente 289.768/199.429 GWh nel 2016, 282.994/192.053 GWh nel 2015, 279.828/176.171 GWh nel 2014). **Un aumento del 6,5% delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel biennio 2014-2016 nel settore termoelettrico, a fronte di un incremento dei consumi nello stesso periodo dell'1,5%, mostra, oltre alla inadeguata politica di copertura dei fabbisogni, ancora schiacciata sulle fonti fossili tradizionali e con efficienze limitate, anche una fallimentare strategia di contrasto ai cambiamenti climatici ed all'effetto serra: la sostituzione del carbone con il metano, insieme ad una scriteriata programmazione di nuove produzioni fossili, porta l'Italia ad aumentare le emissioni di CO<sub>2</sub> nel comparto.**

Rilevazioni più recenti confermano sostanzialmente questa "dissociazione" italiana tra obiettivi da raggiungere e risultati concreti. Nel 2018 le emissioni complessive di gas serra in Italia sono salite dello 0,2% rispetto al 2017, mentre le emissioni legate alla produzione di energia mostrano una modesta contrazione del 2,1%, dovuta in gran parte alla riduzione dei consumi. **È evidente come la sostituzione del**

## carbone con il gas non stia portando ai risultati richiesti dai drammatici cambiamenti climatici.

I risultati di tale politica sono evidenti anche nei dati più recenti. **Nel 2019 in Italia le emissioni di gas serra sono ridotte di un misero 1% circa rispetto all'anno precedente, pur avendo cambiato sostanzialmente il mix nelle centrali elettriche con un -30% di carbone e +15% di gas. Lo stesso Enea attesta l'inadeguatezza di questi risultati ed il fallimento di questa politica ambientale: "In assenza di una crescita più sostenuta delle fonti rinnovabili e dell'efficientamento energetico, ciò non basta a garantire il raggiungimento degli obiettivi del Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) e la transizione verso un'economia low carbon <sup>19</sup>"**

Si noti che parallelamente in Italia, a causa di questa dissennata politica poco restia ad abbandonare con la dovuta determinazione le fonti fossili, il contributo delle nuove fonti rinnovabili alla domanda elettrica sta diminuendo (Fonte: Redazione QualEnergia, 1.02.20199).



Si tenga presente che nel 2018, il contributo globale delle FER è passato al 35,1% solo grazie al vigoroso incremento dell'idroelettrico, passato da 2.282 del 2017 a 3.576 GWh del 2018, mentre le variazioni di tutte le altre fonti pulite hanno avuto un segno meno (Fonte: Terna).

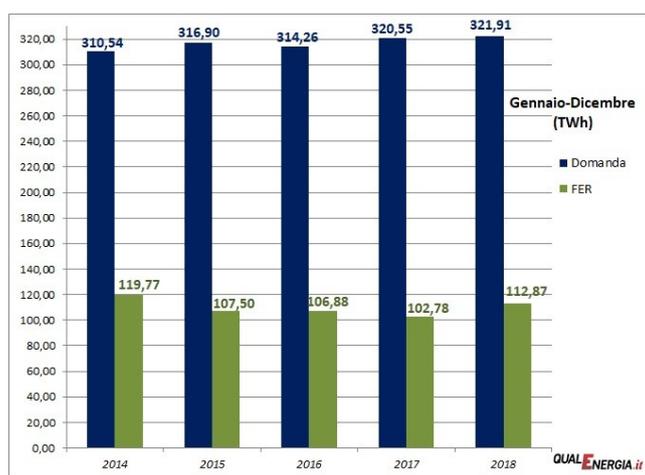
[GWh]	Dicembre 2018	Dicembre 2017	%18/17	Gen-Dic 18	Gen-Dic 17	%18/17
Idrica	3.576	2.282	56,7%	49.275	37.557	31,2%
Termica	16.315	17.966	-9,2%	185.048	200.305	-7,6%
di cui Biomasse	1.488	1.509	-1,5%	17.683	17.818	-0,8%
Geotermica	494	500	-1,2%	5.708	5.821	-1,9%
Eolica	1.910	2.257	-15,4%	17.318	17.565	-1,4%
Fotovoltaica	911	861	5,8%	22.887	24.017	-4,7%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>23.206</b>	<b>23.866</b>	<b>-2,8%</b>	<b>280.234</b>	<b>285.265</b>	<b>-1,8%</b>
Importazione	3.967	3.662	8,3%	47.179	42.895	10,0%
Esportazione	410	310	32,3%	3.270	5.134	-36,3%
<b>Saldo estero</b>	<b>3.557</b>	<b>3.352</b>	<b>6,1%</b>	<b>43.909</b>	<b>37.761</b>	<b>16,3%</b>
Pompaggi	232	293	-20,8%	2.233	2.478	-9,9%
<b>Richiesta di Energia elettrica <sup>(1)</sup></b>	<b>26.531</b>	<b>26.925</b>	<b>-1,6%</b>	<b>321.910</b>	<b>320.548</b>	<b>0,4%</b>

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero - Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

L'Italia quindi, pur di fronte a ambiziosi obiettivi di contrasto all'effetto serra, che imporrebbero programmi coraggiosi e ambiziosi, **sta agendo di fatto contro le direttive europee**, incrementando le emissioni di CO<sub>2</sub> nel settore termoelettrico e riducendo il contributo delle FER, penalizzate fortemente con lucida determinazione dagli indirizzi degli ultimi governi.

Per effetto di queste politiche il contributo assoluto delle fonti rinnovabili nel settore elettrico registra nel 2018 un valore assai inferiore al 2014, a fronte di un aumento stazionario o in leggero aumento del consumi elettrici <sup>20</sup>



Per l'anno 2019 , secondo i "dati provvisori di esercizio " di Terna, la produzione annuale da FER risulta essere in leggero aumento rispetto al 2018 (+1,3%). Il dettaglio per fonte mostra un aumento della produzione eolica (+14,3%), della produzione fotovoltaica (+9,3%) ed una flessione della produzione idroelettrica

(-5,9%) e della geotermica (-1,2%) (i dati relativi all'import mostrano un decremento del -6,7%).

**In particolare il progetto in questione, proponendo un massiccio ricorso al metano, pericoloso gas serra, ed in netta contrapposizione strategica con la promozione delle fonti rinnovabili, pur in presenza di scelte alternative più rispettose dell'ambiente nonché più vantaggiose per il sistema economico e per la spesso citata a sproposito "economia green", a parità di soddisfacimento dei consumi, come si vedrà appresso, si pone in un contesto di aperto contrasto alle direttive europee, che indicano invece l'esigenza di una transizione decisa e rapida alle fonti rinnovabili e l'abbandono urgente delle fonti fossili, metano compreso, ed espongono l'Italia a motivate contestazioni ufficiali per violazione degli indirizzi comunitari.**

## **6. DIFFORMITA' DAL PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA (PNIEC)**

Questo importante documento di programmazione, strumento fondamentale nell'attuazione delle politiche europee, "identifica politiche e misure nazionali per

<sup>20</sup> Fonte: Redazione QualEnergia, 1.02.2019.

ottemperare agli obiettivi vincolanti europei al 2030 in tema di energia e clima nell'ambito del "Quadro 2030 per le politiche dell'energia e del clima". Esso prevede al 2030 un contributo delle fonti rinnovabili del 30% sui consumi finali lordi di energia, una riduzione dei consumi di 9 Mtep ed un taglio dei gas serra per i settori non ETS (sistema di scambio delle quote di emissione) del 33% rispetto al 2005. Le nuove norme in materia di Effort Sharing e di ETS adottate dalla UE nel corso del 2018 (Regolamento 2018/842/UE e Direttiva 2018/410/UE) pongono per l'Italia un obiettivo di riduzione delle emissioni soggette al regolamento Effort Sharing del 33% rispetto ai livelli del 2005, mentre rimane l'obiettivo di tutti i settori soggetti, comprese le industrie energetiche, **di riduzione delle emissioni del 43%**.

In questa prospettiva il Piano prevede:

- ulteriori 30 GW di fotovoltaico rispetto ai 20 GW già in esercizio, con *"impianti che utilizzano prioritariamente coperture dei fabbricati e aree a terra compromesse, in linea con gli obiettivi di riduzione del consumo di suolo"*;
- un *"importante sviluppo di sistemi di accumulo, ... sia di pompaggio idroelettrico che elettrochimici"*;
- una *"riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia da paesi terzi"*;
- un *"incremento di flessibilità del sistema energetico"*;
- la *"capacità di affrontare restrizioni o interruzioni di approvvigionamento di una fonte energetica"*.

Il Piano riporta correttamente diverse criticità legate agli obiettivi di *"decarbonizzazione dei settori di uso finale con la sostituzione di vettori energetici emissivi"*, con una tendenza in palese contrasto con le direttive comunitarie e nazionali; infatti:

- a fronte di consumi elettrici totali sostanzialmente stabili o in lieve diminuzione (295.508 GWh nel 2016, -0,5% rispetto al 2015), la produzione termoelettrica lorda tradizionale aumenta sensibilmente (192.053 GWh nel 2015, 199.429 GWh nel 2016, +3,8%) <sup>21</sup>; **il maggior incremento della produzione lorda nazionale nel 2016 rispetto all'anno precedente si è avuto proprio nella produzione termoelettrica da gas naturale (+15 TWh, +13,8%), che ha quasi bilanciato la ridotta produzione di energia elettrica da carbone (-17,6%);**
- la produzione fotovoltaica subisce uno stallo (-3,7% nel 2016 rispetto al 2015), frutto evidentemente delle politiche governative degli ultimi anni, fortemente compressive e penalizzanti nei confronti di questo settore in particolare; è di tutta evidenza che, salvo drastiche e per ora non percepibili inversioni di tendenza, **con l'attuale quadro normativo e di programmazione incerto, l'obiettivo di 50 GW al 2030 (ulteriori 2500-3000 MW all'anno) appare poco più di una chimera.**

---

21 Fonte: Terna, Bilanci energia elettrica 2016 e 2015)

Considerando i dati registrati negli ultimi anni, prima riportati, è di tutta evidenza come tali obiettivi richiederebbero programmi organici ed ambiziosi tesi da un lato alla maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili, al momento pressoché assenti, se si prescinde da limitate e timide agevolazioni fiscali, dall'altro una forte azione di sostituzione dei combustibili fossili, metano compreso, che invece viene promosso quale ipotetico e fuorviante "combustibile di transizione".

**E' similmente evidente come il progetto in esame , contribuendo ad una inefficace ed inadeguata campagna nazionale di sostituzione del carbone con gas naturale, si porrebbe in contrasto con gli obiettivi del PNIEC.**

## 7. IMPATTI NEGATIVI DELLE CENTRALI A METANO RICONOSCIUTI DAL PNIEC

Lo stesso Piano Integrato Nazionale Energia e Clima citato riconosce le possibili ricadute negative delle centrali termoelettriche a gas metano su alcune componenti ambientali. Nella Tabella sotto riportata dei "Potenziali impatti ambientali tra le tecnologie implementate e vettori energetici in attuazione del PNIEC e Temi Ambientali Evoluzione fisica dei suoli e qualità dei suoli" <sup>22</sup> si riconosce un "rischio diretto" (D) sul rischio di "susceptibilità del suolo alla compattazione" ed un "rischio indiretto" (I) sulla "presenza di carbonio organico negli orizzonti superficiali dei suoli".

	Evoluzione fisica e biologica dei suoli			Qualità dei suoli	
	Desertificazione	Susceptibilità del suolo alla compattazione	Erosione idrica	Percentuale di carbonio organico presente negli orizzonti superficiali (30cm) dei suoli	Contenuto in metalli pesanti nei suoli
Solare fotovoltaico a terra	I			I	
Solare fotovoltaico sui tetti					
Solare a concentrazione	I			I	
Eolico	I				
Idroelettrico	I				
Mini-Idro	I				
Geotermico	I	D		I	
Impianti termoelettrici alimentati a gas metano con cogenerazione (CHP).	I	D		I	
Impianti termoelettrici alimentati a gas metano senza cogenerazione	I	D		I	
Impianti termoelettrici alimentati a carbone (con e senza la co-combustione con biomasse e rifiuti)	I	D/I	I	I	D
Impianti termoelettrici alimentati a biomasse solide e frazione rinnovabile dei rifiuti (con e senza CHP)	I	D/I	I	I	I
Impianti termoelettrici alimentati a rifiuti non rinnovabili (con e senza CHP)	I	D		I	D
Impianti termoelettrici alimentati a biomasse gassose (con e senza CHP)	I	D		I	
Motori endotermici alimentati a biomasse gassose (con e senza CHP)	I	D			
Motori endotermici alimentati a biomasse liquide (con e senza CHP)	I	D			
Raffinerie tradizionali	I				I

<sup>22</sup> Rapporto preliminare ambientale, pag. 59

Tale riconoscimento, unito alla taglia della centrale in conversione (1.680 MWe), rende necessaria una verifica attenta degli impatti ambientali.

## **8. DIFFORMITA' DAL PIANO ENERGETICO AMBIENTALE DELLA REGIONE PUGLIA (PEAR)**

Il Piano, adottato con Delibera di G.R. n. 827/2007, è attualmente in aggiornamento ai sensi della Legge Regionale 25/2012. Per l'esame della pianificazione regionale si prenderà come riferimento la versione adottata con Delibera di G.R. n. 1181/2015, che ha avviato anche la procedura di VAS, denominato "*Documento di Sintesi e Programmazione Preliminare – Aggiornamento ex DGR 1390/2017*".

La politica di "decarbonizzazione" messa in atto dalla Regione Puglia non può essere letta come un incondizionato lasciapassare all'impiego del metano in sostituzione del carbone o in altri impieghi. Se è vero che la stessa Regione ha proposto una "*ristrutturazione del previsto layout del Gasdotto Transadriatico, per raggiungere le aree industriali di Brindisi e Taranto*", è vero anche che la stessa Regione ha contrastato e contrasta tuttora, anche nelle aule giudiziarie, il condotto Tap (procedimento penale n. 463/18 R.G.) e la proposta avanzata appare solo tesa a ridurre i danni di un'opera considerata dannosa ed inutile. Lo stesso Piano ammette che la proposta prima citata inizialmente avanzata "*si è poi evoluta verso una considerazione più ad ampio raggio con riguardo a più cicli produttivi, al contingentamento del comparto emissivo e degli impianti odorigeni, **al sostegno a formule di completa defossilizzazione***" (pag. 13).

AI fini del conseguimento degli obiettivi nazionali e comunitari, la stessa produzione pugliese da fonti rinnovabili, decisamente confortante rispetto ad altre regioni, non deve essere considerata come un dato risolutivo; lo stesso PEAR ne prende atto laddove rileva che "*la tendenza al rialzo dei consumi finali energetici ed il freno alle FER elettriche dovuto al contingentamento degli incentivi, il freno alle autorizzazioni anche per limitare il consumo di suolo e per ridurre gli impatti cumulativi in territori già occupati, sono situazioni da sottoporre a particolare attenzione e da – nei limiti del possibile – governare affinché non determinino situazione di penalizzazione del contributo regionale al conseguimento degli obiettivi 2020, che apparirebbero, alla luce degli sforzi fatti sulle rinnovabili elettriche, decisamente inaccettabili*".

In tema di controllo delle emissioni, il Piano nota che "*gli impegni della Regione Puglia assumono particolare rilievo in ragione della elevata quota di CO<sub>2</sub> prodotta, anche se gli impianti responsabili di tale produzione si inscrivono essenzialmente nelle competenze autorizzative degli organi statali (trattasi di impianti in AIA statale, come Enel Brindisi Sud e l'Ilva di Taranto)*". Infatti la sola Centrale Enel di Brindisi Sud è stata responsabile nel 2016 della emissioni di 8,3 Mt di CO<sub>2</sub> equivalente, attestandosi al 16° posto tra i maggiori responsabili di emissioni nell'UE tra gli impianti di combustione.

Il PEAR Puglia analizza quindi i singoli obiettivi posti, con relativi punti di forza e di debolezza (analisi SWOT). Tra le opportunità vengono citate <sup>23</sup> :

- la *“riduzione del ricorso a fonti fossili con conseguente maggiore risparmio risorse naturali consumabili (suolo e sottosuolo, riserve e giacimenti, fondali ed habitat marini)”*; questa considerazione va integrata con altre, pure contenute nella presente relazione, sulle criticità rilevate dal PNIEC in relazione alla qualità dei suoli ed al contenuto di carbonio negli strati superficiali dei suoli;
- la *“innovazione del comparto energetico-economico: decarbonizzazione e **defossilizzazione** dell’economia (es. maggiore penetrazione dell’idrogeno)”*.

Ciò evidentemente in palese contrasto con il progetto Enel in questione.

## **9. DIFFORMITA' DALL'ART. 4, COMMA F, DELLA LEGGE 23 AGOSTO 2004 N. 239**

La norma, che prevede un **“adeguato equilibrio territoriale delle infrastrutture energetiche, nei limiti consentiti dalle caratteristiche fisiche e geografiche delle singole regioni ...”** è sostanzialmente disattesa.

Per dimostrare l’assunto analizziamo succintamente i dati disponibili. La Puglia infatti presenta al 2019 un forte esubero di produzione rispetto ai consumi (28.541 Gwh rispetto a una richiesta di 18.325 GWh, il 56% in più) <sup>24</sup>, per cui la produzione prevista continuerà ad aggravare l’attuale squilibrio territoriale tra le regioni nella produzione elettrica, in contrasto con elementari principi di pianificazione energetica, che vogliono che l’energia “viaggi” il meno possibile. Una scelta quindi che conferma gli errori di programmazione del passato, senza alcuna prospettiva di correggere gli squilibri attuali.

L’esubero di produzione rispetto ai consumi in Puglia in definitiva connota da anni come una generosa “centrale elettrica” per il centro-sud d’Italia, dietro alla sole Calabria e Molise, mentre spiccano tra gli altri i deficit di Marche (-56%) e Campania (-42%). In altre parole, il nostro contributo alla produzione è notevolmente sbilanciato rispetto ai consumi, in contrasto con la norma citata, mentre il progetto proposto si inserisce a pieno titolo in questa politica scriteriata di sbilanciamento.

Una corretta pianificazione suggerirebbe di dismettere decisamente le produzioni fossili, in un’ottica di bacino più rispettosa degli equilibri territoriali, puntando e rinnovando al contempo il comparto rinnovabili.

---

<sup>23</sup> PEAR Puglia: Documento di Sintesi e Programmazione Preliminare. Aggiornamento ex DGR 1390/2017.

<sup>24</sup> Terna, l’elettricità nelle regioni

**La conversione di Brindisi Sud a metano lascerebbe invece solidamente ancorata la regione alle fonti fossili e contrasterebbe con basilari principi di pianificazione energetica:**

- la produzione di energia non può costituire un valore in sé, ma deve essere legata al soddisfacimento di corrispondenti consumi; la cosiddetta "leadership" della Puglia nella produzione elettrica, spesso sbandierata a sproposito, è solo uno slogan propagandistico scevro da qualsivoglia fondamento di pianificazione energetica;
- occorre minimizzare il trasporto dell'energia dai luoghi di produzione ai centri di consumo; va promosso invece un modello decentrato con piccole centrali di produzione localizzate in prossimità delle utenze, in modo da ridurre le perdite di trasmissione.

## **OSSERVAZIONI SUL MERCATO DI CAPACITÀ.**

Il capacity market (mercato della capacità) è uno schema del mercato elettrico che prevede una serie di misure volte a garantire la sicurezza del sistema e l'approvvigionamento di energia elettrica, con risorse sempre disponibili per coprire le punte di carico in ogni area della rete ed evitare così dei blackout.

Il meccanismo del capacity market oltre a mettere in campo diverse misure che assicurano la sicurezza del sistema e l'approvvigionamento di energia elettrica, con risorse sempre disponibili, definisce anche una remunerazione dedicata per quegli impianti di generazione elettrica che si impegnano a mantenere e a mettere a disposizione del sistema, in caso di necessità, della capacità.

L'Unione Europea ha dato il via allo schema coordinato tra le nazioni per il mercato della capacità di produzione elettrica pensato per remunerare chi è disposto a tenere in stand by centrali elettriche altrimenti diseconomiche, perché intervengano con gran rapidità in caso di bisogno.

A febbraio la Commissione Europea approva i nuovi meccanismi di regolazione delle capacità per sei stati membri: Belgio, Germania, Grecia, Polonia, Francia e Italia.

Belgio e Germania hanno scelto di incentivare le "riserve strategiche" di capacità: le riserve saranno temporanee, acquisite tramite periodiche gare d'appalto competitive, aperte a tutti i tipi di fornitori ed eliminate quando sarà risolto il relativo problema di approvvigionamento.

Francia e Grecia, intendono invece promuovere meccanismi di "gestione della domanda". Tali regimi pagano i consumatori affinché riducano il loro utilizzo di energia nelle ore in cui vi è maggiore scarsità di produzione. Anche in questo caso le misure sono temporanee e il sostegno sarà concesso tramite periodiche gare d'appalto.

Italia e Polonia invece hanno scelto i meccanismi di regolazione della capacità relativi all'intero mercato: sono aperti a tutti i tipi di fornitori di capacità, comprese la gestione della domanda, le capacità esistenti e nuove, nazionali ed estere. Quindi si potrà pagare una centrale per la sua disponibilità a produrre energia elettrica o i grandi consumatori per la loro disponibilità a ridurre la domanda. A prescindere, ovviamente, che si verifichi davvero il bisogno di utilizzare quell'energia. Lo strumento è stato formulato affinché in futuro anche la capacità straniera possa partecipare alle gare. Gli aggiudicatari riceveranno un premio (in € / MW / anno, il cui valore risulta dalle aste) in cambio dell'impegno a fornire capacità 4 anni dopo l'asta (il cosiddetto periodo di pianificazione) per un periodo di 3 anni (il cosiddetto periodo di consegna).

I nuovi limiti si applicano anche alle centrali già esistenti e prevedono che per partecipare al meccanismo gli impianti non emettano più di 550 g di CO<sub>2</sub> di origine fossile per kWh di energia elettrica e di 350 kg di CO<sub>2</sub> di origine fossile in media all'anno per kWh installato.

A giugno 2019 la Commissione europea da l'ultimo via libero al mercato di capacità italiano rispetto la normativa comunitaria sugli aiuti di stato in cui si approvano anche i nuovi limiti emissivi per gli impianti partecipanti. Gli standard in questione sono quelli definiti dal nuovo Regolamento UE sull'energia elettrica, parte del pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", e da norma sarebbero divenuti obbligatori per tutte le centrali fossili del capacity market solo a partire dal 1° luglio 2025. I nuovi limiti si applicano anche alle centrali già esistenti e prevedono che per partecipare al meccanismo gli impianti non emettano più di 550 g di CO<sub>2</sub> di origine fossile per kWh di energia elettrica e di 350 kg di CO<sub>2</sub> di origine fossile in media all'anno per kWh installato.

L'Italia ha tuttavia deciso di non beneficiare del periodo transitorio previsto dal regolamento comunitario, e applicare fin da subito tale tetto emissivo, impedendo di fatto agli impianti di generazione elettrica più inquinanti, come le centrali a carbone, di partecipare al mercato di capacità.

Terna, entro la fine dell'anno, metterà all'asta una certa capacità in un determinato intervallo temporale; a fronte di ogni MW di potenza impegnata verrà riconosciuto un premio in euro per MW. Il sistema dovrebbe quindi scongiurare i clienti finali contro il rischio di impennate dei prezzi dell'energia. In linea teorica sono chiamati a partecipare al mercato di capacità tutti gli impianti che riescano a produrre energia elettrica, ma effettivamente così non è stato.

### **Criticità**

- Il mercato di capacità, così come è stato concepito dal Ministero per lo sviluppo economico non è in linea con gli Accordi di Parigi e con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Se è vero che l'Italia ha di fatto escluso da questo mercato le centrali a carbone, ponendo i limiti di **550 g di CO<sub>2</sub> di origine fossile per kWh di energia elettrica** e di **350 kg di CO<sub>2</sub> di origine fossile in media all'anno per kWh installato**, è vero anche che il provvedimento del MISE, che ha ricevuto il via libera dalla Direzione Generale Concorrenza della Commissione Europea lo scorso 14

giugno, prevede che al capacity market possono partecipare solo gli impianti termoelettrici (sia quelli esistenti sia nuovi impianti) escludendo invece gli impianti di produzione da fonti rinnovabili.

- Ciò non crea condizioni eque di mercato per le fonti rinnovabili che vengono così penalizzate.

- La remunerazione prevista va a finanziare anche nuove centrali termoelettriche, in netta contraddizione con quelle che sono le indicazioni dell'Accordo di Parigi sul Clima e i contenuti del Clean Energy Package della Commissione europea che chiedono una riduzione delle emissioni con lo sviluppo di impianti a fonti rinnovabili. Il mercato di capacità diventa di fatto uno strumento di remunerazione di lungo termine a favore delle centrali termoelettriche.

- In previsione del mercato delle capacità, stanno aumentando le richieste di autorizzazione per nuove grandi centrali a fonti fossili, ostacolando il finanziamento e la ricerca per implementare le nuove tecnologie di produzione a fonti rinnovabili.

- Gli impianti che si dovessero aggiudicare le aste, favoriranno di una ulteriore remunerazione in caso di vendita dell'energia prodotta, creando un ulteriore scompenso rispetto agli impianti che producono con fonti rinnovabili. Il MISE infatti permette che gli stessi impianti che parteciperanno alle aste del capacity market potranno anche partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento.

- Lo stanziamento per questo tipo di attività è previsto in circa 1-1,4 miliardi di euro all'anno per i prossimi 15 anni. Tali costi si tradurranno in oneri aggiuntivi sulle bollette elettriche dei consumatori (fino a 1,4 miliardi all'anno per 15 anni, secondo la Commissione Europea).

- l'attuale modello di capacità è in netta controtendenza rispetto la necessità di decentralizzare e distribuire la produzione energetica.

- Meriterebbero più attenzione e quindi più investimenti le tecnologie di rete e lo sviluppo degli accumuli a batteria: in effetti la rete delle rinnovabili è attualmente intrinsecamente discontinua e dunque crea problemi di amalgama con la generazione tradizionale. Nel primo rapporto paneuropeo "European Power System 2040: completing the map" ( <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/power-system-2040/>) si analizzano i programmi e le proposte dei singoli Paesi e si esortano ad accelerare il passo indicando le priorità strategiche per mettere al sicuro l'Europa elettrica, massimizzando la redditività degli investimenti in tutti i sistemi elettrici i quali devono essere messi davvero "in rete" tra loro in un sistema di competizione nella

generazione, con infrastrutture che garantiscano il libero scambio, e anche il mutuo soccorso tra Paesi: linee transfrontaliere, tecnologie per di accumuli a batteria (che stanno diventando praticabili e redditizie), uniformità di regole nelle borse elettriche (un esempio potrebbe essere ciò che già accade tra Italia e Francia, ma nettamente migliorato).

Il mercato delle capacità distrae fondi che potrebbero essere utilizzati in tal senso e rischia di generare un aumento dei costi irreversibile. Secondo la Entso-E (<https://www.entsoe.eu>) l'associazione dei grandi operatori di rete dell'Unione Europea, se da qui al 2040 le reti europee non saranno rafforzate già nei prossimi anni, i costi del sistema aumenteranno di 43 miliardi di euro l'anno, cioè oltre tre volte e mezzo i 12 miliardi all'anno che serviranno per finanziare il potenziamento. All'Italia l'associazione consiglia una doppia operazione di rafforzamento: non solo nelle interconnessioni internazionali lungo le tre direttrici strategiche ma anche il potenziamento della capacità di trasporto elettrico interno, aggiungendo alle linee di alta tensione già programmate almeno una grande dorsale ad alta tensione "Adriatic Link" da 1.000 megawatt lungo l'Appennino centro-meridionale e una doppia linea aggiuntiva tra continente e le grandi isole Sicilia e Sardegna, con due elettrodotti sempre da 1000 MW ciascuno.

- Negli ultimi 20/25 anni si sono costruite centrali in abbondanza senza prevedere l'avanzata prorompente delle rinnovabili. Risultato: ci si è accorti che alla fine gli impianti erano troppi e non sempre erano sostenibili economicamente. Se ne sono chiusi molti e molti sono in smobilitazione. E il "margine di riserva" ovvero la generazione elettrica normalmente eccedente ma disponibile per fronteggiare i picchi di richiesta magari imprevisi e le emergenze, si è di nuovo ridotto al minimo storico. Il mercato di capacità rischia di generare lo stesso errore.

la totalità delle criticità emerse nel capacity market sono state create dalle politiche adottate e oggi viene proposto di incentivare la costruzione di nuovi impianti a fonti fossili per il fatto che manca capacità e flessibilità. Ma ciò corrisponde ad una mezza verità. La capacità manca perché si sono bloccati nuovi impianti a fonti rinnovabili e la flessibilità manca perché si sono congelati i meccanismi di partecipazione della domanda e della generazione distribuita ai mercati della flessibilità e al mercato infragiornaliero". La soluzione non può che essere in primo luogo lo sblocco della costruzione di impianti a fonte rinnovabile, normativa a regime per la partecipazione al mercato della flessibilità, la sospensione di qualsiasi politica che distorce il mercato

e lo stimolo a fare investimenti sulla base dei segnali di mercato. Solo dopo l'adozione di tali regole sarà possibile valutare se e in quale misura siano necessari ulteriori aste per il capacity market, nel rispetto del principio stabilito dalla nuova normativa europea che lo qualifica come strumento di ultima istanza possibile qualora siano state poste in essere tutte le misure necessarie a garantire il contributo della domanda, degli accumuli, dell'efficienza energetica e degli altri strumenti di flessibilità e queste non si siano rivelate sufficienti". E' evidente che così non è stato.

## ANALISI DI CONTESTO LOCALE

### PREMESSA

Con istanza di VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE del Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas (art.19 D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.) della Centrale Termoelettrica "Federico II" di Brindisi Sud

*"Il progetto proposto prevede la sostituzione delle attuali unità a carbone con nuove unità alimentate a gas naturale. Il nuovo impianto a gas è progettato con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale e garantirà il pieno rispetto delle Best Available Techniques Reference Document (BRef) di settore. La sua realizzazione sarà programmata in tre fasi. La prima fase comprende la costruzione di una prima unità turbogas e il funzionamento in ciclo aperto (OCGT-1) e la messa fuori esercizio di tutte le unità a carbone esistenti. La seconda fase prevede l'aggiunta di un'altra unità turbogas (OCGT-2). Nell'ultima fase potrà essere realizzato il completamento in ciclo chiuso di entrambi i cicli aperti con l'aggiunta di due generatori di vapore a recupero e una turbina a vapore, posizionata al posto dell'attuale turbina dell'unità 1 (CCGT)."*

È appena il caso di sottolineare che l'affermata riduzione della potenza elettrica dell'impianto a carbone non tiene conto dell'attuale effettiva potenza in esercizio pari ad una unità equivalente e conseguentemente, sia della reale immissione in rete attuale, sia delle emissioni effettive attuali.

Come successivamente sarà documentato, la produzione di energia elettrica in Puglia, alla fine dell'anno 2018, ed i consumi nella regione, alla stessa data sono quelli riportati nell'analisi di contesto.

È chiaro altresì che il quadro ambientale e le emissioni non possano essere rapportate a quanto autorizzato nell'AIA, concernente l'esercizio pieno dei gruppi a carbone ed è altresì evidente che soltanto per quello che riguarda le emissioni di SO<sub>2</sub> vi sarebbe un abbattimento fino all'azzeramento rispetto alla situazione attuale; oltretutto, nell'istanza presentata, si dice **'potrà'** esserci il recupero di vapore in una terza fase a ciclo chiuso.

Al fine di dimostrare quanto immotivato sia il riferimento ad una fase di transizione per giustificare il nuovo impianto, ci limitiamo a sottolineare che nel 2018, il rapporto di produzione/consumo di energia elettrica in Puglia ha portato ad una esportazione fuori regione di circa il 50% della produzione.

Alla fine del 2018, le nuove rinnovabili installate (solare ed eolico) in Italia erano pari a Mw 5'532, nella sola regione Puglia erano pari a Mw 5'213.

Se poi guardiamo più nello specifico la presenza di fonti rinnovabili sul territorio, abbiamo che la provincia di Brindisi risulta quella che nella regione Puglia ha più impianti installati o previsti, e per di più nel petrolchimico è attiva la centrale termoelettrica a turbogas di Enipower della potenza di Mw 1170.

È paradossale che, mentre nel voto unanime del Comitato delle regioni sulla decarbonizzazione, si esalta il buon modello partecipato con un approccio che parte dal basso, ovvero che siano i territori e le comunità che subiscono l'impatto delle nuove tecnologie a dover essere coinvolti nelle decisioni, per quel che riguarda il nuovo impianto in oggetto, non vi sia stata alcuna forma di consultazione dal basso.

Il quadro di riferimento in Europa è decisamente cambiato rispetto a quando nel 2019 Enel avanzò l'istanza di semplice verifica di assogettabilità a VIA.

L'11 dicembre 2019, mossa dall'ambizione dell'UE di divenire il primo blocco di Paesi al mondo a impatto climatico zero entro il 2050, la Commissione ha presentato il Green Deal europeo.

Il 14 gennaio 2020 la Commissione ha annunciato il piano di investimenti del Green Deal europeo per contribuire al finanziamento della transizione.

Successivamente sono stati definiti principi e contenuti a cui gli stati aderenti sono chiamati ad attenersi per realizzare i piani territoriali per la giusta transizione ed ottenere sostegno e finanziamenti da parte della commissione europea. Il governo italiano, anche all'interno degli stati generali convocati a Roma nel mese di giugno, ha affermato che il Green Deal, la giusta transizione energetica ed ecologica e l'economia verde sono i capisaldi della programmazione italiana al 2030.

Nuove centrali termoelettriche alimentate a gas non sono affatto in linea con gli scenari del Green Deal europeo e sono in contrasto con le stesse affermazioni recenti del governo italiano.

Enel incredibilmente afferma che 'Il nuovo impianto a gas presenta le caratteristiche tecniche/operative idonee per inserirsi nel contesto di transizione energetica nazionale ed europeo, garantendo le performance di affidabilità, stabilità e flessibilità indispensabili per il sostegno e la sicurezza del nuovo sistema energetico che prevede un rilevante sviluppo della produzione da fonti rinnovabili e la riduzione della

generazione elettrica da combustibili fossili aventi maggiori impatti ambientali – nell’ottica di traguardare gli obiettivi strategici di decarbonizzazione - e contemperando la salvaguardia strutturale degli equilibri della rete elettrica' e che "Ove possibile, favorire il recupero dei materiali in una logica di economia circolare."

Se davvero gli impianti a turbogas fossero per Enel rispondenti alle strategie per la giusta transizione, perché ha dismesso centrali alimentate a gas esistenti invece di migliorarne l'efficienza e di programmare nuove centrali a turbogas in scenari europei che prevedono l'uscita da tutti i combustibili fossili?

Nelle successive parti delle osservazioni torneremo in modo più approfondito su questi nuovi progetti che guardano ai finanziamenti del capacity market e non ad una giusta transizione energetica ed alla sicurezza della rete assicurabile soltanto da un sistema diffuso di produzione ed immissione in rete di energia elettrica e non da grandi impianti, come quello di Brindisi lontani dai picchi di domanda ed assicurabile soprattutto da una crescente produzione da fonti rinnovabili ad alta efficienza e da tecniche di accumulo sempre più avanzate.

Erroneamente si sostiene che la nuova centrale di Enel garantirebbe la sicurezza e la continuità sulla linea dell’alta tensione. Quanto sia priva di fondamento questa affermazione lo dimostra quanto riportato da Terna che, soprattutto in riferimento ai limiti della rete nel Sud, sottolinea l’assurdità di prescrivere una forte riduzione dell’immissione in rete della produzione da fonte eolica. Testualmente Terna evidenzia che *‘tale condizione, oltre a rappresentare un danno dal punto di vista ambientale (taglio di energia elettrica pulita a favore di altre fonti potenzialmente sporche), comporta inefficienze anche dal punto di vista economico’.*

Va ricordato che numerose sono le richieste di installazione di impianti FER anche nella regione Puglia con proposta di immissione sulla rete di alta tensione, ciò conferma la mancanza di motivazioni tecniche a sostegno di nuovi impianti alimentati a gas e la nostra indicazione a favore di un sistema di produzione diffuso fondato principalmente su fonti rinnovabili ed accumulo e rispondente alle dichiarazioni di principio su obiettivi di sostenibilità contenuti nel DEF approvato dalla Camera in data 29 aprile 2020.

Il DEF, almeno nominalmente, delinea scenari di sostenibilità e finanziamenti in favore del Green New Deal 2020-2030.

Nell’analizzare l’opera proposta nel contesto bisogna valutare le correlazioni con quanto previsto nell’AIA, con i piani di caratterizzazione e bonifica, con la presenza

vicina di aree SIC e ZPS e di due parchi regionali, con il quadro ambientale e sanitario e con il PPTR.

Naturalmente le analisi di contesto non possono essere interpretate in maniera settoriale ed esaurientemente confinate nelle proprie specificità, bensì viste anche nell'aspetto sinergico che producono in rapporto alle prospettive future che ciascun programma pianificatorio indirizza.

Per rendere ancor più chiaro il riferimento, i limiti di emissione autorizzabili devono necessariamente rapportarsi all'attuale contesto, e non a quello riferito al pieno esercizio dei quattro gruppi della centrale termoelettrica, inoltre la valutazione dell'impatto sanitario non può contemplare valori soglia ammissibili.

## **AIA**

L'AIA vigente, sottoposta nel corso degli anni a riesami e rinnovi, risulta disattesa in alcune delle sue parti essenziali, a cominciare dalla realizzazione di filtri a manica soltanto su due gruppi, come rilevato dallo stesso MATTM.

Questa inadempienza, da un lato risponde agli interessi aziendali dell'Enel, vista la progressiva dismissione dei gruppi ma, dall'altro lato, testimonia la costante violazione di disposizioni ministeriali.

Il processo di raffreddamento ha comportato il prelievo e la restituzione di acque di mare gravemente impattanti in uno specchio interessato da SIC Mare (**IT9140001**) e adiacente aree naturalistiche vincolate (vedi SIC Terra IT9140001), incidendo notevolmente sugli equilibri eco sistemici, ed in particolare sulla componente idrobiologica in un'area, in cui peraltro, sensibile è l'erosione costiera.

Per quel che attiene le acque di falda, in AIA è previsto dal 2020 una riduzione del prelievo a 150.000 mc, da combinare con acque meteoriche.

Si è persa traccia delle misure di compensazione per la mitigazione degli effetti negativi sulle risorse naturali già compromesse e sugli ecosistemi presenti sul territorio di Brindisi, derivanti dall'esercizio della centrale termoelettrica.

In particolare si menziona il caso dell'obbligo del gestore di elaborare un Piano per la realizzazione e la gestione agronomica di una superficie boschiva nel territorio della provincia di Brindisi pari almento a 100 ha in 5 anni, utilizzando il modello '*Carbon sequestration evaluation model*' per la determinazione del tenore di carbonio fissato nella coltivazione in progetto.

Va ricordato che la realizzazione delle opere della centrale e soprattutto dell'asse attrezzato, ha comportato una significativa variazione dell'assetto idrografico dell'intera zona che, insieme ai significativi emungimenti del passato, hanno comportato un forte depauperamento ed una progressiva salinizzazione della risorsa acqua, oltreché l'inquinamento della stessa, certificato dalle analisi dell'Arpa Puglia (73% dei campioni di acqua analizzato risulta contaminato).

Rispetto ai valori di emissione si tornerà nella parte di valutazione del quadro ambientale, ma dall'esame di documentazione di progetto, i rilievi sopra riportati si riconfermano, anche in connessione alle prescrizioni AIA relative al monitoraggio in continuo dei microinquinanti ed in particolare dei metalli pesanti e del mercurio.

### **CARATTERIZZAZIONE E BONIFICA**

Le caratterizzazioni nell'area del SIN interessato, ed anche i Piani di Risanamento disposti, hanno sempre testimoniato l'alto tasso di inquinamento delle matrici ambientali nell'area, peraltro testimoniato anche da processi giudiziari e da relative condanne.

Dalla lettura della documentazione di progetto non si evince con chiarezza un programma di dismissione, di smantellamento e di bonifica delle opere esistenti non interessate da un riutilizzo nel nuovo impianto (ad esempio gli alternatori).

Tale piano dovrebbe riguardare impianti di produzione, ma anche l'intero asse attrezzato ed aree di servizio, di cui alcune dismesse.

È paradossale il caso dei terreni sequestrati e mai restituiti ai precedenti usi legittimi, in primo luogo per la presenza di inquinanti, alcuni dei quali altamente cancerogeni e bioaccumulabili e riconducibili alle polveri e alle ceneri di carbone.

Il nuovo progetto, come già detto, non prevede un piano di dismissione, mitiga solo parzialmente i danni ambientali e non contiene impegni per il risanamento, ma soprattutto continua a far permanere criticità sulle suddette matrici ambientali.

Citiamo soltanto il caso, appena accennato, di due corsi d'acqua, tipologicamente identificati come fosse e secchi, nel mentre nel progetto si parla di inondazioni in impianti che sono l'effetto diretto dell'ostruzione del regolare deflusso delle acque meteoriche.

### **SIC e ZPS**

Per quel che riguarda le aree naturalistiche vincolate, anche se le direttive dello schema della rete ecologica riguardano gli enti amministratori, e come enunciato dal gestore *"Il progetto sarà realizzato esclusivamente all'interno di aree industriali*

*esistenti ovvero nell'ambito del sedime dell'attuale centrale, e, quindi, non pregiudicherà la tutela degli elementi individuati da Piano.*", non viene svolta una analisi sugli impatti che le attività industriali provocheranno su dette aree protette.

È evidente, sia per la centrale esistente, sia per l'impianto progettato, che fosse necessario indicare l'impatto delle emissioni sulle matrici ambientali e quindi sulle aree protette, anche al fine di mitigare o di escludere gli effetti sugli equilibri ambientali in esse presenti, con primario riferimento agli equilibri idrobiologici del Sic mare, identificato con **IT9140001**.

## **METANODOTTO**

Nella nuova istanza di Valutazione di Impatto Ambientale compare finalmente un capitolo dedicato alla adduzione del metano alla centrale proposta, argomento niente affatto sviluppato nella istanza di verifica di asseguibilità a Via.

Va innanzitutto fatto presente che Enel propone un ulteriore asservimento del territorio, per nulla prendendo in considerazione un ripristino dello stato dei luoghi o quantomeno l'utilizzo dell'infrastruttura esistente dell'asse attrezzato, facendo scorrere il gasdotto lungo il percorso tracciato che ha già creato una profonda frattura ambientale ed idrogeologica, senza crearne una nuova.

Le scriventi associazioni, in una proposta di rigenerazione territoriale, hanno prospettato in alternativa all'eliminazione dell'asse attrezzato, il suo utilizzo per la mobilità extraurbana di collegamento fra l'area industriale e quella di Cerano in cui realizzare impianti di produzione da fonti rinnovabili ed un hub della ricerca strutturata in una cittadella della scienza integrata dal riutilizzo e recupero degli ex depositi carbone, Dome, quali spazi culturali e/o polifunzionali.

Nella proposta si prevedeva anche il riutilizzo dello stesso nastro trasportatore del carbone anche per l'ubicazione di allacci alle condotte idriche della zona industriale Brindisi Nord, da utilizzare per il servizio di irrigazione agricola.

Enel in questo caso, non soltanto non prevede alcuna rinaturalizzazione dell'asse attrezzato o il suo parziale utilizzo per l'adduzione del metano, ma prospetta una nuova occupazione, anche forzosa in caso di non accordo con la proprietà, di altri suoli agricoli lungo il percorso dell'asse, ampliando la già grave frattura del territorio e delle sue risorse ambientali.

Di fatto lungo i 6,715 Km di metanodotto progettato si prospetta l'attraversamento addirittura della nuova linea ferroviaria, della Strada provinciale n. 88, del torrente Canale delle Cianche e soprattutto del Canale Foggia di Rau su cui insistono vincoli ambientali sovranazionali e regionali che dovrebbero incidere in modo negativo in una corretta Vinca.

Nel valutare l'impatto ambientale va considerata la presenza di beni ambientali e storico architettonici in quell'area di rispetto del metanodotto pari a metri 19,5, non edificabile ai fini della sicurezza, espropriabile e quindi sottratta all'uso agricolo.

Enel ovviamente non prende in considerazione le emissioni fuggitive, minimizzando il rischio di incidente rilevante che al contrario vanno valutati secondo una scala di rischio differenziata tanto più in prossimità o lungo l'attraversamento di infrastrutture di collegamento quali strade e ferrovie.

È addirittura paradossale che sulle aree limitrofe all'asse attrezzato, aree inserite nel Sito di Interesse Nazionale (SIN), insistano divieti FER (Fonti Energetiche Rinnovabili), e non per metanodotti, per i quali dovrebbero essere imposte disposizioni più stringenti anche per le bonifiche dei terreni interessati e per l'escavazione, la rimozione e lo smaltimento di materiali sicuramente classificabili come rifiuti pericolosi o quanto meno speciali a cui non si fa alcun riferimento.

## QUADRO AMBIENTALE

### CONSUMO DI SUOLO

Uno degli aspetti più critici della proposta in esame riguarda l'analisi delle nuove superfici e volumetrie che la conversione comporta. I nuovi gruppi a gas si inseriscono sostanzialmente "in addizione" e non "in sostituzione" rispetto alle unità presenti, con una limitata quantità di demolizioni. A fronte di demolizioni per 91.420 mc, relativi ad alcuni edifici di servizio e che lasciano pressoché inalterata l'imponente sagoma della centrale, sono previste nuove costruzioni per mc. 262.460 In questo computo spiccano i 4 nuovi camini previsti, due principali e due di bypass, dalla ragguardevole altezza di 90 metri e con diametro rispettivamente di 8,5 e di 10 metri; insieme alla ciminiera esistente alta m.200, il complesso ha un impatto visivo dirompente, che merita un approfondimento nella successiva fase di VIA alla luce delle nuove norme paesaggistiche regionali.

Nel caso specifico si vuole sottolineare la contraddizione della documentazione generale di progetto e di quella relativa alla VINCA, per quel che attiene il Sic mare e gli impatti delle attività di progetto su tutti i vincoli esistenti, con assenza totale di indicazione del Sic mare nella documentazione generale.

In parti precedenti si è già fatto riferimento all'impatto creato dall'impianto esistente e dalle opere connesse sulle matrici suolo ed acqua.

Il nuovo impianto, a detta della società ENEL, prevede:

- ciclo combinato a gas metano: 260'000 Nm<sup>3</sup>/h (pari a 2'277'600'000 Nm<sup>3</sup>/anno)
- acqua di mare: 22,5 m<sup>3</sup>/s = 81'000m<sup>3</sup>/h
- acqua di demineralizzazione: 15/20 m<sup>3</sup>/h.

Si sono già precisati i gravi effetti ambientali e idrogeologici, provocati negli anni, dal prelievo di acque di raffreddamento, dall'emungimento in falda e dalla vera e propria barriera creata dall'asse attrezzato (nastro trasportatore), rispetto al regolare deflusso delle acque superficiali verso il mare.

A questo proposito, si vuole sottolineare la contraddizione della documentazione generale di progetto e di quella relativa alla VINCA, per quel che attiene il Sic mare e gli impatti delle attività di progetto su tutti i vincoli esistenti, con assenza totale di indicazione del Sic mare nella relazione tecnica generale.

Va ricordato che la restituzione al mare delle acque di raffreddamento provoca un significativo delta T (rialzamento termico) e che l'eliminazione del fouling allo sbocco della condotta in mare è garantita da non meglio specificati biocidi, spesso in realtà ad alto impatto ambientale.

Nello specifico suscita grandi perplessità, l'effetto sul SIC mare degli 81'000 m<sup>3</sup>/h di acque calde, di inquinanti e delle sostanze antifouling utilizzate.

CONVERSIONE A GAS DI BRINDISI SUD - CONFRONTO TRA SUPERFICI/VOLUMI NUOVI E DA ELIMINARE					
OPERE DI NUOVA COSTRUZIONE			OPERE DA DEMOLIRE		
	Superficie (mq)	Volume (mc)		Superficie (mq)	Volume (mc)
Area turbogas 1A	1.490	43.000	Tettoie parcheggi	6.000	0
Area generatore 1A	900	15.300	Edificio portineria e spogliatoi	4.500	26.000
Area turbogas 1B	1.490	43.000	Magazzino bombole gas officina	80	270
Area generatore 1B	900	15.300	Edificio servizi d'esercizio	10.000	65.000
Edificio elettrico turbogas 1A	550	5.500	Cabine bombole gas laboratorio	50	150
Edificio elettrico turbogas 1B	550	5.500	Turbina a vapore Gr. 1 e ausiliari		
Area elettrica turbina a vapore	0	0	Tubazioni varie di collegamento in sala macchine Gr. 1		
Generatore di vapore di recupero GVR 1A	850	29.400	Demolizione e ristrutturazione muri tagliafiamma in area trasf. Gr. 1	150	
Generatore di vapore di recupero GVR 1B	850	29.400			
N. 2 cabinati pompe di alimento 1A	80	240			
N. 2 cabinati pompe di alimento 1B	80	240			
Camino 1A ( 8,5 m x 90 m)	54	4.870			
Camino di by-pass 1A ( 10 m x 90 m)	78	7.065			
Camino 1B ( 8,5 m x 90 m)	54	4.870			
Camino di by-pass 1B ( 10 m x 90 m)	78	7.065			
Edificio compressore gas 1A e 1B	300	2.270			
Nuova stazione di tramento gas sotto tettoia 1A e 1B	700	0			
Trasformatore TV1	150	0			
Trasformatore TG 1A e 1B	300	0			
Palazzina uffici e spogliatoi	840	11.340			
Officine	1.800	16.200			
Magazzino materiali leggeri	2.300	20.700			
Portineria centrale	270	1.200			
<b>TOTALE NUOVE COSTRUZIONI</b>	<b>14.664</b>	<b>262.460</b>	<b>TOTALE DEMOLIZIONI</b>	<b>20.780</b>	<b>91.420</b>

## RISCHI IDROGEOLOGICI

Per quanto attiene gli studi idrogeologici, considerando la relazione dello '*Studio Preliminare Ambientale ai sensi dell'art.19 del D.Lgs 152/2006*' a corredo del progetto, si osserva quanto segue:

- AL PUNTO 4.2.1.3 - RISCHIO IDRAULICO

Come si evince dal Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI), l'area della centrale è interessata dalla fascia costiera a pericolosità geomorfologica elevata (PG2) e molto elevata (PG3). I siti dove saranno localizzati gli interventi sono al di fuori di aree a evidente pericolosità geomorfologica.

Inoltre, l'area della Centrale è esterna ad aree a pericolosità/rischio idraulico, assenti anche nelle vicinanze dell'impianto, tanto che l'area vasta di interesse intorno all'impianto non è oggetto di mappatura da parte del PGRA.

- AL PUNTO 4.3.1.2 - QUADRO GEOLOGICO LOCALE

Tuttavia, la stratigrafia originale nell'area di centrale risulta profondamente alterata dall'intervento antropico. Infatti, mentre gran parte dell'area interessata dalle opere della centrale Enel di Brindisi sud era caratterizzata da un andamento quasi tabulare, compreso tra le quote di 14 e 16 m s.l.m. e con una stratigrafia abbastanza costante, così come sopra descritta, il progetto del nuovo impianto a turbogas andrà ad interessare un'area originariamente valliva, prodotta dall'erosione di due corsi d'acqua, fosso Cerano e Ceranino, confluenti in prossimità dell'edificio portineria (Figura 4.3.4).

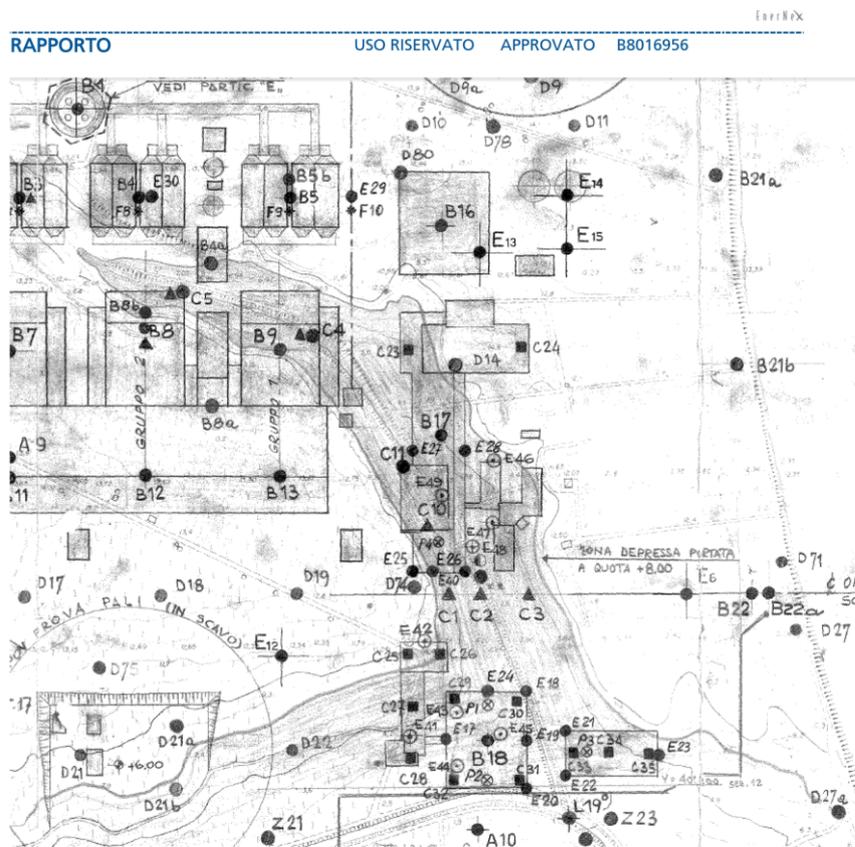


Figura 4.3.4 – Planimetria indagini geotecniche e topografia del sito, in grigio l'antico letto depressivo dei corsi d'acqua attualmente riempiti.

- 4.3.2.2.2 - STABILITÀ DEI TERRENI

Come evidenziato nella caratterizzazione dell'area (§ 4.3.1.2) la stratigrafia originale risulta profondamente alterata dall'intervento antropico. Infatti, il progetto del nuovo ciclo combinato andrà ad interessare un'area originariamente valliva, prodotta dall'erosione di due corsi d'acqua, fosso Cerano e Ceranino.

L'area in oggetto, attualmente a quota + 8,00 s.l.m. (tranne la zona dei parcheggi depressa a quota +5,50 s.l.m.) è il risultato di ampi lavori di sbancamento delle superfici a quota maggiore e di colmata di quelle profondamente incise dai due corsi d'acqua. La colmata venne effettuata con terreno compattato, previa bonifica del terreno vegetale e successiva esecuzione di un riporto finale di sommità. Più in profondità si assiste invece ad un passaggio a sabbie limose e argille sabbiose, quindi limi calcarei e sabbie calcaree.

Di fronte a questa disomogeneità stratigrafica, che può portare a notevoli cedimenti differenziali delle opere, sarebbe necessario eseguire le fondazioni principali con l'utilizzo di pali trivellati dia. 600 – 800 mm.

Viste le condizioni realizzative proposte, si ritiene che l'impatto relativo alla suddetta componente è stato ampiamente sottovalutato e la stabilità delle opere è asserita solo a livello progettuale.

Si ritiene che:

- ad Ovest delle nuove strutture è presente una parte del sottosuolo formata da sedimenti di riporto posti sul paleoalveo dei due torrenti fosso Cerano e Cerasino.  
Essa costituisce zona di accumulo di pressioni idrostatiche in regimi idrometrici eccezionali.
- L'avanzamento delle nuove strutture verso il ciglio della falesia in erosione, non è più tale da escludere il rischio geomorfologico.
- si possono creare tra la zona ad Ovest (fossi colmati) e la zona ad Est (livello idrometrico di base) delle sovrappressioni idrostatiche in grado di alterare la stabilità delle nuove installazioni.
- Sulla base di queste osservazioni, è evidente che la stabilità del versante ad Est è a forte rischio e non sono previste opere di prevenzione e di contenimento.

## LE EMISSIONI

Parte fondamentale del quadro ambientale sono le emissioni.

In merito all'impatto legato, in particolare alle emissioni nell'attività di esercizio dell'impianto proposto ed in quelle di cantiere, l'ARPA Puglia nelle sue osservazioni sul progetto sottoposto a verifica di assoggettabilità via, sottolineava quanto segue:

### ATMOSFERA

Attualmente<sup>25</sup> la centrale è autorizzata ai sensi dell'ultimo decreto di riesame DM 174 del 03/07/2017 – alle emissioni in atmosfera secondo la tabella sintetica seguente:

Macroinquinanti	Media	VLE ((mg/Nm3)*	Limiti in Massa (t/a)
NOX	Mensile	130	6.700
CO	Mensile (annuale)	100 (80)	
SO2	Mensile	130	7.000
Polveri	Mensile	10	400
NH3	Giornaliera (oraria)	5 (6.25)	

*\* gas secchi. O2 di rif. 6% comb. Solidi e 3% comb. liquidi*

per quanto attiene alla valutazione degli impatti in atmosfera nel par. 3.3.7.1 del Rapporto Preliminare Ambientale – *Emissioni gassose* – il proponente conferma che intenderà rispettare i seguenti limiti di emissione (nel range compreso tra il minimo e il 100% di produzione) per singola unità del ciclo produttivo al completamento della 3 fase (al termine di tutte le opere previste – ciclo chiuso):

- NO<sub>x</sub> \*\* → 10 mg/Nm<sup>3</sup> \*
- CO → 30 mg/Nm<sup>3</sup> \*
- NH<sub>3</sub> → 5 mg/NM<sup>3</sup> \*

*\* gas secchi O2 di rif 15% - Temperatura uscita fumi 75-100° C – Portata fumi 4.150.000 Nm<sup>3</sup>/h*

*\*\* È prevista l'installazione di apposito catalizzatore per l'abbattimento degli Nox*

Nelle fasi transitorie di costruzione attraverso un camino di by-pass, i seguenti VI.E:

- Nox → 10 mg/Nm<sup>3</sup> \*
- CO → 30 mg/Nm<sup>3</sup> \*
- \* gas secchi O2 di rif 15%

*Temperatura uscita fumi 640-680° C e Portata fumi per ciascun TG GVR11 pari a 4.150.000 Nm<sup>3</sup>/h*

---

25 I limiti previsti dal 01/01/2019 del DEC-MIN-174/2017

La portata, quindi, dovrebbe passare stante a quanto riportato, dalle attuali 2.500.000 Nm3/h a **4.150.000 Nm3/h.**

Per quanto riguarda la *Fase di cantiere*, il proponente descrive qualitativamente le emissioni delle polveri e degli scarichi gassosi, stimando un aumento temporaneo e reversibile di polverosità, dovuto principalmente alla dispersione di particolato grossolano, causata dalle operazioni delle macchine di movimentazione della terra e dalla ri-sospensione di polvere da piazzali e strade non pavimentati. Si impegna, altresì, all'attuazione di interventi di mitigazione come la frequente bagnatura dei tratti sterrati e limitazione della velocità dei mezzi.

Per la valutazione degli impatti sulla componente atmosfera generati dalla realizzazione e dall'esercizio dell'impianto in progetto oltre alla verifica del rispetto della normativa vigente in materia di ricaduta delle emissioni in atmosfera è stato quindi presentato apposito elaborato.

### **Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria**

*Allegato A – "Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria".*

Lo studio è stato prodotto al fine di valutare gli impatti sulla qualità dell'aria prodotti dalla sostituzione delle attuali unità a carbone con nuove unità a gas. Lo studio pertanto prevede l'analisi di 4 scenari:

- ✓ attuale autorizzato
- ✓ Progetto fase 1, nuovo gruppo BS1A alimentato a gas naturale in ciclo aperto
- ✓ Progetto fase 2, nuovi gruppi BS1A e BS1B alimentati a gas naturale in ciclo aperto
- ✓ Progetto fase 3, nuovi gruppi BS1A e BS1B alimentati a gas naturale in ciclo combinato.

Per stimare l'impatto sullo stato della qualità dell'aria prodotto dall'impianto nelle diverse configurazioni è stato utilizzato il modello di dispersione lagrangiano a puff, CALLPUFF, con l'attivazione dello schema chimico (RIVAD/ARM3) per la stima del particolato secondario inorganico (nitrati e solfati). La meteorologia è stata ricostruita a partire dal modello prognostico a mesoscala WRF mediante il modello diagnostico CALMET. In particolare il CALMET è stato applicato su un dominio di calcolo costituito da due griglie innestate centrate sull'impianto: la prima, (G1) più esterna, di 103.5

km x 103.5 km e passo di griglia pari a 4.5 km, la seconda (G2), più interna di 22.5 km x 22.5 km e passo di 0.5 km. Con il CALPUFF è stata simulata la dispersione degli inquinanti su un dominio computazionale coincidente con la griglia G1 del CALMET, al cui interno sono state definite due griglie di recettori, la prima coincidente con la griglia G1, la seconda interna alla G2, di dimensioni orizzontali di 18.5 km x 18.5 km e passo di 500 m.

Sono state simulate le specie SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, Nox, CO, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub> e particolato secondario relative alle sorgenti convogliate dell'impianto. Le emissioni utilizzate sono per lo scenario attuale i valori autorizzati a partire dal 01/01/2019, per gli scenari di progetto i valori di riferimento relativi alle BAT di settore. Il proponente dichiara trascurabili le emissioni prodotte durante la fase di cantiere, specificandone i motivi.

Si specifica che per quanto riguarda l'NO<sub>x</sub>, viene utilizzata dal proponente una ripartizione pari al 98% di NO.

E' evidente la sottovalutazione che ENEL fa dell'impatto legato alle attività di cantiere ed alla movimentazione di terra e di mezzi, sia in relazione alla costruzione degli impianti, sia in relazione alla costruzione del metanodotto al quale è dedicato in queste osservazioni uno specifico approfondimento.

È del tutto nebulosa per non dire assente, l'analisi sull'impatto delle attività di dismissione, che più correttamente dovrebbero essere di smantellamento, di sezioni dell'impianto esistente e di infrastrutture connesse. Tali problematiche sono tanto più rilevanti per quel che attiene gli impatti sui parchi di "Saline e stagni di Punta della Contessa - Fiume Grande" e di " Cerano- Tramazzone" e sulle aree SIC, impatti che dovrebbero essere dettagliati anche all'interno della valutazione di incidenza ambientale V.INC. A.

GLI SCENARI EMISSIVI DESCRITTI partono dal riferimento ai limiti emissivi autorizzati, non contemplano minimamente indicatori significativi soprattutto dal punto di vista sanitario e le emissioni fuggitive, non fanno alcun riferimento ai nuovi obiettivi che l'unione europea si è data per quel che riguarda l'abbattimento degli inquinanti atmosferici e climalteranti per il raggiungimento della "neutralità climatica zero" ed hanno un limite aggiuntivo legato all'ipotesi, più che concreta, che non si porti a compimento la terza fase di progetto a ciclo chiuso che, come abbiamo evidenziato, ENEL stessa dice che **potrà** essere realizzata e non sarà realizzata: la differenza non è terminologica, ma sostanziale.

L'ARPA dà particolare rilevanza alla temperatura dei fumi e soprattutto alla portata ed al volume, quasi doppio, degli stessi rispetto all'attuale esercizio a carbone.

É evidente che l'aumento significativo dei volumi dei fumi emessi per singola unità di ben 1.650.000 Nm<sup>3</sup>/h nell'impianto alimentato a gas rispetto a quello esistente, comporta un grave impatto climalterante e ciò senza considerare i valori quali quelli quantitativi delle singole sostanze emesse. Questo dato è tanto più importante in considerazione degli obiettivi che l'Unione europea si è data nei suoi programmi al 2030 e dal 2050 anno in cui si punta alla "neutralità climatica" ovvero impatto '0' delle fonti emissive.

Abbiamo più volte evidenziato le carenze nella rilevazione e trasmissione dei dati concernenti i titolari di stabilimenti industriali, ma è la stessa commissione europea ad evidenziare complessivamente i ritardi italiani rispetto all'attuazione della direttiva 2016/2284 detta anche direttiva NEC.

La direttiva sugli impegni nazionali di riduzione delle emissioni, entrata in vigore il 31 dicembre 2016, è il principale strumento legislativo per conseguire gli obiettivi del programma "Aria pulita" per il 2030. Una volta attuata pienamente, ridurrebbe di quasi il 50 % l'impatto negativo dell'inquinamento atmosferico sulla salute entro la fine del decennio e apporterebbe benefici significativi per l'ambiente e il clima.

La direttiva stabilisce impegni nazionali di riduzione delle emissioni per i periodi 2020-29 e obiettivi più ambiziosi per il periodo dal 2030 in poi per cinque importanti inquinanti atmosferici: ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), composti organici volatili non metanici (COVNM), biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), ammoniaca (NH<sub>3</sub>) e particolato fine (PM<sub>2,5</sub>).

Il 26 giugno la commissione europea ha pubblicato il suo primo rapporto sullo stato di attuazione della direttiva NEC.

Il rapporto conclude che la maggiorparte degli stati membri, Italia compresa, rischia di non rispettare i propri impegni di riduzione delle emissioni per il 2020 e poi per 2030, e sottolinea la necessità di ulteriori misure per la riduzione dell'inquinamento atmosferico.

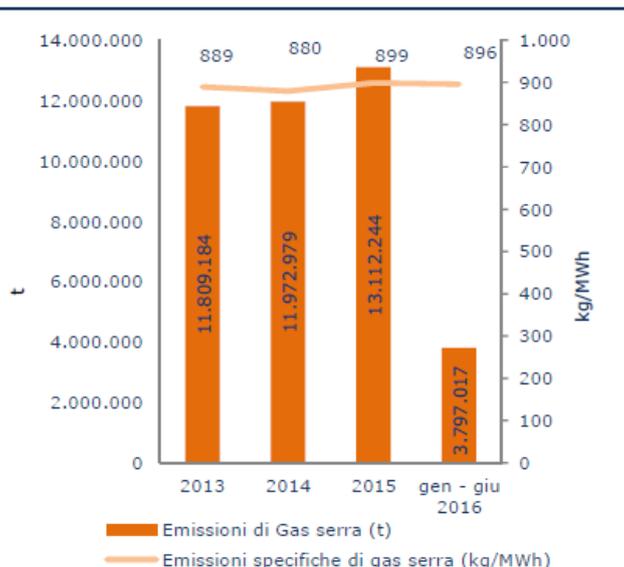
Le emissioni dichiarate e differenziate in rapporto al funzionamento in ciclo aperto e in ciclo chiuso, appaiono palesemente ottimistiche, anche in rapporto alle emissioni verificate in impianti simili.

In ogni caso tali emissioni vanno valutate nella loro interezza e non per singole unità, il che cambia significativamente il quadro di riferimento.

Va ricordato che non è stato mai posto in essere il sistema di monitoraggio globale, inserito in priorità 1, nel piano di risanamento dell' A.RIS (Area ad elevato rischio di crisi ambientale), legiferato con DPR dell'aprile 1998.

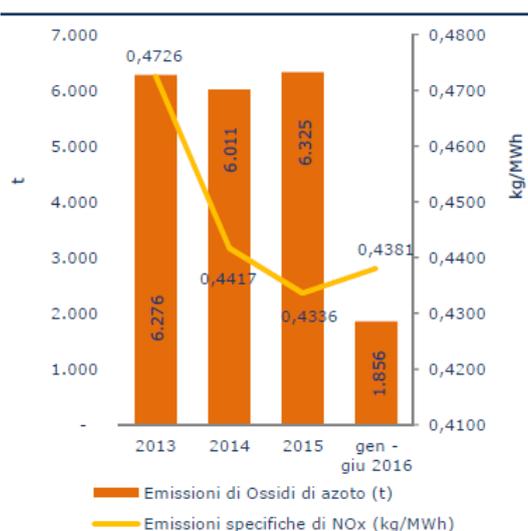
L'esecuzione di detto piano avrebbe comportato il monitoraggio continuo di tutte le matrici ambientali, da parte degli organismi tecnici statali, ciò che a oggi non avviene. Dall'esame dei dati concernenti le emissioni, appare evidente una significativa riduzione a partire dal 2016.

**Grafico 2 - Emissione di gas serra**



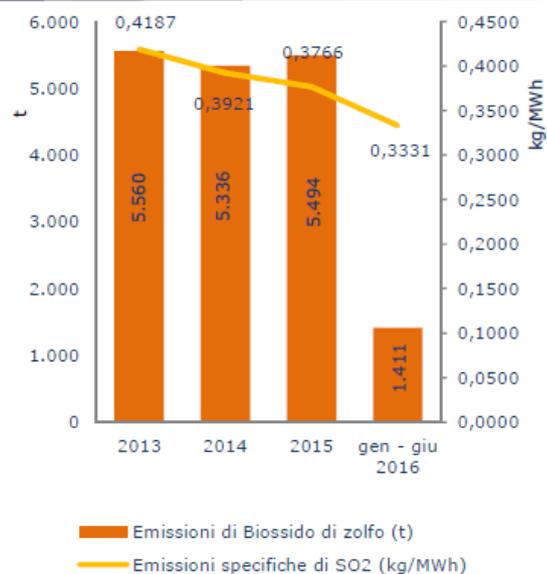
Fonte dati: Comunicazione annuale Emission Trading; dato 2016 calcolato sulla base consumi combustibili e del calcare usato per desolforazione

**Grafico 3  
Emissioni degli ossidi di azoto NOx  
dai camini principali della centrale**



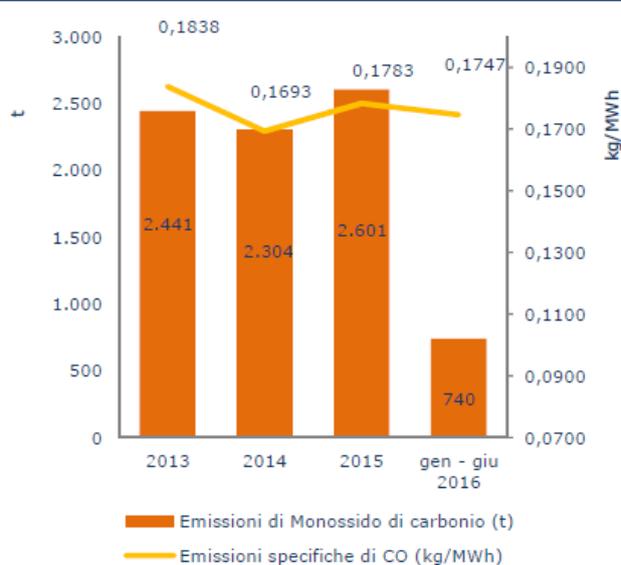
Fonte dati: Relazione Annuale AIA e Dichiarazione E PRTR

**Grafico 4**  
Emissioni di Biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) dai camini principali della Centrale



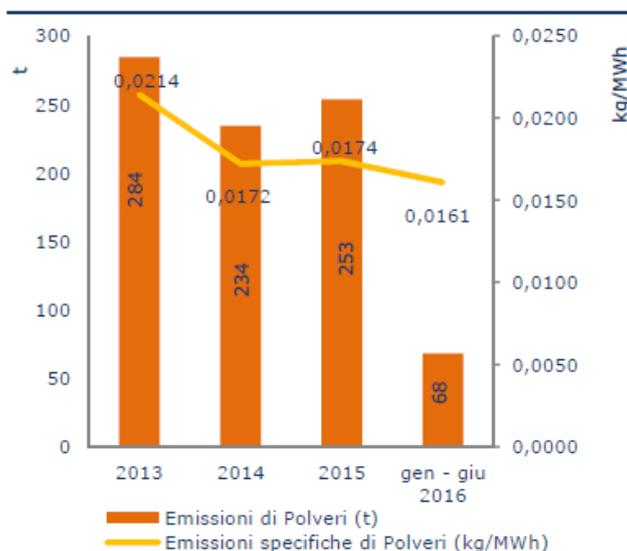
Fonte dati: Relazione Annuale AIA e Dichiarazione E PRTR

**Grafico 5**  
Emissioni di Monossido di carbonio (CO) dai camini principali della Centrale



Fonte dati: Relazione Annuale AIA e Dichiarazione E PRTR

**Grafico 6**  
Emissioni di polveri dai camini principali della Centrale



Fonte dati: Relazione Annuale AIA e Dichiarazione E PRTR

Quanto sopra trova spiegazione, non tanto nella disponibilità di impianti di abbattimento più efficienti, quanto nella progressiva ridotta attività della centrale e del carbone combusto, ed è anche testimoniato dall'analisi della qualità dell'aria riveniente dai sistemi di rilevamento delle centraline.

Nelle seguenti tabelle vengono riportati i dati estrapolati dalle relazioni sulla qualità dell'aria dell'ARPA Puglia, riferiti agli anni 2009, 2010, 2017, 2018 e primi mesi del

2019. Il valore dei PM 10 negli anni si attesta a circa 23 µg/m<sup>3</sup>, pressoché costante, ma è necessario sottolineare i valori della centralina di Via Don Minzoni, Torchiarolo, località esposta sottovento alle emissioni dal camino della centrale termoelettrica di Cerano; pur essendo stati installati dei sistemi di filtrazione ai camini domestici, rimane il problema dell'alto numero del superamento dei limiti nell'arco dell'anno, non portando alcun miglioramento alla qualità di vita della popolazione locale, e facendo permanere le condizioni che hanno motivato la procedura di infrazione della U.E..

Si richiama l'attenzione riguardo il PM 2.5, per il quale, pur non avendo valori storici dettagliati negli anni precedenti al 2017, è comunque evidente che i valori maggiori si riscontrano nei risultati delle centraline di Via Fanin e Via Don Minzoni (Torchiarolo).

	2009	2010	2017	Marzo 2018/Aprile 2019
<b>PM10 (µg/m<sup>3</sup>)</b>	Via dei mille 24 <u>Sisri</u> 22 San Pancrazio 26 Torchiarolo 32 Casale(staz. Fon.) 20 <b>Media 25</b>	Via dei mille 24 <u>Sisri</u> 20 Casale 21 Via Taranto 24,96 Bozzano 23 Torchiarolo 35 <b>Media 25</b>	Term. Pass. 20 Cappuccini 23 Perrino 22 <u>Sisri</u> 18 Via dei mille 19 Via Taranto 23 Via Don <u>Minzoni</u> 32 <b>superamenti</b> 42 Via Don <u>Minzoni</u> (Torchiarolo) <b>Media 24</b>	<b>superamenti</b> 34 Via Don <u>Minzoni</u> (Torchiarolo); 11 Via Cappuccini <b>Media 23</b>
<b>NO2 (µg/m<sup>3</sup>)</b>	Via dei mille 31 <u>Sisri</u> 12 San Pancrazio 17 Torchiarolo 16 Casale 14 <b>Media 18</b>	<u>Sisri</u> 15 Bozzano 20 Via Taranto 26 Via dei mille 28 Torchiarolo 19 Casale 13 <b>Media 20</b>	Term. Pass. 24 Cappuccini 27 Perrino 17 <u>Sisri</u> 11 Via dei mille 20 Via Taranto 25 Casale 12 Torchiarolo: 14-15-9 <b>Media 18</b>	Valori maggiori a Terminal Passeggeri, Via Taranto, Cappuccini, Via Don <u>Minzoni</u> (Torchiarolo) <b>Media 40</b>
<b>PM2.5 (µg/m<sup>3</sup>)</b>		Term Pass. 13	<b>Medie annue per centralina:</b> <u>Term. Pass.</u> 12; Casale 13; Via Taranto 14. Torchiarolo: -Don <u>Minzoni</u> 23; -Via <u>Fanin</u> 17. <b>Media totale</b> <b>16</b>	<b>Media totale</b> <b>15.</b> <b>Superamenti</b> -Via Taranto 14; -Casale 8. Torchiarolo: -Via <u>Fanin</u> 34; -Via Don <u>Minzoni</u> 71 super.

Oltre al PM 10, l'ozono è un inquinante secondario che si forma in atmosfera, attraverso reazioni fotochimiche tra altre sostanze (tra cui gli ossidi di azoto e i composti organici volatili). Dal momento che il processo di formazione dell'ozono è catalizzato dalla radiazione solare, le concentrazioni più elevate si registrano nelle aree soggette a forte irraggiamento e nei mesi più caldi dell'anno. Nella tabella sottostante si evince uno sfioramento notevole oltre il limite consentito nell'anno 2017, con un miglioramento nei mesi successivi, mantenendo però un valore significativo, questo può essere, come sopradetto, correlato ad una produzione maggiore di NO<sup>2</sup>.

	2009	2010	2017	Marzo 2018/Aprile 2019
<b>O3 (µg/m3)</b>	<b>Torchiarolo 15</b> Via Taranto 17	Via Taranto 57 sup.	<b>Media 149</b>	<b>Media 88</b>

Questi ultimi dati, sono particolarmente significativi nella valutazione delle emissioni della centrale proposta, ed in riferimento agli effetti inquinanti e climalteranti.

Dai dati ottenuti dai report mensili stipulati dall'ARPA Puglia, riguardanti gli ultimi 12 mesi, non si riscontrano variazioni evidenti, tranne dei picchi giornalieri il cui numero di superamenti rimane al disotto dei limiti imposti.

2019	PM10 (µg/m3)	PM2.5 (µg/m3)	NO2 (µg/m3)	O3 (µg/m3)	Benzene (µg/m3)
Maggio	< 20	~ 7	~ 50	~ 100	< 1
Giugno	~ 25	~ 13	< 50 (valori pari a 100 i gg. 8-11-15)	~ 100	< 1
Luglio	< 20	< 15	< 50	~ 100	< 0,5
Agosto	~ 25 (terminal sup. gg. 27-28)	< 15	< 50	~ 100	< 0,5
Settembre	~ 25	< 15	< 50	~ 100	< 0,5
Ottobre	~ 25	< 15	Dati non disp.	~ 100	< 0,5
Novembre	Dati non disp.	Dati non disp.	Dati non disp.	Dati non disp.	Dati non disp.
Dicembre	~ 20 (sup. g. 20)	~ 15 (sup. g. 20)	< 50	~ 60	< 1

2020	PM10 (µg/m3)	PM2.5 (µg/m3)	NO2 (µg/m3)	O3 (µg/m3)	Benzene (µg/m3)
Gennaio	~ 25	Dati non disp.	Dati non disp.	~ 70	~ 1 (valore = 3 il g. 12)
Febbraio	~ 20	~ 10	< 50	~ 75	< 1
Marzo	~ 25	~ 10	~ 40	~ 80	~ 0,5
Aprile	~ 20	~ 12	~ 40	~ 100	~ 0,5

Sulle emissioni in atmosfera dalle turbogas, si trovano dati discordanti:

da dati allarmistici, che indicano tra l'altro una grande produzione di polveri, a dati che le ritengono trascurabili. Da un documento ARPA dell'Emilia Romagna, risulta che le centrali a turbogas possono, infatti, utilizzare come combustibile sia gasolio, sia gas naturale, e le emissioni gassose sono differenti in funzione dei sistemi di abbattimento adottati. I più utilizzati sono sistemi di abbattimento con iniezione di acqua o vapore, oppure con tecnologie di abbattimento a secco. Il sistema di abbattimento con iniezione di acqua o di vapore (water-steam injection) risulta oramai sorpassato.

I sistemi oggi utilizzati sono le tecnologie a secco, in particolare l'utilizzo di bruciatori con combustibile immesso a stadi o ad immissione graduale di combustibile (*Dry Low NOX*).

I primi sistemi DLN1, raggiungono infatti i limiti di abbattimento di 50 mg/Nm<sup>3</sup> di NOX, mentre la nuova tecnologia DNL2 consente di ridurre ulteriormente l'emissione degli ossidi di azoto pari a 20 mg/Nm<sup>3</sup> (nel progetto Enel parla di 10 mg/Nm<sup>3</sup> per ogni unità). In linea teorica la combustione del gas metano non genera polveri.

Per valutare comunque le emissioni di polveri, in modo sperimentale e non teorico, sono disponibili le seguenti misure effettuate su centrali a turbo gas sia da arpa sia da altri laboratori certificati. Tutti i dati, ad oggi acquisiti, indicano valori di concentrazioni inferiori a 1 mg/Nm<sup>3</sup> per le polveri, ma non l'assenza di polveri. I dati sono ben differenti nel ciclo aperto, e andrebbero valutati in una corretta analisi quali-quantitativa che tenga conto della potenza in esercizio fuori scala programmata, e della significativa presenza di elementi bioaccumulabili. Si riportano di seguito le tabelle di N. Armaroli e C. Po (CNR), pubblicate sulla rivista "Chimica e Ambiente".

**Tabella 1 - Emissioni in atmosfera di inquinanti primari da parte di turbine alimentate a gas naturale per la produzione di 4.670 GW di energia elettrica, calcolate dai fattori di emissione tabulati dalla US Epa [1]<sup>a</sup>**

Inquinante	Quantità (t/anno)
Acetaldeide	0,3
Acroleina	0,06
Benzene	0,75
Formaldeide	22,6
Naftalene	0,01
Idrocarburi policiclici aromatici	0,02
Toluene	0,68
Xileni	0,40
Monossido di carbonio	1240
Metano	61
Ossidi di azoto	2070
Particolato totale <sup>b</sup>	48
Biossido di zolfo	24,5
Composti organici totali (Toc)	77,5
Composti organici volatili (Voc)	14,9
<b>Totale</b>	<b>3.560,7</b>

<sup>a</sup> Per una serie di motivi, tali valori debbono essere considerati stime molto approssimate delle emissioni di una centrale Ngcc (vedi testo); <sup>b</sup> dispositivo di controllo emissioni: water-steam injection

**Tabella 2 - Confronto tra le emissioni in atmosfera dichiarate da un'impresa proponente in Italia e i dati di letteratura per una centrale Ngcc da 780 MW che produce 4.670 GWh/anno (in t/anno)**

Inquinante	Dati dei proponenti	Letteratura
Anidride carbonica, CO <sub>2</sub>	1.640.000	1.730.000
Ossidi di Azoto, NO <sub>x</sub>	1.541	444
Particolato, PM <sub>10</sub>	0	290
Ossidi di zolfo, SO <sub>x</sub>	0	9
Metano, CH <sub>4</sub>	n.d. <sup>a</sup>	205
Monossido di carbonio, CO	n.d. <sup>b</sup>	126
Altri idrocarburi	n.d.	47
Formaldeide, CH <sub>2</sub> O	n.d.	42
Ammoniaca, NH <sub>3</sub> <sup>c</sup>	c	98

<sup>a</sup> (n.d., non dichiarato)

<sup>b</sup> La stessa impresa ha di recente ammesso l'emissione di CO;

<sup>c</sup> questo inquinante deriva dall'utilizzo della tecnologia Scr per l'abbattimento degli ossidi di azoto, che presumibilmente non è prevista nel progetto italiano (cfr. testo)

**Tabella 3 - Emissioni in atmosfera stimate per una centrale Ngcc da 780 MW che produce 4.670 GWh/anno<sup>a</sup>**

Inquinante	Quantità (t/anno)
Anidride carbonica, CO <sub>2</sub>	2.050.000
Ossidi di azoto, NO <sub>x</sub>	2.700
Particolato	620
Ossidi di zolfo, SO <sub>x</sub>	1.500
Metano, CH <sub>4</sub>	13.000
Monossido di carbonio, CO	1.350
Benzene	300
Altri idrocarburi	2.900
Formaldeide, CH <sub>2</sub> O	42
Ammoniaca, NH <sub>3</sub> <sup>b</sup>	98

<sup>a</sup> I dati riportati si riferiscono all'intero ciclo di vita della centrale, dall'apertura del cantiere alla dismissione dell'impianto;

<sup>b</sup> questo inquinante deriva dall'utilizzo della tecnologia Scr per l'abbattimento degli ossidi di azoto, che presumibilmente non è prevista nel progetto italiano (cfr. testo)

**Tabella 4 - Emissioni in atmosfera per un impianto Ngcc dei tre principali gas serra sia in peso che in contributo relativo al riscaldamento globale del pianeta (Gwp)\***

Gas serra	Emissioni in peso, %	Gwp, %
Anidride carbonica, CO <sub>2</sub>	99,4	88,1
Metano, CH <sub>4</sub>	0,6	11,9
Monossido di diazoto, N <sub>2</sub> O	0,0002	0,04

\* I dati sono riferiti al solo funzionamento dell'impianto

**Tabella 5 - Emissioni in atmosfera di gas serra per impianti Ngcc sull'intero ciclo di vita, scorporato per singoli contributi\***

Sorgente gas serra	peso, %
Funzionamento della centrale	74,6
Produzione e distribuzione del gas naturale	24,9
Costruzione e smantellamento impianto	0,4
Produzione e distribuzione dell'ammoniaca	0,1

\* L'ultima voce va considerata solo se il sistema prevede impianti di abbattimento di NO<sub>x</sub> tramite riduzione catalitica con ammoniaca (Scr)

I dati riportati nelle tabelle dello stesso l'articolo, che indicano i valori più elevati di emissione di polveri, in particolare di PM10, in termini di tonnellate all'anno, sono riferiti a centrali turbogas con dispositivo di abbattimento degli ossidi di azoto, denominato SCR (Selective catalytic reduction).

Tale dispositivo fa uso di ammoniaca, che viene immessa nel flusso dei gas combusti a monte di un sistema di catalizzatori.

L'ammoniaca, com'è noto, produce sali di ammonio, i quali danno origine a granelli solidi, che costituiscono appunto polveri sospese.

E' noto, tra l'altro, che l'ammoniaca è un precursore delle polveri secondarie presenti nell'atmosfera.

Dunque, la riduzione rilevante degli NO<sub>x</sub>, è ottenuta con un aumento minore, in termini assoluti, ma tutt'altro che trascurabile, di polveri.

Le Centrali turbogas nella Regione Emilia Romagna, prese in esame, hanno caratteristiche diverse, soprattutto non utilizzano SCR per abbattere gli NO<sub>x</sub>, ma sistemi di abbattimento a secco.

Sulla base dei risultati delle misure condotte da ARPA Emilia Romagna per la determinazione delle polveri totali, si possono desumere i flussi di massa annui di polveri, per le Centrali verificate.

In particolare, per la Centrale di Sarmato, costituita da una sezione turbogas da 145 MW, con una portata misurata dei fumi in emissione pari a 952'300 Nm<sup>3</sup> /h ed una concentrazione misurata di 0,7 mg/Nm<sup>3</sup>, considerando un funzionamento annuo di 8'000 ore, si ottiene un flusso di massa pari a 5,33 t/anno.

Analogamente, per la centrale di Ferrara, costituita da due sezioni turbogas da 150 MW complessivi, con una portata misurata dei fumi in emissione pari a 466'500 Nm<sup>3</sup>/h ed una concentrazione misurata inferiore a 0,6 mg/Nm<sup>3</sup>, cautelativamente ritenuta di tale valore, considerando un funzionamento annuo di 8'000 ore, si ottiene un flusso di massa pari a 4,48 t/anno.

Nel quadro delle emissioni dichiarate, non compaiono quelle fuggitive, ben significative per quel che riguarda il metano, ed analizzate da anni in studi riportati in pubblicazioni internazionali, che mettono a fuoco qualità, quantità ed effetti di emissioni, anche cancerogene, come di seguito sintetizzato.

La tecnologia a Ngcc, pur essendo meno inquinante rispetto alla combustione del carbone, evidenzia comunque notevoli emissioni di gas serra ed inquinanti, comprese le polveri sottili PM<sub>10</sub> e PM<sub>2,5</sub>.

La combustione del gas naturale comporta il rilascio in atmosfera anche di metalli pesanti: zinco, bario, vanadio, nichel, cromo, cadmio, piombo, mercurio; questo soprattutto in relazione ai notevoli volumi di combustibile bruciato.

Una centrale NGCC da 800 MW (quindi con una potenza pari alla metà di quella di cui al progetto proposto), può bruciare una quantità di combustibile di circa un miliardo di metri cubi/anno.

Tra gli altri inquinanti non dichiarati, vi è il gas metano (principale componente del gas naturale), che viene rilasciato da perdite ineliminabili dalle condotte che lo trasportano alle turbine (1,4%).

Il metano è un gas ad effetto serra, più potente della CO<sub>2</sub>.

La formaldeide, anche precedentemente citata, è un pericolosissimo cancerogene.

Tra gli "altri idrocarburi", presenti nelle emissioni, giocano un ruolo rilevante il benzene (cancerogeno) e altri idrocarburi aromatici e non, tossici o cancerogeni.

#### **Emissioni in atmosfera stimate per una centrale Ngcc da 780 MW che produce 4.670 GWh/anno**

<b>Inquinante</b>	<b>Quantità (t/anno)</b>
Anidride carbonica, CO <sub>2</sub>	2.050.000
Ossidi di azoto, NO <sub>x</sub>	2.700
Particolato	620
Ossidi di zolfo, SO <sub>x</sub>	1.500
Metano, CH <sub>4</sub>	13.000
Monossido di carbonio, CO	1.350
Benzene	300
Altri idrocarburi	2.900
Formaldeide, CH <sub>2</sub> O	42

E' opportuno sottolineare che alcuni inquinanti come l'ossido d'azoto , sono precursori di ozono (gas velenosi per l'uomo, gli animali e le piante). La reazione di formazione è complessa e richiede, sia la presenza di sostanze organiche volatili in atmosfera, di varia provenienza, sia la luce solare; si tratta cioè di un processo fotochimico. L'incidenza di questo processo risulta particolarmente importante nelle ore centrali delle giornate estive, quando l'irraggiamento solare raggiunge la massima intensità.

Gli ossidi di azoto, assieme a CO<sub>2</sub> ed ossidi di zolfo, generano acidi di vario tipo in presenza di umidità atmosferica. Questo processo chimico dà origine a ricadute acide (nebbie e piogge). L'umidità necessaria al processo è sempre presente in atmosfera e, in ogni caso, una centrale termoelettrica emette vapore d'acqua in grandi quantità dai camini, essendo l'acqua uno dei prodotti primari della combustione di idrocarburi. Entrambi gli elementi (irraggiamento solare e umidità) sono particolarmente presenti, vista la collocazione geografica della centrale Federico II.

Una centrale Ngcc emette fundamentalmente tre gas ad effetto serra: anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e monossido di diazoto (NO<sub>x</sub>). Essi vengono presi in esame per valutare il cosiddetto potenziale di riscaldamento globale (Global warming potential, Gwp).

Gli effetti devastanti dei cambiamenti climatici, le loro conseguenze già visibili e gli scenari futuri evidenziati da tutti gli studi scientifici, rendono necessaria una assoluta attenzione a tali emissioni ed il massimo impegno per la loro urgente riduzione.

I dati ambientali che hanno portato al piano di risanamento dell'A.ris ed al riconoscimento del SIN per le bonifiche, unitamente al quadro sanitario di seguito descritto, rendono evidente l'esigenza di uno studio accurato sull'accumulo di inquinanti emessi dalla centrale in oggetto e da altre industrie in una particolareggiata indagine tossicologica sui suoli.

### **INDAGINI SUI SUOLI**

Si ritiene particolarmente utile per la valutazione del rischio ambientale l'effettuazione di una ricerca della presenza di sostanze nocive nei suoli che interessi particolarmente i comuni delle aree a rischio di crisi ambientale della provincia di Brindisi, ma anche di tutti i comuni del brindisino, con l'obiettivo di realizzare una mappatura del rischio della matrice ambientale suolo.

L'importanza di utilizzare il suolo come fonte di ricerca del rischio sanitario ed oncologico è legata al fatto che il suolo conserva una memoria storica del territorio perché meno esposto ai cambiamenti, così come avviene per altre matrici ambientali come l'aria e l'acqua.

Bisognerà eseguire i prelievi del suolo ed i campioni verranno sottoposti a determinazioni chimiche, fisiche ed ecotossicologiche.

Le sostanze xenobiotiche che è possibile teoricamente e praticamente trovare in un suolo sono oltre 120 mila. Considerate le difficoltà tecniche per l'effettuazione di una simile ricerca, si propone una valutazione genotossica che di fatto tiene conto di qualsiasi sostanza tossica possa essere presente in un suolo.

Lo studio sulla genotossicità su organismi sentinella rappresenta anche il metodo più efficace per valutare l'effetto sinergico di più sostanze tossiche presenti contemporaneamente all'interno di un determinato territorio.

È particolarmente utile, quindi, sapere il grado di genotossicità del suolo per determinare il grado di rischio a cui è esposta la salute degli organismi che vivono in un determinato territorio. Esiste, infatti, una stretta relazione fra la salute del suolo e la salute della popolazione, oltre che degli altri organismi viventi in un certo territorio.

Un'indagine uguale è stata effettuata in 32 comuni della provincia di Lecce, promossa dalla LILT, con il nome Progetto Geneo. A breve prenderà il via una seconda fase con l'interessamento di altri venti comuni della provincia di Lecce.

Ci si potrà avvalere della collaborazione del Laboratorio Alfa di Poggiardo per la parte chimica delle determinazioni dei tossici, dei Laboratori di Ravenna per le diossine e dell'Università di Piemonte Orientale per le valutazioni eco e genotossiche.

Una volta effettuate le analisi esse saranno a disposizione delle singole amministrazioni e di chiunque sia interessato.

## **CARATTERIZZAZIONE ACUSTICA DEL TERRITORIO**

Nel progetto, si riportano gli studi previsionali del rumore. Si riferisce che il piano di zonizzazione del rumore, emesso dal comune di Brindisi, risulta non conforme alla normativa nazionale, perché riportante delle zone di discontinuità e in discontinuità. Queste considerazioni sono relative ad un assetto impiantistico ed autorizzativo precedente alla proposta di progetto.

Adiacente alla centrale c'è da un lato l'area protetta di Bosco Tramazzone e dall'altro il Parco regionale di Saline Punte della Contessa, ed già interessata da impatto acustico delle attività produttive effettivamente preesistenti perché realmente in esercizio.

L'impatto acustico andrebbe quindi valutato in funzione di una zonizzazione corretta da parte dell'amministrazione, da quanto la nuova attività andrebbe a incidere acusticamente sulla situazione attuale preesistente (causata da insediamenti industriali già in esercizio) influenzando l'habitat della fauna presente nel luogo.

## QUADRO SANITARIO

### SINTESI DELLE EVIDENZE DI CRITICITA' E DI DANNO SANITARI NELLA POPOLAZIONE DI BRINDISI.

1. "SALUTE E AMBIENTE IN ITALIA" AREA DI BRINDISI, RAPPORTO DELL'O.M.S., CENTRO EUROPEO AMBIENTE E SALUTE, DIVISIONE DI ROMA. Del giugno 1995 e relativo agli anni 1980-1987 è il primo studio di mortalità sull'area ad alto rischio di crisi ambientale e sul capoluogo.

Di seguito le conclusioni:

Tassi standardizzati. Maschi. Pur trattandosi di un'area situata nel Meridione, la mortalità generale ha un tasso superiore alla media italiana (1071,4 a Brindisi, 1052 nell'area versus 1037,4 per 100.000 in Italia) mentre la mortalità per tumore presenta un tasso analogo a quello nazionale nel Comune di Brindisi e inferiore nell'area. Femmine: il tasso di mortalità generale è superiore alla media italiana (676,2 a Brindisi, 674,7 nell'area versus 622,9 per 100.000 in Italia) mentre quello relativo alla mortalità per tumore è allineato a quello nazionale. La situazione è sostanzialmente identica sia nell'area nel suo complesso che nel Comune di Brindisi.

Rapporti standardizzati di mortalità. Mortalità per tutte le cause. Maschi. La mortalità per tutte le cause risulta aumentata rispetto al riferimento regionale sia nell'intera area (8%) che nel Comune di Brindisi (10%) . Femmine . La situazione è analoga a quella osservata per i maschi (4% sia nell'area che a Brindisi).Mortalità per tumore.Maschi. Rispetto alla media regionale la mortalità per tumore è notevolmente superiore sia nell'intera area (+48%) che nel comune di Brindisi (+55%). Eccessi significativi si rilevano per i tumori della trachea, bronchi e polmone (SMR 129 nell'area, SMR 136 a Brindisi), per il tumore della vescica, nell'area 64 casi (SMR 134) di cui 51 a Brindisi (SMR 158), e per quello della prostata , nell'area 75 casi (SMR 147) di cui 61 a Brindisi (SMR 178). Il tumore maligno della pleura presenta a Brindisi il doppio dei casi osservati rispetto agli attesi (8 nell'area tutti concentrati nel Comune di Brindisi contro 3,9 attesi). Un numero di casi superiore all'atteso si rileva per il tumore del sistema nervoso centrale sia nell'area (36 casi osservati contro 25 attesi, SMR 142) che a Brindisi (26 casi osservati contro 18 attesi SMR 146) e per il morbo di Hodgkin (11 casi di cui 9 a Brindisi contro 6 attesi nell'area, SMR 181 e 212 rispettivamente)

Femmine. Il quadro della mortalità per tumore nelle donne presenta delle analogie con quello maschile. Vi è un aumento della mortalità per tutti i tumori del 35% nell'area e del 39% a Brindisi ed è aumentata – più che negli uomini – la mortalità per neoplasie della vescica (16 casi nell'area di cui 13 a Brindisi con rispettivi SMR di 182 e 217) e della trachea bronchi e polmoni (46 casi con SMR 158 nell'area, 39 a Brindisi con SMR 197). Inoltre incrementi di oltre il 30% si registrano per il tumore della mammella (146 casi nell'area, 103 casi a Brindisi) e del fegato e dei dotti biliari (75 casi di cui 51 a Brindisi) tanto nell'area che nel comune di Brindisi. Da segnalare anche 9 casi di mieloma multiplo contro 4,3 attesi a Brindisi, SMR 208 (in tutta l'area i casi sono 11). Anche casi di tumori della pleura verosimilmente attribuibili ad esposizione domestica all'amianto [....]

In conclusione i dati di mortalità del Comune di Brindisi, mostrano in entrambi i sessi, significativi incrementi di una serie di patologie tumorali, riconducibili ad esposizioni sia di tipo ambientale che professionale”.

2. Studio OMS di popolazione, Martuzzi et al (2002) di mortalità. Lo studio rileva nel periodo 1990-1994 un eccesso di mortalità, per tutte le cause, nel sesso maschile, statisticamente significativo (non imputabile al caso) nella misura del 7% rispetto alla popolazione regionale di riferimento. Tale eccesso si conferma significativo (5%) anche standardizzando per l'indice di deprivazione. Nell' area a rischio lo studio, inoltre, rileva eccessi statisticamente significativi, rispetto ai valori regionali, per il sesso maschile, sia per tutte le cause tumorali (+13,6%). Nel solo comune di Brindisi la situazione peggiora, per gli uomini sia in termini di mortalità generale sia per le cause tumorali (+8,4% e +20,6% rispettivamente, ndr). Il tumore polmonare aumenta di 12 punti percentuali rispetto al valore dell'intera area a rischio. Notevoli aumenti si registrano anche per il blocco delle patologie del sistema linfoematopoietico (12 punti percentuali per tutte le cause, 25 per i soli linfomi non Hodgkin)
3. Nel 2004 veniva pubblicato uno studio di popolazione intorno all'area industriale che rilevava un eccesso di mortalità nei primi due chilometri dal petrolchimico per i tumori del polmone, del sistema linfoematopoietico e della vescica negli anni 1996-1997. (Case-control study on cancer risk associated to residence in the neighbourhood of a petrochemical plant. Belli S, Benedetti M, Comba P, Lagravinese D, Martucci V, Martuzzi M, Morleo D, Trinca S, Viviano G. 2004. Eur J Epidemiol. 19(1):49-54.).

4. MORTALITA' 1981-2001 La mortalità nel Comune di Brindisi e nella Provincia di Brindisi è stata pubblicata nel volume "La mortalità nella Provincia di Brindisi 1981-2001" e successivamente, in forma sintetica, sulla rivista Epidemiologia & prevenzione (anno 32 (1) gennaio-febbraio 2008) con lo stesso titolo (Gianicolo EAL et al.) utilizzando i dati ISTAT. Non risulta pubblicata nello stesso periodo dalla ASL alcuna mortalità standardizzata. Nel Comune di Brindisi da questi dati risulta che, per tutte le cause, nel decennio 1981-1990 sono stati osservati negli UOMINI 3213 decessi contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 3043, 170 decessi in più. Nel periodo 1991-2001 sono stati osservati negli UOMINI 3837 decessi contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 3653, 187 decessi in più. Per le sole cause tumorali negli UOMINI i decessi registrati sono stati nel decennio 1981-1990 925 contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 779, 146 decessi in più; nelle DONNE 620 contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 548, 72 decessi in più; negli UOMINI i decessi registrati sono stati nel decennio 1991-2001 1217 contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 1124, 93 decessi in più; nelle DONNE 808 contro un valore atteso, in base alla media regionale, di 797, 11 decessi in più. (Epidemiol Prev. 2008 Jan-Feb);32(1):49-57. Mortalità nei Comuni della Provincia di Brindisi. (Gianicolo EA, Serinelli M, Vigotti MA, Portaluri M.)
5. Nel 2011 alcuni ricercatori hanno pubblicato dati relativi al periodo 1999-2001 che mostrano chiaramente come nel primo chilometro di distanza dall'area industriale si sia verificato un rischio doppio di tumori al polmone ed alla vescica. Anche il rischio di Linfomi non Hodgkin e Leucemie è aumentato al decrescere della distanza. (Spatial analysis of the risk of multiple cancers in relation to a petrochemical plant. Environmetrics wileyonlinelibrary.com DOI: 10.1002/env.1138 Calculli C, Pollice A, Serinelli M).
6. L'ISS (Istituto Superiore di Sanità) propone di svolgere a Brindisi tre tipi di approfondimenti: a) studi subcomunali, tra la popolazione che vive nelle vicinanze di fonti di rischio (petrolchimico e centrali); b) studi occupazionali per indagare la salute dei lavoratori; c) il biomonitoraggio per la ricerca degli inquinanti negli organismi delle popolazioni più esposte. Questo testualmente: "La conduzione di uno studio di coorte dei dipendenti del petrolchimico e di alcuni comparti dell'area portuale con un'analisi di mortalità e di incidenza contribuirebbe a dimensionare il ruolo eziologico della componente professionale per alcune patologie, in particolare i tumori pleurico e del

polmone. Per approfondire il ruolo delle esposizioni sia occupazionali sia ambientali sulla salute dei residenti sarebbe opportuno acquisire dati sullo stato attuale dell'inquinamento ambientale e condurre studi geografici a livello sub-comunale. Inoltre, sarebbe necessario valutare l'esposizione umana alle concentrazioni di inquinanti presenti nell'ambiente attraverso uno studio di biomonitoraggio, in modo da distinguere il ruolo delle esposizioni occupazionali da quelle ambientali." Studio SENTIERI (Studio Epidemiologico Nazionale dei Territori e degli Insediamenti Esposti a Rischio di Inquinamento Epidemiol Prev 2011; 35 (5-6) Suppl. 4: 1-204)

7. Il gruppo di lavoro riunitosi nel 2012 presso il Comune ha prodotto un corposo documento scaricabile dal sito del Comune che così tra l'altro concludeva: "Adottare politiche per la riduzione delle emissioni massicche, da intendersi non solo in aria ma anche nelle altre matrici ambientali, autorizzando solo nuove attività industriali con minimo impatto ambientale e negoziando un programma di consistente riduzione degli impatti ambientali di quelle in esercizio, con particolare riferimento al settore energetico, con la progressiva riduzione del carbone, combustibile notoriamente ad elevato impatto sanitario, e la pianificazione della sua sostituzione con metano, nonché alle emissioni di benzene provenienti dal polo chimico. Effettuare controlli frequenti sui combustibili in ingresso e le scorie prodotte Potenziare i controlli sulle emissioni in aria, acqua e suolo".
8. Nel 2013 da uno studio di ricercatori di alcuni istituti del CNR di Lecce e della ASL di Brindisi, tra questi il dottor Latini, si apprende che le malformazioni congenite nella città di Brindisi sono il 17% in più di quanto atteso in base al registro europeo delle malformazioni, il 48% in più per le sole malformazioni cardiache. In particolare dal 2001 al 2010 sono nati 189 bambini con malformazioni congenite, 3 in più ogni anno rispetto alla media europea. (Gianicolo et al. BMC Pregnancy and Childbirth 2012, 12:165; Congenital anomalies among live births in a polluted area. A ten-year retrospective study). Ma c'è di più! Lo stesso gruppo di ricercatori ha dimostrato che nelle settimane di gravidanza in cui le malformazioni si generano, le mamme dei bambini malformati hanno respirato, sulla base dei dati delle centraline per il monitoraggio dell'aria, una concentrazione di SO<sub>2</sub> superiore a quella respirata dalle mamme che hanno partorito bambini sani. L'ARPA Puglia certifica che il 90% della SO<sub>2</sub> emessa a Brindisi proviene dalla produzione di energia. (2-Emilio Gianicolo Environmental Research, 128 + (2013) 9-14. Congenital

anomalies among live births in a high environmental risk area--a case-control study in Brindisi (southern Italy)).

- A gennaio 2013 un altro lavoro scientifico condotto sulla nostra popolazione mostra un aumento di ricoveri ospedalieri, dal 2001 al 2007, per malattie cardiache e respiratorie all'aumentare, anche nei limiti di legge, delle concentrazioni di Polveri Totali Sospese e NO<sub>2</sub> misurate in aria dalle centraline. Inoltre il rischio di ricovero aumenta quando i venti soffiano dal porto e dall'area industriale verso la città. Non è la quantità soltanto degli inquinanti ad essere nociva ma anche la loro qualità! ( Emilio Antonio Luca Gianicolo , Antonella Bruni , Cristina Mangia , Marco Cervino, Maria Angela Vigotti (2013): *Acute effects of urban and industrial pollution in a government-designated "Environmental risk area": the case of Brindisi, Italy*, *International Journal of Environmental Health Research*, DOI:10.1080/09603123.2012.755154 <http://dx.doi.org/10.1080/09603123.2012.755154>).
- Nel 2013 uno studio nazionale ha stimato l'impatto sulla salute della popolazione adulta dell'inquinamento atmosferico in 23 città italiane tra cui Brindisi dal 2006 al 2009 rilevando in questa città un decesso all'anno attribuibile alle emissioni di PM<sub>10</sub> (*Epidemiol Prev.*2013 Jul-Oct;37(4-5):252-62.[Short-term impact of air pollution among Italian cities covered by the EpiAir2 project]. [Article in Italian] Baccini M,Biggeri A; Gruppo collaborativo EpiAir2.)
- Nel periodo 2005-2009 utilizzando gli archivi dei dati sanitari correnti alcuni epidemiologi hanno messo in evidenza come nelle donne la BPCO sia più frequente tra le residenti nel capoluogo rispetto alle residenti nei comuni della provincia." (Stima della prevalenza di bronco pneumopatia cronico ostruttiva (BPCO) nella provincia di Brindisi per gli anni 2005-2009, Antonella Bruni, Emilio Antonio Luca Gianicolo, Maria Angela Vigotti, Annunziata Faustini , *Epidemiol Prev.* 2013 Jul-Oct;37(4-5):220-
- La legge della Regione Puglia n.12/ 2012 prescrive che le istituzioni ambientali e sanitarie pugliesi conducono una valutazione del danno sanitario (VDS) per stabilimenti industriali che si trovano in aree ad elevato rischio di crisi ambientale, che sono soggetti ad autorizzazione di impatto ambientale (AIA) e che "presentino il requisito aggiuntivo di essere fonti di idrocarburi policiclici aromatici" (ARPA et al. 2015: ARPA, ARES, e ASL Brindisi. 2015. 'Rapporto di Valutazione speditiva del Danno Sanitario nell'area di Brindisi ai sensi della L.R. 21/2012 Dicembre 2014 Rev.01 Settembre 2015). Per le sostanze emesse dalla centrale gli autori calcolavano il rischio cancerogeno e non cancerogeno, attraverso una valutazione dose-risposta, ovvero attraverso il prodotto tra l'esposizione, in termini di dose inalatoria, e la risposta, in termini di effetto sanitario avverso. Per quanto riguarda il rischio cancerogeno, gli autori riportano il livello di rischio pari a 30 per milione

( $0,3 \cdot 10^{-4}$ ), inferiore alla soglia di accettabilità dagli stessi adottata, mutuando una classificazione proposta dall'agenzia statunitense per l'ambiente (US EPA Environmental Protection Agency 2016).

- Studio sull'impatto sanitario del particolato primario e secondario prodotti dalla Centrale di Cerano nel 2006. Se si considera solo il particolato primario, sono 4 i decessi che si stima sarebbero stati evitati annualmente se non vi fosse stata esposizione. Questo numero varia da 1 a 7 se si tiene conto dell'incertezza statistica associata al coefficiente di rischio adottato. Quando si considera il particolato secondario, il numero stimato dei decessi attribuibili aumenta fino a 28. Tale numero varia da un minimo di 7 ad un massimo di 44 a seconda dei diversi meccanismi chimici ipotizzati, delle concentrazioni assunte per ozono e ammoniacale, e dell'intervallo di confidenza per il coefficiente di rischio adottato. (Int J Environ Res Public Health. 2015 Jul 8;12(7):7667-81. doi: 10.3390/ijerph120707667. Secondary Particulate Matter Originating from an Industrial Source and Its Impact on Population Health. Mangia C., Cervino M, Gianicolo EA)
- 2016. Roma : Congresso Mondiale di Epidemiologia Ambientale. Nell'area di Brindisi in relazione alle emissioni delle tre centrali operanti sul territorio, due delle quali ancora attive, è stato condotto uno studio dei ricercatori del Dipartimento di Epidemiologia del Lazio (DEP), dell'Ares Puglia, dell'ARPA e della ASL di Brindisi guidato per incarico del Centro Salute e Ambiente della Regione Puglia da Francesco Forastiere (DEP) E' stata analizzata una popolazione di 229.334 cittadini (coorte in termine tecnico) residenti al 2001 in 7 comuni della provincia di Brindisi e ne è stato seguito il destino fino al 2013. Attraverso l'applicazione di un modello di simulazione della dispersione degli inquinanti, è stata attribuita a ciascun membro della coorte l'esposizione al PM10, la condizione socio economica e il settore di occupazione. E' stato calcolato che, per alcune cause di morte, è associato un aumento significativo di rischio al crescere dell'esposizione a PM10. Nei soggetti della coorte più esposti a neanche un microgrammo (precisamente 0.65) al metro cubo d'aria in più di altri, si riscontra una mortalità annua più elevata per tutti i tumori (+8%), tra questi spiccano il cancro del pancreas: +11%, e il cancro della vescica: +16%); per malattie respiratorie (+12%), per eventi coronarici acuti, cioè decessi per infarto cardiaco (+11%). Si noti che il "limite di legge" di concentrazione media annua di PM10 e' ancora posto molto in alto, a 40 microgrammi al metro cubo d'aria: questo studio conferma, se ce ne fosse ancora bisogno, che questa misura non è adeguata alle evidenze scientifiche della nocività del PM10. (Abstract Number: P3-308 | ID: 4414, Retrospective

exposure assessment to air pollution from power plants emissions in the Brindisi area. Roberto Giua et al. (<https://ehp.niehs.nih.gov/isee/2016-p3-308-4414/>)

- Il 20 settembre 2016 la dirigente del Servizio Analisi della Domanda e della Offerta di Salute e Flussi informativi dell'ARES Puglia, l'epidemiologa Lucia Bisceglia, è stata audita dalla Commissione Ambiente del Senato nell'ambito di un'attività tendente a chiarire gli impatti ambientali e sanitari della Centrale Enel di Cerano in Brindisi. La relazione dell'ARES è scaricabile dal sito del Senato al seguente indirizzo: [https://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg17/attachments/documento\\_evento\\_procedura\\_commissione/files/000/004/275/Documentazione\\_AReS\\_Puglia.pdf](https://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg17/attachments/documento_evento_procedura_commissione/files/000/004/275/Documentazione_AReS_Puglia.pdf) La relazione contiene un excursus di tutti gli studi citati in questa sintesi.

16) Comunicazione al XXI Congresso Nazionale dell'Associazione Italiana dei Registri Tumori (AIRTUM) 5-7 aprile 2017 Catanzaro. Registro Tumori ASL Brindisi e Centro di Riferimento del Registro Tumori Puglia (Ardizzone A., Bisceglia L., De Lorenzis LE, Epifani S., Lotti F., Pagliara MC, Rashid I., Spagnolo G.) Conclusione : "dei 4 comuni dell'AERA (Area Elevato Rischio i comuni di Brindisi e San Pietro Vernotico nostrano un eccesso significativo di incidenza, negli anni 2006-2010, di alcune sedi tumorali rispetto al resto della provincia, non compresa nell'AERA"

17) Nel 2017 la Regione Puglia ed il Dipartimento di epidemiologia della Regione Lazio hanno pubblicato uno studio di coorte per valutare l'effetto delle esposizioni ambientali sulla mortalità e morbosità della popolazione residente a Brindisi e nei comuni limitrofi (Bauleo et al. 2017 <http://bal.lazio.it/wp-content/uploads/2017/08/Rapporto-Studio-Coorte-Brindisi-040717.pdf>). **Gli autori riportavano una associazione tra l'esposizione stimata al 1997 a PM<sub>10</sub> e SO<sub>2</sub>, traccianti utilizzati per stimare l'effetto delle centrali termoelettriche, e mortalità per tumori Maligni nel complesso, tumore del pancreas, tumore della vescica (uomini) e leucemia (uomini), eventi coronarici acuti e malattie dell'apparato respiratorio, in particolare broncopneumopatia cronico ostruttiva (BPCO).** L'analisi dei ricoveri in considerazione dell'esposizione annuale, sono stati riscontrati incrementi di rischio per diabete, malattie neurologiche, patologie cardiovascolari e respiratorie. L'analisi dei ricoveri per malattie cardiovascolari e respiratorie nei tre periodi (2000-2004, 2005-2009, 2010-2013) ha mostrato effetti nel primo periodo e nell'ultimo periodo. Infine, per l'incidenza tumorale, l'esposizione a SO<sub>2</sub> risultava associata al rischio di tumore del polmone (HR 1.38, IC95% 1.05-1.83) e al mieloma multiplo (HR 2.82, IC95% 1.22-6.51).

- 18) La Valutazione del Danno Sanitario 2019. Gli autori non riportano per quanto concerne le emissioni della centrale ENEL di Cerano rischi cancerogeni superiori alla soglia di accettabilità (Agenzia Regionale per la Prevenzione e la Protezione dell'Ambiente et al. 2019a). Gli autori hanno anche fornito una valutazione integrata di impatto sanitario e ambientale, elaborando una valutazione degli effetti delle emissioni della centrale Enel di Cerano (Agenzia Regionale per la Prevenzione e la Protezione dell'Ambiente et al. 2019b). La metodologia è simile a quella adottata nello studio del CNR (Mangia et al. 2015). Nella valutazione effettuata nel 2009, gli autori stimano in circa 4 i decessi all'anno attribuibili alla centrale, se si considera lo scenario emissivo del 2004. Gli autori considerano, tuttavia, solo l'impatto del particolato primario ignorando una componente altrettanto importante per la salute, cioè il particolato secondario. Comunque, è interessante osservare che al diminuire delle emissioni diminuiscono conseguentemente anche i decessi attribuibili, che arrivano a circa due con lo scenario emissivo riportato nell'autorizzazione integrata ambientale del 2017 (Agenzia Regionale per la Prevenzione e la Protezione dell'Ambiente et al. 2019b).
- 19) La V edizione dello Studio SENTIERI (Zona e al. Epidemiologia&Prevenzione 43, n.2-3, 2019) Tra gli uomini si osserva un aumento della mortalità generale e di quella per tutti i tumori; tra le donne risulta invece aumentato il rischio di decesso per malattie dell'apparato respiratorio e dell'apparato digerente. **Lo studio delle patologie per le quali esiste a priori un'evidenza Sufficiente o Limitata di associazione con le fonti di esposizioni ambientali nel sito mostra, tra gli uomini residenti, un aumento della mortalità per mesotelioma e tra le donne della mortalità per tumore del polmone e malattie dell'apparato respiratorio (anni 2006-2013). Circa l'incidenza tumorale per le cause con un'evidenza a priori Sufficiente o Limitata di associazione con le fonti di esposizioni ambientali nel sito si osserva tra gli uomini un'aumentata incidenza di mesotelioma; si segnalano eccessi di melanoma maligno della pelle e dei tumori maligni del tessuto linfoematopoietico, in particolare leucemia linfoide e linfocitica cronica delle cellule di tipo B. Tra le donne si osserva un'aumentata incidenza delle patologie tumorali, in particolare per il tumore del polmone, tumore del fegato, della mammella e del corpo dell'utero.** Per quanto riguarda le neoplasie infantili-adolescenziali-giovanili il profilo di incidenza oncologica non presenta elementi di rilievo tranne che per un eccesso di tumori del sistema linfoemopoietico in età 15-19 anni (3 casi), ascrivibile a un eccesso

di leucemia tra le adolescenti (2 casi; SIR=924; IC90% 164-2.909, non in tabella), un eccesso in età giovanile di tumori delle cellule germinali, trofoblastici e gonadici (10 casi; SIR=315; IC90% 171-533) e in generale di tumori embrionali (9 casi; SIR=59; IC90% 135-453). Per quanto riguarda l'ospedalizzazione si rileva che il numero di ricoverati per tutte le cause naturali risulta in difetto rispetto all'atteso nel primo anno di vita e tra i bambini (0-14 anni) e in eccesso tra gli adolescenti e i giovani adulti. Lo studio conclude: "In conclusione, i risultati evidenziati indicano la necessità di una sorveglianza epidemiologica della popolazione residente, garantendo contestualmente l'attuazione di tutte le misure preventive atte a tutelare la salute della popolazione residente in questo territorio, compresa l'adozione delle migliori tecniche disponibili per il contenimento delle emissioni industriali."

#### **I DATI EPIDEMIOLOGICI CONFERMANO LA RIDUZIONE DEGLI EFFETTI SANITARI AL RIDURSI DELLE EMISSIONI**

Nello studio Bauleo 2017 si legge: "I risultati relativi alla mortalità per tumore, dove le esposizioni rilevanti sono quelle del passato (a causa dei lunghi tempi di latenza tra esposizione e malattia), sono suggestivi di un ruolo causale delle emissioni industriali, specie per l'incidenza di tumore polmonare; per il tumore della vescica e per la leucemia diversi studi hanno riconosciuto un ruolo dei fattori ambientali ed occupazionali." E ancora: "In sintesi, il lavoro di ricostruzione retrospettiva delle emissioni ha consentito di disporre di informazioni sulla esposizione della popolazione residente sin dagli inizi degli anni '90 ed è stato evidenziato un importante impatto sulla salute delle passate emissioni industriali. Si è inoltre riscontrata una criticità relativa all'impatto del polo energetico sulla morbosità cardiovascolare e respiratoria negli ultimi anni che - alla luce della riduzione delle concentrazione degli inquinanti studiati - potrebbe essere interpretata come una conseguenza di esposizioni pregresse".

Lo studio si conclude con la seguente raccomandazione: "Tale criticità suggerisce l'opportunità di proseguire l'osservazione epidemiologica, **garantendo contestualmente l'attuazione di tutte le misure preventive atte a tutelare la salute della popolazione residente in questo territorio, compresa l'adozione delle migliori tecniche disponibili per il contenimento delle emissioni industriali.**"

#### **MINORE SOPRAVVIVENZA DEI PAZIENTI ONCOLOGICI IN PUGLIA RISPETTO AL RESTO D'ITALIA**

Da "I numeri del cancro 2018" pubblicato da AIOM, AIRTUM e dal PASSI dell'Istituto Superiore di Sanità nel 2018, emerge chiaramente che la sopravvivenza dei malati oncologici al SUD è inferiore a quella delle regioni del Centro Nord del Paese e pertanto l'immissione di sostanza cancerogene nell'ambiente non solo aumenta rischio di nuovi casi ma incrementa il numero di morti prematura. (Vedi seguente tabella)

		Tutti i tumori (M)	Tutti i tumori (F)	Colon-retto	Mammella	Prostata	Polmone	Stomaco
1 - NORD	Liguria	51%	61%	61%	87%	90%	15%	26%
	Lombardia	54%	63%	66%	87%	93%	18%	34%
	Piemonte	53%	63%	64%	88%	92%	14%	30%
	Valle d Aosta	61%	64%	68%	88%	94%	12%	36%
	Emilia Romagna	56%	65%	69%	89%	92%	18%	33%
	Friuli Venezia Giulia	53%	61%	64%	88%	95%	12%	32%
	Trentino Alto Adige	53%	63%	66%	87%	91%	16%	36%
	Veneto	55%	64%	65%	88%	93%	16%	32%
3 - CENTRO	Lazio*							
	Marche*							
	Toscana	56%	65%	68%	88%	92%	16%	32%
	Umbria	54%	63%	67%	86%	92%	16%	37%
4 - SUD E ISOLE	Abruzzo*							
	Basilicata	55%	62%	63%	88%	89%	13%	30%
	Calabria	54%	63%	60%	85%	86%	13%	26%
	Campania	50%	59%	59%	84%	89%	13%	31%
	Molise*							
	Puglia	52%	61%	61%	85%	89%	15%	28%
	Sardegna	49%	60%	58%	85%	83%	13%	27%
	Sicilia	52%	60%	60%	85%	89%	14%	26%

**TABELLA 28. Sopravvivenza netta a 5 anni dalla diagnosi (standardizzata per età) casi incidenti 2005-2009 (pool AIRTUM) per le 13 Regioni presentate nel rapporto AIRTUM 2016**

\* dato regionale non disponibile.

## **RICHIESTA DI ESECUZIONE DELLA VIS**

Il quadro sanitario delineato, rende più urgente il ricorso alla VIS quale strumento di analisi preventiva ed eventualmente pregiudiziale, rispetto allo svolgimento di qualsiasi verifica di assoggettabilità a VIA o di VIA ordinaria, e conseguentemente al rilascio del giudizio di compatibilità ambientale.

Negli ultimi anni l'OMS ha ripetutamente richiamato l'attenzione dei Paesi e delle popolazioni sui Cambiamenti Climatici e Inquinamento atmosferico e correlati danni alla salute umana e di tutti gli esseri viventi.

È convinzione diffusa (OMS, comunità scientifica e opinione pubblica) che vadano necessariamente integrate le procedure di VDS (valutazione del danno sanitario) in quanto sono basate su indagini epidemiologiche derivate dai dati da ricoveri ospedalieri, dati di mortalità e registro tumori.

Cioè quando la malattia è già avanzata ed acquisita.

Inoltre, le procedure di VDS vengono attivate ex-post e solo se i dati del monitoraggio degli inquinanti ambientali superano i valori soglia dei singoli inquinanti. È noto che tali valori soglia sono determinati a livello tossicologico su studi di citotossicità in vivo e in vitro riferiti alla singola sostanza.

È intuibile che la sommatoria di tutti inquinanti (singolarmente sotto soglia) possano provocare danni alla salute pur in presenza di normalità di monitoraggio ambientale.

Vanno invece attuate le procedure di VIS (Valutazione Impatto sulla Salute) che valutano preventivamente l'esposizione e quindi sono attivate indipendentemente dal superamento dei valori soglia. Cioè valutano l'esposizione agli inquinanti e non il danno acquisito, ponendo le basi per una prevenzione più efficace e spostando la sorveglianza sanitaria sulle prime fasi della malattia.

/giudicato in merito agli effetti che produce  
sulla salute della popolazione e alla distribuzione di questi nella popolazione”  
(*Gothenburg Consensus paper, European Centre for Health Policy WHO Regional  
Office for Europe, 1999*).

La VIS ha come obiettivo quindi quello di integrare la considerazione degli effetti

supporto dei processi decisionali riguardanti piani, programmi e progetti e interviene di regola prima che questi siano realizzati.

, sviluppo sostenibile e uso etico delle prove scientifiche.

Anche per dare risposta a queste crescenti esigenze, la legge 28 dicembre 2015 n.221, *“Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell’uso eccessivo di risorse naturali”*, nell’ambito dei procedimenti di valutazione di impatto ambientale statale (art. 9), introduce la procedura di VIS per i progetti riguardanti le raffinerie di petrolio greggio, gli impianti di gassificazione e liquefazione, i terminali

superiore a 300 MW. Sebbene questa procedura sia attualmente riferita a una tipologia ristretta, seppure importante, di op

una sempre maggiore integrazione degli aspetti sanitari con quelli ambientali.

Inoltre il Piano Nazionale della Prevenzione 2014/2018 (macroarea 2.8), evidenzia nella VIS una procedura indispensabile di supporto

fornendo indicazioni per sviluppare adeguatamente la componente salute nell’ambito delle procedure di VAS e di VIA.

## CONCLUSIONI

La politica energetica perseguita dai maggiori operatori del sistema elettrico italiani, ancora fortemente condizionati dagli interessi legati alle fonti fossili, è chiara quanto contraddittoria: si continua a enfatizzare il ruolo "non programmabile" e "intermittente" delle fonti rinnovabili, ma poi si evita accuratamente di assumere quegli indirizzi legislativi ed applicativi che potrebbero dare una maggiore programmabilità alle produzioni pulite e conseguentemente una maggiore stabilità alla rete.

Al contempo si continua ad investire sulle fonti fossili, sordi ai tanti appelli che giudicano urgente e necessario un drastico cambio di indirizzo.

Nello specifico, la scelta di localizzare a Brindisi un nuovo impianto termoelettrico a gas, nell'ambito dell'attuale politica energetica nazionale, è inaccettabile e contraddittoria sulla base delle considerazioni che seguono e sintetizzano quanto precedentemente abbondantemente esposto:

- a) non si avrebbe alcun effetto benefico generale e locale sui cambiamenti climatici, a seguito della sostituzione del carbone con gas, ma al contrario l'impianto proposto darebbe un significativo contributo alle emissioni climalteranti valutando approfonditamente anche quelle del metano e della portata dei fumi per singola unità decisamente superiore rispetto all'attuale produzione da carbone;
- b) si confermerebbe l'obsoleto modello energetico attuale basato sulle fonti fossili e sulla produzione accentrata, invece di virare decisamente verso la produzione distribuita e le fonti rinnovabili;
- c) resterebbe ingiustificato, per una presunta esigenza di stabilità della rete, il ricorso a centrali turbogas che sono della stessa sostanziale tipologia di quelle che contemporaneamente si dismettono in altre parti d'Italia da parte della stessa Enel, in quanto costose e poco competitive rispetto agli impianti a fonti rinnovabili; peraltro Terna, come sottolineato ha in corso lavori per l'efficientamento della rete di alta tensione ed ha evidenziato il grave danno ambientale ed economico legato a scelte di mancate immissioni da impianti eolici;
- d) si continuano a ignorare o sottovalutare tutte le tecnologie già ampiamente applicate e legate alle fonti rinnovabili in grado di conferire una maggiore programmabilità alle produzioni e un maggiore equilibrio della rete, come gli accumuli elettrochimici e gli accumuli a sali fusi;
- e) si continua ad ignorare l'improrogabile esigenza di attuare idonee ricerche e investimenti nelle smart grid, settore che accusa inquietanti ritardi, in modo da predisporre le reti per un maggior apporto da fonti rinnovabili e per un più efficace scambio di servizi tra produttori e gestori di rete;
- f) appare incomprensibile la scelta di localizzare l'intervento a Brindisi, in un'area che già dispone di una produzione elettrica da fonti fossili e rinnovabili

esuberante rispetto ai fabbisogni, invece di puntare semmai su aree con maggiori deficit di bilancio elettrico e più baricentriche rispetto ai centri di consumo, in ossequio a elementari principi di pianificazione energetica che deve eliminare l'attuale persistenza di grandi impianti e la conseguente rigidità del sistema e puntare su una produzione diffusa e vicina ai picchi di domanda;

- g) appare altresì incomprensibile la scelta di costruire ex novo un impianto a turbogas (Enel infatti dice che 'potrà' essere realizzata una terza fase a ciclo chiuso), in adiacenza e solo in minima parte in sostituzione della centrale esistente, abbinando paradossalmente il concetto di economia circolare, con l'unico obiettivo di ricevere i fondi del capacity market;
- h) aumenta il consumo di suolo, prevedendo un'estensione dell'impianto verso la falesia con gravi rischi e danni idrogeologici, ambientali e sulle aree protette e i Siti di importanza comunitaria non valutati nella Vinca;
- i) ad aggravare gli impatti sul territorio legati all'impianto e alle infrastrutture connesse c'è il metanodotto per il quale Enel non prevede il riutilizzo dell'asse attrezzato ma addirittura amplia la 'frattura' da questo già creata;
- j) in conclusione, il progetto in esame appare frutto sostanzialmente di valutazioni di tipo "geopolitico" piuttosto che tecnico-economiche, e destinato ad alimentare gli appetiti di un apparato che è riuscito finora a conservare i privilegi di tipo oligopolistico, evitando di confrontarsi con tendenze e scenari ormai affermati a livello mondiale;
- k) mancano una vera analisi del quadro e del danno sanitario ed una effettiva VIS.

Il vantaggio strategico delle produzioni rinnovabili di avere dei costi marginali di produzioni tendenti allo zero, con un approvvigionamento riveniente dalle stesse risorse naturali e sganciato dai delicati equilibri geopolitici e dalle incertezze del mercato fossile, non tarderà a mandare fuori mercato tutte le centrali così alimentate, in un orizzonte temporale che però dipende dalle resistenze alla introduzione di modelli energetici innovativi e dagli investimenti che verranno fatti in questa direzione. La scelta di introdurre a Brindisi la produzione da turbogas, è in contrasto con le disposizioni della UE e non avrà alcun futuro a livello generale e locale, laddove creerà non più di 70 posti di lavoro.

Ben altra è la prospettiva del piano di rigenerazione che le associazioni hanno inviato direttamente al ministro Costa.

Come emerge dal report PWC "*Low Carbon Economy Index 2019*", infatti, una riduzione dell'intensità carbonica che rispecchia le intenzioni definite nei INDC corrisponde a una riduzione annua pari a circa il 3%. **Il raggiungimento degli obiettivi di Parigi implica, invece, un tasso di riduzione dell'intensità carbonica almeno pari al 7,5% annuo**, circa cinque volte superiore al tasso di riduzione verificatosi negli ultimi anni (1,6% nel periodo 2000-2018).

Tali risultati evidenziando l'insufficienza delle intenzioni già definite e, quindi, l'urgenza di intervenire con misure drastiche che superino di gran lunga gli impegni di Parigi,

con l'obiettivo principale di **slegare la crescita del benessere economico dalle emissioni climalteranti.**

Vanno infine rilevate le riserve che nel tempo la commissione europea ha manifestato sulla situazione energetica italiana e sulla stessa Pianificazione nazionale integrata energia clima (PNIEC) rispetto agli obiettivi generali di neutralità climatica e quelli specifici riguardanti l'effettiva decarbonizzazione e l'efficientamento energetico.

La commissione europea ha in particolare sottolineato che la "*centralità del gas nel futuro mix energetico sembra essere in contraddizione con gli obiettivi dichiarati di decarbonizzazione*" dell'economia nazionale.

**Per le ragioni ampiamente esposte nelle presenti osservazioni, si chiede l'espressione di un giudizio di compatibilità ambientale negativo rispetto all'istanza presentata.**