

Ministero dell'Ambiente e della Tutela  
del Territorio e del Mare  
Direzione generale per la crescita  
sostenibile e la qualità dello sviluppo (CreSS)  
[cress@pec.minambiente.it](mailto:cress@pec.minambiente.it)

## **VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE**

**Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuova unità a gas  
per la Centrale Termoelettrica "Andrea Palladio" di Fusina (VE)  
(Codice procedura 5147)**

### **OSSERVAZIONI AI FINI DELLA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE DI:**

Comitato Opzione zero della Riviera del Brenta  
Assemblea permanente contro il pericolo chimico - Marghera  
Mestre 15 luglio 2020

#### **Presentazione di osservazioni relative alla procedura di:**

- Valutazione Ambientale Strategica (VAS) – *art.14 co.3 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.*
- Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) – *art.24 co.3 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.*
- Verifica di Assoggettabilità alla VIA – *art.19 co.4 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.*

Il/La Sottoscritto/a

Mattia Donadel, nato a Venezia il 08/01/1972, in qualità di rappresentante legale  
dell'associazione APS Comitato Opzione Zero della Riviera del Brenta (VE)

### **PRESENTA**

ai sensi del D.Lgs.152/2006, le **seguenti osservazioni** al

Piano/Programma, sotto indicato

Progetto, sotto indicato.

*Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuova unità a gas per la Centrale  
Termoelettrica "Andrea Palladio" di Fusina (VE) (Codice procedura 5147)*

### **OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI**

Aspetti di carattere generale (*es. struttura e contenuti della documentazione, finalità, aspetti procedurali*)

Aspetti programmatici (*coerenza tra piano/programma/progetto e gli atti di pianificazione/programmazione territoriale/settoriale*)

Aspetti progettuali (*proposte progettuali o proposte di azioni del Piano/Programma in funzione delle probabili ricadute ambientali*)

Aspetti ambientali (*relazioni/impatti tra il piano/programma/progetto e fattori/componenti ambientali*)

Altro

## ASPETTI AMBIENTALI OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI

Atmosfera

Ambiente idrico

Suolo e sottosuolo

Rumore, vibrazioni, radiazioni

Biodiversità (vegetazione, flora, fauna, ecosistemi)

Salute pubblica

Beni culturali e paesaggio

Monitoraggio ambientale

Altro *Cambiamenti climatici*

### 1. OSSERVAZIONI RELATIVE ALL'ANALISI DEL CONTESTO GENERALE E DELLA COERENZA RISPETTO AGLI STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE E PIANIFICAZIONE

#### - Osservazione 1.1 **DIFFORMITA' DEL PROGETTO RISPETTO A QUANTO PREVISTO DAL REGOLAMENTO UE 2018/1999 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, DALLE DIRETTIVE COMUNITARIE IN TEMA DI LOTTA AI COMBIAMENTI CLIMATICI, DAL REPORT 1,5° DELL'IPCC**

Di fronte ai continui aumenti della CO<sub>2</sub> in atmosfera l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) nel Rapporto "**Riscaldamento Globale di 1,5°C**" dell'ottobre 2018 sostiene che per stabilizzare il clima ed evitare la catastrofe occorre dimezzare **il livello attuale delle emissioni di gas serra entro il 2030, rispetto al 2010, ed azzerarle entro il 2050.**

L'osservatorio atmosferico di NOAA a Mauna Loa ha registrato negli ultimi mesi del 2020 un picco stagionale della concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera pari a 417 ppm. È il livello più alto registrato finora per un singolo mese, oltre 2 ppm in più rispetto al picco stagionale di maggio 2019, e questo nonostante il lockdown dovuto all'emergenza sanitaria provocata dal coronavirus..

Invece di diminuire, le emissioni stanno aumentando; 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.

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 di circa 80 volte superiore alla CO<sub>2</sub>, a seguito dell'estrazione e della manipolazione; dall'altro quello dovuto alla emissione di CO<sub>2</sub> a seguito del suo impiego come combustibile. Un recente studio del NOAA di Boulder (Colorado), pubblicato su **Science** (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), viene considerato dagli esperti una delle stime più complete mai realizzate sugli impatti dell'industria petrolifera statunitense, basato su centinaia di rilevazioni. Lo studio si basa sulle emissioni di metano nella catena di approvvigionamento del 2015, che vengono stimate in 13,2 milioni di tonnellate pari al 2,3% della produzione lorda degli Stati Uniti, valore superiore di circa il 60% rispetto alla stima dell'Agenzia per la protezione ambientale USA (EPA). **Le emissioni di metano in un orizzonte temporale di 20 anni produrrebbero effetti (forzature radiative) paragonabili alla CO2 emessa dalla combustione del gas naturale, con impatto sul clima maggiore di quello provocato dalle emissioni di tutti gli impianti a carbone USA. Secondo questo studio le emissioni di metano prodotte dall'industria estrattiva negli ultimi due decenni avrebbero azzerato i benefici sul clima portati 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 CO2 in impianti di combustione. Se è vero che al gas naturale può essere assegnato un fattore di conversione in gas serra pari a 56 gCO2/MJ, a fronte dei 95 gCO2/MJ del carbone, occorre però considerare che a tale fattore vanno sommati 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 combustione.

A conferma di quanto sopra riportato si cita qui anche lo studio dell'ente indipendente tedesco Energy Watch Group nel 2019 che evidenzia come passare al gas naturale per produrre energia potrebbe aumentare l'effetto serra del 40%.

I dati rilevati da ISPRA nella produzione nazionale di gas serra 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 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 CO2, 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."** Proprio in questo regolamento si fa riferimento esplicito alla pericolosità del metano all'art. 16 là dove si afferma che *"In considerazione dell'elevato potenziale di riscaldamento globale del metano e del suo tempo di vita atmosferico relativamente breve, la Commissione analizza le implicazioni dell'adozione di politiche e misure preposte a ridurre l'impatto nel breve e medio termine delle emissioni di metano sulle emissioni dei gas a effetto serra dell'Unione."* tanto da prevedere un piano strategico specifico per il metano.

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 7 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.

Da notare che comunque sia l'accordo di Parigi, sia il percorso indicato dalla UE sono comunque insufficienti rispetto agli obiettivi indicati nel Report 1,5° redatto dall'IPCC a fine 2018, nel quale si afferma che per contenere l'aumento della temperatura media del Pianeta è necessario ridurre le emissioni del 45% entro il 2030 e del 100% entro il 2050 rispetto ai livelli di emissione registrati nel 2010 (e non nel 1990).

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>) e al secondo il metano (CH<sub>4</sub>), gas che invece **non vengono adeguatamente considerati nei loro effetti globali nello Studio di Impatto Ambientale del progetto in questione**; una 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 Business Europe, 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.**

I risultati di tale politica sono evidenti. **Nel 2017 in Italia le emissioni di CO2 sono aumentate del 3,2% rispetto al 2016, a fronte di un aumento medio dell'1,8% nella UE.**

Il Rapporto ISPRA 257/2017 **"Fattori di emissione atmosferica di CO2 e altri gas a effetto serra nel settore elettrico"** mostra come il contributo del gas naturale alle emissioni di CO2 nel settore termoelettrico in Italia abbia superato dal 2015 quello dei combustibili solidi, con 40,5 Mt CO2 (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 CO2 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 incentrata sulle fonti fossili tradizionali e con efficienze limitate, anche una fallimentare strategia di contrasto ai cambiamenti climatici e 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 CO2 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. **E' evidente come la sostituzione del carbone con il gas non stia portando ai risultati richiesti dai drammatici cambiamenti climatici.**

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, 1.02.2019).

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).

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 CO2 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 (4 Fonte: Redazione QualEnergia, 1.02.2019).

In particolare il progetto in questione, proponendo un massiccio ricorso al metano (portata indicata di 130.000 Nmc/ora), 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.

#### **- Osservazione 1.2 DIFFORMITA' DAL PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA (PNIEC)**

Il Piano "identifica politiche e misure nazionali per 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, 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%) (Fonte: Terna, Bilanci energia elettrica 2016 e 2015) ; 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.

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, risulta in contrasto con gli obiettivi del PNIEC.**

### **- Osservazione 1.3 DIFFORMITA' DALLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN)**

Per valutare questa criticità del progetto proposto occorre un rapido allargamento d'orizzonte alla più generale politica energetica nazionale attuale, in cui la proposta in esame si pone nella sua drammatica coerenza a pieno titolo.

Molti documenti ufficiali di enti governativi e di operatori nel campo delle energie fossili enfatizzano, in documenti di programmazione così come in singole proposte, le caratteristiche di "non programmabilità" e perfino di scarsa "affidabilità" delle centrali alimentate da fonti rinnovabili. In realtà sarebbe facile dimostrare che tali produzioni, soprattutto se inserite in un modello distribuito, sono intrinsecamente più affidabili delle più complesse ed instabili centrali termoelettriche; basti pensare che un impianto fotovoltaico anche di grande taglia, non ha organi meccanici in movimento. Sulla elasticità della produzione non vi sono dubbi in merito alla risposta delle produzioni rinnovabili, aventi inerzie e procedure di modulazione della potenza intrinsecamente più semplici. La non programmabilità resta un limite, ma a ben vedere parziale e provvisorio, cui si può reagire sostanzialmente con due strategie diverse:

1) continuare a lamentare ed enfatizzare i limiti delle produzioni rinnovabili, ma senza adeguati investimenti nel settore finalizzati a coprire tali carenze, e investendo invece ancora sulle fonti fossili; in questa direzione sta andando, in contrasto con fondamentali direttive europee, l'attuale politica nazionale; addirittura per giustificare il mantenimento e la realizzazione di centrali a fonti fossili si ricorre oggi al "capacity market", disperato ed estremo tentativo di rivitalizzare insediamenti energetici ormai agonizzanti e che solo la pressione di potenti lobby sulla volontà politica mantiene in vita;

2) puntare con decisione – con un programma coordinato ed organico che investa la ricerca, gli investimenti, la politica industriale – all'evoluzione tecnologica ed economica delle fonti rinnovabili, unico vero futuro dell'energia, in cui oggi siamo drammaticamente in ritardo e dipendenti dall'importazione da altri paesi, sviluppando le tecnologie in grado di rendere più continua e programmabile la produzione rinnovabile.

Solo due esempi delle direzioni da prendere:

- l'utilizzo dell'idrogeno quale vettore e accumulatore di energia prodotta da FER;

- la produzione decentrata di energia su scala locale (comunità energetiche), in particolare per quanto riguarda il soddisfacimento delle richieste dei settori terziario, residenziale e artigianale;
- lo sviluppo delle tecnologie di accumulo sostenibili in termini di uso delle risorse e smaltimento finale (dunque non batterie al litio);

Il progetto in esame, in un contesto generale di stagnazione delle produzioni rinnovabili e di introduzione di meccanismi come il "capacity market", presenta diverse criticità e incongruenze:

- rende improbabile il raggiungimento degli obiettivi nazionali di penetrazione delle fonti rinnovabili del 55% al 2030 per le rinnovabili elettriche e 28% sui consumi complessivi ;
- allontana le prospettive di "integrare quantità crescenti di rinnovabili elettriche, anche distribuite, potenziando e facendo evolvere le reti e i mercati verso configurazioni smart, flessibili e resilienti" e di "realizzare in tempo utile il piano di interventi indispensabili per gestire la quota crescente di rinnovabili elettriche e completarlo con ulteriori, specifici interventi in termini di infrastrutture ed impianti, anche riconvertendo gli attuali siti con un piano concordato verso poli innovativi di produzione energetica; si allontanano con queste scelte altresì gli obiettivi di "incrementare la capacità degli impianti di accumulo" e di "intervenire sulle reti per integrare le fonti rinnovabili e aumentare la resilienza".

#### **- 1.4 Osservazione SOVRADIMENSIONAMENTO DEL PROGETTO ENEL RISPETTO AL QUADRO PROGRAMMATORIO INDICATO DEL PNIEC E DI TERNA PER IL PHASE OUT DAL CARBONE**

Come noto, l'Italia ha programmato la graduale cessazione della produzione elettrica con carbone entro il 2025. Attualmente, in Italia risultano in esercizio 8 centrali termoelettriche a carbone (con apporto che rimane comunque superiore ai 30 TWh/anno e superiore ai livelli dei primi anni 2000) per un totale di circa 8 GW di potenza installata:

- EP PRODUZIONE - Centrale di Fiumesanto (SS): 2 sezioni a carbone da 320 MW
- A2A - Centrale di Monfalcone (GO): 2 sezioni alimentate a carbone da 165 e 171 MW
- ENEL P - Centrale di Torrevaldaliga nord (RM): 3 sezioni da 660 MW riconvertite a carbone
- A2A - Centrale di Brescia: 1 sezione da 70 MW a carbone
- ENEL P - Centrale di Brindisi sud: 4 unit. ciascuna da 660 MW alimentate a carbone
- ENEL P - Centrale del Sulcis (CA): 1 unit. da 340 MW alimentata a carbone
- ENEL P - Centrale di Fusina (VE): 4 unit. da 320 MW alimentate a carbone
- ENEL P - Centrale di La Spezia: 1 unit. da 600 MW alimentata a carbone

Per arrivare al phase out completo dal carbone, affinché il sistema elettrico si mantenga in condizione di sicurezza, é prevista la realizzazione di un articolato piano di interventi strutturali da effettuare nei prossimi anni. Tra gli interventi previsti per la generazione elettrica, in particolar modo per assicurare la necessaria adeguatezza in termini di capacità produttiva disponibile, é prevista la realizzazione di unità Termoelettriche addizionali alimentate a gas. Ma quanta dovrà essere questa nuova capacità?

Da un lato l'ultima proposta del PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima – 31/12/2018) stabilisce che si dovrebbe realizzare nuova capacità a gas per 3 GW, di cui circa il 50% sostanzialmente connesso al phase out dal carbone (per il phase out

del carbone in Sardegna, si prevede di realizzare sull'isola nuova capacità a gas o nuova capacità di accumulo per 0,4 GW). Dall'altro Terna (Rapporto di adeguatezza 2019 e Contesto ed evoluzione del sistema elettrico 2019) evidenzia invece l'esigenza che il sistema elettrico presenti una capacità installata di generazione termoelettrica non inferiore a circa 50 GW al 2025 (54 GW di capacità termica) al fine di garantire un sistema adeguato, caratterizzato da un valore di LOLE pari a 3 ore (Loss of Load Expectations, che rappresenta il numero di ore all'anno in cui la domanda è superiore alle risorse disponibili, incluso l'import). Tale esigenza, anche alla luce dell'obiettivo di phase out dal carbone e delle altre dismissioni attese, si traduce secondo Terna nella necessità di sviluppare nuova capacità a gas pressoché equivalente a quella a carbone che si intende dismettere, per un totale di 5,4 GW di capacità termica aggiuntiva entro il 2025, così ripartiti:

- 3 GW di cui almeno il 50% impianti OCGT
- 0,4 GW per la Sardegna (o in alternativa capacità di accumulo idroelettrica)
- 1 GW per aumento consumi
- 1 GW per sostituzione centrali ad olio combustibile.

Come si vede, benché concordino circa l'esigenza di accompagnare il decommissioning totale del carbone con una parziale riconversione a gas degli impianti attuali, le ipotesi proposte dal PNIEC e da Terna sono molto diverse. Per quello che qui interessa, si può comunque affermare che per quanto riguarda la nuova capacità a gas da realizzare al 2025, il quadro programmatico definito dall'ultima proposta PNIEC e da Terna prevede rispettivamente:

A. nuova capacità a gas per 3 GW, di cui circa 1,5 GW per il phase out dal carbone (inclusi i 0,4 GW eventualmente previsti per la Sardegna);

B. nuova capacità a gas per 5,4 GW, che in linea teorica, escludendo i 2 GW da realizzare per aumento dei consumi e in sostituzione delle centrali ad olio, per i restanti 3,4 GW potrebbero essere tutti realizzati presso i siti dove attualmente esistono centrali a carbone (di cui almeno 1,5 GW da realizzare con impianti OCGT).

Ora andiamo a vedere ciò che solamente Enel vuole realizzare al posto di 4 dei propri impianti a carbone, secondo quanto riportato nella seguente tabella:

SOCIETA'	IMPIANTI	CAPACITA' ATTUALE	CAPACITA' PREVISTA CCGT	CAPACITA' PREVISTA con il 50% OCGT
ENEL	Brindisi Sud	2.640	1.680	4.200
ENEL	Fusina	996	840	
ENEL	La Spezia	600	840	
ENEL	Torrevaldaliga Nord	1.980	1.680	
		6.216	5.040	4.200

Come si può agevolmente constatare, le sole proposte di Enel per appena 4 siti superano abbondantemente entrambi le ipotesi di sviluppo A e B di nuova capacità a gas al 2025, previste a riguardo dal quadro programmatico nazionale definito da PNIEC e Terna. Addirittura, la proposta Enel di nuova capacità a gas per la

sola Torrealvaldliga Nord di 1.680 MW supera da sola le previsioni del PNIEC di nuova capacità a gas per il phase-out di tutti gli impianti a carbone in Italia (1.500 MW). Evidente é l'intento speculativo, peraltro non solo di Enel ma dell'intero settore elettrico (come dimostra il boom di domande per la realizzazione di nuova capacità a gas in Italia), volto ad approfittare dello straordinario premio di valorizzazione riconosciuto alle aziende attraverso le aste del Capacity Market per la nuova capacità, pari a 75.000 €/MW/anno. L'assenza in previsione della demolizione degli attuali gruppi a carbone, ed il mantenimento di uno di questi come "riserva fredda", contribuisce ad un quadro che poco ha a che fare con la transizione energetica verso fonti sostenibili.

#### - **Osservazione 1.5 LIMITI E CONTRADDIZIONI DEL 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 a 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 ha approvato 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 ed 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 ha dato l'ultimo via libera 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.

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.

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. Per quanto su detto, non si creano 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, godranno di una ulteriore remunerazione in caso di vendita dell'energia prodotta, creando un ulteriore scorporo 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. 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. 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 accumuli, 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. 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 ed il "margine di riserva" ovvero la generazione elettrica normalmente eccedente ma disponibile per fronteggiare i picchi di richiesta magari imprevisti e le emergenze, si è di nuovo ridotto al minimo storico. Il mercato di capacità rischia di generare lo stesso errore.

## **2. OSSERVAZIONI IN MERITO AI CONTENUTI DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE (SIA) ex art. 22 del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii.**

### **2.1 Osservazioni generali in merito al contenuto dello Studio di Impatto Ambientale**

Enel spa dichiara che lo Studio di Impatto Ambientale è stato redatto secondo quanto previsto dall'art. 22 del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii; la relazione risulta così organizzata:

- Introduzione
- Tutele e vincoli presenti
- Descrizione del progetto
- Fattori e componenti ambientali potenzialmente perturbati dal progetto nelle varie fasi
- Misure di mitigazione

- Progetto di monitoraggio ambientale
- Conclusioni

Più in dettaglio secondo quanto indicato nell'allegato VII alla parte II. Rinviano alle successive osservazioni i rilievi più puntuali nel merito dei diversi aspetti affrontati nel SIA, si evidenzia fin da ora che, rispetto a quanto previsto più in dettaglio dall'allegato VII alla parte II del D.lgs 152 del 2006, la relazione dello Studio di Impatto Ambientale presentata dal proponente è carente, e dunque non conforme a quanto richiesto dalla normativa, in merito ai seguenti contenuti:

a) parzialmente per quanto riguarda la descrizione delle principali caratteristiche della fase di funzionamento del progetto e, in particolare dell'eventuale processo produttivo, con l'indicazione, a titolo esemplificativo e non esaustivo, della natura e delle quantità dei materiali e delle risorse naturali impiegate (quali territorio, suolo e biodiversità);

b) valutazione della quantità dei residui e delle emissioni previsti, quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, inquinamento dell'acqua, del suolo e del sottosuolo, calore, quantità e della tipologia di rifiuti prodotti durante le fasi di costruzione e di funzionamento;

c) descrizione completa dei fattori specificati all'articolo 5, comma 1, lettera c), del D.lgs 152 del 2006 potenzialmente soggetti a impatti ambientali causati dal progetto proposto, con particolare riferimento ai fattori climatici (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, emissioni di gas a effetto serra, gli impatti rilevanti per l'adattamento), ai beni materiali, al patrimonio culturale, al patrimonio agroalimentare, nonché all'interazione tra tutti i diversi fattori;

d) descrizione dei probabili impatti ambientali rilevanti del progetto proposto sui fattori specificati all'articolo 5, comma 1 del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii., dovuti, tra l'altro:

- ai lavori di demolizione;
- all'utilizzazione delle risorse naturali, in particolare del territorio, del suolo, delle risorse idriche e della biodiversità, tenendo conto, per quanto possibile, della disponibilità sostenibile di tali risorse;
- allo smaltimento dei rifiuti;
- ai rischi per la salute umana, il patrimonio culturale, il paesaggio o l'ambiente in caso di incidenti o di calamità;
- al cumulo con gli effetti derivanti da altri progetti esistenti e/o approvati, tenendo conto di eventuali criticità ambientali esistenti, relative all'uso delle risorse naturali e/o ad aree di particolare sensibilità ambientale suscettibili di risentire degli effetti derivanti dal progetto;
- impatto del progetto sul clima in relazione alle emissioni di gas a effetto serra e alla vulnerabilità del progetto al cambiamento climatico;
- tecnologie e sostanze utilizzate;

Si tenga presente che la descrizione dei possibili impatti ambientali sui fattori specificati all'articolo 5, comma 1, lettera c) del D.lgs 152/2006, deve includere gli effetti diretti indiretti, secondari, cumulativi, transfrontalieri, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi del progetto. La descrizione deve tenere conto degli obiettivi di protezione dell'ambiente stabiliti a livello di Unione o degli Stati membri e pertinenti al progetto.

e) descrizione da parte del proponente dei metodi di previsione utilizzati per individuare e valutare gli impatti ambientali significativi del progetto, incluse informazioni dettagliate sulle difficoltà incontrate nel raccogliere i dati richiesti (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, carenze tecniche o mancanza di conoscenze) nonché sulle principali incertezze riscontrate;

f) descrizione dei previsti impatti ambientali significativi e negativi del progetto, derivanti dalla vulnerabilità del progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità che sono pertinenti per il progetto in questione, anche utilizzando le informazioni pertinenti disponibili, ottenute sulla base di valutazioni del rischio effettuate in conformità della legislazione dell'Unione (a titolo e non esaustivo la direttiva 2012/18/UE del Parlamento europeo e del Consiglio o la direttiva 2009/71/Euratom del Consiglio), ovvero di valutazioni pertinenti effettuate in conformità della legislazione nazionale, a condizione che siano soddisfatte le prescrizioni del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii. Ove opportuno, tale descrizione dovrebbe comprendere le misure previste per evitare o mitigare gli impatti ambientali significativi e negativi di tali eventi, nonché dettagli riguardanti la preparazione a tali emergenze e la risposta proposta;

g) descrizione delle misure previste per evitare, prevenire, ridurre o, se possibile, compensare gli impatti ambientali significativi e negativi identificati causati dal progetto e, ove pertinenti, delle eventuali disposizioni di monitoraggio (quale, a titolo esemplificativo e non esaustivo, la preparazione di un'analisi ex post del progetto). Tale descrizione deve spiegare in che misura gli impatti ambientali significativi e negativi sono evitati, prevenuti, ridotti o compensati e deve riguardare sia le fasi di costruzione che di funzionamento.

**Si richiede per tanto che lo Studio di Impatto Ambientale non sia stato predisposto in modo conforme a quanto richiesto dalla normativa vigente in materia.**

**- Osservazione 2.2 carenza valutazione degli effetti sul clima**

A pag. 128 dell'allegato A allo studio di impatto ambientale si fa riferimento alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dovuta alla sostituzione del carbone con il metano e alla maggiore efficienza del nuovo impianto. Come ricordato nell'osservazione 1.1 l'utilizzo del metano è intrinsecamente soggetto al problema delle emissioni fuggitive, dunque all'immissione diretta di questo potente gas serra in atmosfera. Nel SIA questo aspetto viene omesso completamente, quando invece è certo che sia a livello

di impianto e di rifornimento dello stesso, sia a livello dell'estrazione e del trasporto delle quantità di combustibile utilizzato dalla nuova centrale, le perdite si verificano.

Più in dettaglio, una centrale CCGT emette fondamentalmente tre gas ad effetto serra: anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e monossido di diazoto (N<sub>2</sub>O). Per valutare l'impatto sul clima di un impianto di questo tipo è necessario prendere in esame il cosiddetto potenziale di riscaldamento globale (Global warming potential, Gwp) di tutti questi inquinanti e non solo della CO<sub>2</sub>. La capacità cumulativa di CH<sub>4</sub> e monossido di diazoto (N<sub>2</sub>O) di contribuire al riscaldamento dell'atmosfera sono, rispettivamente di 24 e 310 volte superiori a quella di CO<sub>2</sub> sull'arco di 100 anni. Il metano emesso è frutto di due contributi: incombusto e perso lungo le condotte. Pur avendo un valore in peso trascurabile rispetto alla CO<sub>2</sub> (0,6% vs. 99,4 %) il metano, dato il suo elevatissimo carattere di gas serra, contribuisce in maniera sostanziale al riscaldamento globale. In altre parole, non considerare il metano come un inquinante tipico emesso da centrali CCGT, porta ad una rilevante sottostima del loro impatto serra. Secondo quanto riportato nello studio "P.L. Spath, M.K. Mann, Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined Cycle Power Generation System. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, TP570-27715, 2000" l'impatto serra globale sull'intero ciclo di vita per una centrale CCGT da 780 MW che opera 6.000 ore/anno è pari a 2.330.000 t/anno di CO<sub>2</sub> equivalente, suddivisi come indicato in: funzionamento della centrale 74%, produzione e distribuzione di gas naturale 24,9%, costruzione e smaltimento impianto 0,4%, produzione e distribuzione ammoniacca (sistema SCR) 0,1%.

Secondo quanto riportato nello studio sopra citato, le perdite fuggitive a livello di impianto in una centrale a gas metano a ciclo combinato sono stimabili in 1,4% sul totale utilizzato.

Dato che il fabbisogno di metano nel progetto proposto è di 130.000 Nmc/h e che il numero di ore di funzionamento massimale è calcolato in 8760 ore/anno, la quantità massimale di metano impiegato è pari a 1.138.800.000 Nmc/anno, il che significa che le perdite fuggitive di metano a livello di impianto sono stimabili in 15.943.200 Nmc/anno. Considerato un peso specifico per il metano di 0,667 kg/mc e un potere radiante di 24 volte superiore a quello della CO<sub>2</sub>, l'effetto di queste perdite è paragonabile all'emissione in atmosfera di circa 255.218 ton/anno di CO<sub>2</sub>, alle quali dovrebbero aggiungersi le emissioni fuggitive in fase di trasporto all'impianto e in fase di estrazione, così come sarebbe corretto in un'ottica di Life Cycle Assesment.

**Si richiede per tanto che lo studio di impatto ambientale venga integrato per quanto attiene a questo specifico aspetto.**

- **Osservazione 2.3 carenza valutazione sugli impatti delle emissioni gassose**

A pag. 98 dell'allegato A del SIA si afferma che per quanto riguarda le sostanze considerate ai fini in emissione dalla Centrale "Andrea Palladio" di Fusina "per lo scenario attuale sono il biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), le polveri (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>) ed il monossido di carbonio (CO), mentre per gli scenari di progetto sono gli ossidi di azoto ed il monossido di carbonio".

Si ritiene che sia per lo scenario attuale che per quello di progetto sia stata omessa l'analisi degli impatti per determinati inquinanti e sottovalutata l'analisi per altri.

Una stima delle emissioni inquinanti di un dispositivo a combustione viene fornita dai cosiddetti fattori di emissione. Essi danno, per una data sorgente, un valore di peso di inquinante per unità di energia prodotta

Nello studio P.L. Spath, M.K. Mann, Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined Cycle Power Generation System. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, TP570-27715, 2000 viene preso in esame il rilascio di inquinanti nell'ambiente di una centrale CCGT nel corso del suo intero ciclo di vita, valutato in 32 anni ed è ad un caso modello di centrale da 780 MWe, dunque paragonabile alla centrale in progetto proposta da Enel.

Secondo questo studio gli inquinanti emessi in ton/anno sono i seguenti:

- CO<sub>2</sub> 1.730.000
- NO<sub>x</sub> 444
- PM<sub>10</sub> 290
- SO<sub>x</sub> 9
- CH<sub>4</sub> 205
- CO 126
- Altri idrocarburi 47
- Formaldeide CH<sub>2</sub>O 42
- NH<sub>3</sub> 98

E' evidente che per un confronto corretto tra i valori di emissione dichiarati da Enel e quelli riportati nello studio sarebbe necessario comparare anche il tipo di tecnologie installate, in particolare per quanto riguarda gli NO<sub>x</sub> (il caso esaminato negli USA prevede un sistema SCR per l'abbattimento degli NO<sub>x</sub>). In ogni caso alcune considerazioni di merito appaiono incontestabili:

- Gli inquinanti emessi non sono solo CO, NH<sub>3</sub>, e NO<sub>x</sub> perché infatti anche in una turbogas CCGT si verifica una certa produzione di SO<sub>x</sub>, PTS, idrocarburi vari, formaldeide;
- Tra gli altri inquinanti non dichiarati va sottolineato in primo luogo il particolato (polveri fini). Esso viene oggi considerato il maggiore pericolo per la salute umana, nella famiglia dei più comuni inquinanti [10]. Il particolato di piccole dimensioni viene comunemente indicato come PM<sub>10</sub>, ovvero polveri fini di diametro inferiore ai 10 micrometri, anche se vi è crescente preoccupazione per il PM<sub>2,5</sub> (2,5 μm), più difficile da monitorare ma più penetrante lungo le vie respiratorie [11]. La composizione chimica del particolato varia molto a seconda della sorgente di produzione. In generale si può dire che esso contiene una parte organica (per esempio idrocarburi di varia origine) ed una parte inorganica (per esempio nitrati e solfati di metalli leggeri e pesanti). A questo proposito è opportuno sottolineare che la combustione del gas naturale comporta l'emissione in atmosfera di metalli pesanti (principalmente zinco, bario, vanadio, nichel, cromo, cadmio, piombo, mercurio). Tali quantità sono certamente molto più basse che nella combustione del carbone e dell'olio combustibile, ma possono difficilmente considerarsi trascurabili quando la quantità di materia prima che viene bruciata è dell'ordine del miliardo di metri cubi/anno come nel caso in questione;

- Per quanto riguarda l'inquinante NH<sub>3</sub> è noto come questo in atmosfera reagisca con acido solforico e acido nitrico per formare solfato di ammonio (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> ed il nitrato di ammonio NH<sub>4</sub>NO<sub>3</sub> che vanno a costituire una elevata percentuale di particolato ultrafine (PM<sub>2,5</sub>) di origine secondaria. Di conseguenza l'affermazione contenuta nello Studio di Impatto Ambientale e nell'allegato A secondo la quale le polveri sottili sarebbero azzerate è priva di fondamento scientifico. **Si ritiene che nello specifico per questo tipo di inquinanti il SIA e anche la Valutazione di Impatto Sanitario debbano necessariamente essere approfonditi e aggiornati, visto e considerato che nel contesto della pianura Padana e nello specifico nell'area veneta e veneziana l'inquinamento da polveri sottili è particolarmente grave già allo stato attuale.**

Inoltre, al fine di effettuare una completa valutazione delle emissioni di una centrale Ngcc occorre considerare il suo intero ciclo di vita, dall'apertura del cantiere sino alla completa dismissione. Nello studio sopra citato, le ricercatrici del Nrel/Doe affermano che *"non considerando un'analisi sull'intero ciclo di vita nell'esame degli effetti ambientali di una centrale Ngcc, l'ammontare totale delle emissioni in atmosfera risulterebbe severamente sottostimato"*. In questo studio si sono considerati 2 anni per la costruzione dell'impianto e 30 anni di attività, per un periodo complessivo di 32 anni. A pieno regime la centrale opera per l'80% del tempo pari a circa 7.000 ore/anno ed ha un'efficienza di produzione di energia elettrica media del 48,8% sui 30 anni di attività. Si è infine considerato che la centrale si colleghi ad un gasdotto preesistente lungo 4.000 km, al fine di valutare la porzione di materiale del gasdotto "assegnabile" alla centrale in questione. Tale lunghezza è dell'ordine di grandezza dei gasdotti che collegano l'Italia ai suoi principali paesi fornitori, Algeria (2.400 km) e Russia (>4.000 km). La stima dell'impatto delle emissioni in atmosfera (in t/anno) di una centrale da 780 MW nell'arco dell'intero ciclo di vita è riportato nella tabella seguente:

- CO<sub>2</sub> 2.050.000
- NO<sub>x</sub> 2700
- PTS 620
- SO<sub>x</sub> 1500
- CH<sub>4</sub> 13.000
- CO 1350
- Benzene 300
- Altri idrocarburi 2900
- Formaldeide CH<sub>2</sub>O 42
- NH<sub>3</sub> 98

I dati tengono conto non solo dell'attività di produzione di energia elettrica della centrale ma anche di tutta l'energia necessaria per i processi che occorrono a monte (estrazione e pompaggio del gas naturale e costruzione della centrale) e a valle (smantellamento dell'impianto). Questo approccio (Life Cycle Assessment) è codificato a livello internazionale dalla certificazione ambientale Iso 14000.

È opportuno notare come il dato relativo al metano, dovuta ai processi di estrazione e trasporto, che comportano notevoli perdite sia particolarmente elevato rispetto alla emissione a livello di impianto

Anche le quantità di altri inquinanti sono considerevoli rispetto come per esempio SO<sub>x</sub>, CO, particolato ed altri idrocarburi. Questo è legato al fatto che i consumi di energia elettrica per la costruzione e la dismissione sono basati su un sistema (Stati Uniti) che utilizza principalmente centrali a carbone (molto inquinanti) e nucleari (emissioni zero). In Italia il sistema elettrico è principalmente basato su centrali ad olio combustibile e a carbone. È quindi ragionevole assumere che il contributo di emissioni dovute all'uso di energia elettrica per le opere al contorno della centrale non sia molto dissimile in Italia e negli Usa. Va notato che l'impatto totale delle emissioni di una centrale Ngcc, va suddiviso tra effetti locali (immediate vicinanze), regionali (regione interessata) e globali (scala planetaria).

Su questi ultimi vanno caricati essenzialmente tre effetti: cambiamento climatico, produzione di precursori per la distruzione di ozono stratosferico, impoverimento di risorse non rinnovabili. Gli effetti dell'inquinamento chimico primario e secondario sono essenzialmente di tipo locale e regionale. Dalla realizzazione alla dismissione, la resa energetica complessiva di un sistema Ngcc è del 40%. In altre parole per 100 unità di energia fossile consumata, 40 unità vengono convertite in elettricità, al netto di tutti i consumi energetici di contorno e dei limiti termodinamici intrinseci correlati alla trasformazione dell'energia.

#### - **Osservazione 2.3 in merito alla valutazione delle alternative**

L'allegato VII punto 2 alla parte II del D.lgs 152/2006 prevede che lo Studio di Impatto Ambientale comprenda una descrizione delle principali alternative ragionevoli del progetto (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, quelle relative alla concezione del progetto, alla tecnologia, all'ubicazione, alle dimensioni e alla portata) prese in esame dal proponente, compresa l'alternativa zero, adeguate al progetto proposto e alle sue caratteristiche specifiche, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto il profilo dell'impatto ambientale, con una descrizione delle alternative prese in esame e loro comparazione con il progetto presentato.

Si osserva che nella Relazione SIA la valutazione delle alternative è stata sviluppata in modo generico, superficiale e discutibile.

Ad esempio le motivazioni della scelta progettuale sotto il profilo dell'impatto ambientale non sono sostanziate da dati che ne comprovino l'effettiva efficacia, e inoltre manca una reale comparazione con l'alternativa 0. A questo proposito si rimanda a quanto già espresso nelle osservazioni 1.4 e 1.5 circa la reale necessità di nuove centrali a turbogas nel territorio italiano al fine di garantire l'efficienza e la sicurezza del sistema elettrico italiano, anche in relazione agli obiettivi del PNIEC in termini di aumento dell'efficienza energetica e aumento della produzione da FER, oltre che in relazione all'obiettivo europeo della neutralità climatica al 2050.

Per quanto riguarda le alternative tecnologiche manca qualsiasi confronto con soluzioni che prevedano l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili (FER) abbinate a sistemi di accumulo, ovvero con centrali ad idrogeno alimentate da FER.

Si ritiene che questa parte dello studio di impatto ambientale sia molto carente e che il confronto con una ipotesi alternativa come sopra descritta sia necessario ai fini di una corretta valutazione di impatto ambientale.

- **Osservazione 2.4 in merito alla valutazione degli impatti cumulativi con altre opere e impianti esistenti, in fase di realizzazione o di progetto**

In merito alla valutazione degli impatti ambientali la Relazione SIA, tenuto conto di quanto richiesto dalla normativa e nello specifico dal D.lgs 152/2006 allegato VII parte II, si osserva come sia completamente assente una valutazione degli effetti al cumulo con gli effetti derivanti da altri progetti esistenti e/o approvati, tenendo conto di eventuali criticità ambientali esistenti, relative all'uso delle risorse naturali e/o ad aree di particolare sensibilità ambientale suscettibili di risentire degli effetti derivanti dal progetto.

Si tenga in considerazione che l'impianto in progetto va ad inserirsi in contesto industriale particolarmente inquinato (SIN di Porto Marghera) dove sussistono altre attività industriali di notevole impatto come ad esempio: Raffineria ENI e altre attività petrolifere, cantiere navale di Fincantieri, impianti di trattamento rifiuti di Veritas spa, centrale termoelettrica Edison, attività logistiche. A ciò si aggiunga che il territorio metropolitano di Venezia è condizionato dalla presenza di grandi infrastrutture come ad esempio: autostrada A4, Passante di Mestre, autostrada A28, SS 309 Romea, aeroporto di Venezia, porto navale e crocieristico di Venezia.

Per quanto riguarda i progetti in fase di realizzazione o di autorizzazione situati nei pressi della centrale Enel di Fusina si citano i seguenti:

- Centrale termoelettrica di Marghera Levante – rifacimento con miglioramento ambientale: si tratta di una centrale a turbogas della potenza di 1.262 MWt e 775 MWe sulla quale è già stato espresso parere favorevole con prescrizioni dalla Commissione Tecnica nazionale per la verifica dell'impatto ambientale VIA-VAS (Parere nr. 2745 del 08/05/2018);
- Deposito costiero di GNL a Marghera: il progetto prevede la realizzazione di un deposito di stoccaggio di GNL a Marghera costituito da 1 serbatoio della capacità complessiva di 32.000 m<sup>3</sup> e delle aree di accosto per l'approvvigionamento e la distribuzione di gas tramite navi gasiere di piccola e media taglia. Parere favorevole della CTVIA del 01/05/2019 nr. 3019;
- Polo impiantistico di Fusina per la gestione dei rifiuti – progetto di aggiornamento tecnologico: il progetto prevede il potenziamento di un impianto di trattamento meccanico biologico del rifiuto residuo finalizzato alla produzione di CSS e la realizzazione di 3 linee di incenerimento di rifiuti (CSS, rifiuti legnosi, fanghi di depurazione civile e percolati di discarica essiccati) per una potenza complessiva di 67,9 MWt. Attualmente in fase di autorizzazione unica regionale presso la regione Veneto ai sensi dell'art. 27-bis del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii.;

- Progetto definitivo del collegamento ferroviario con aeroporto di Venezia: bretella ferroviaria da Mestre a Tessera proposto da RFI e in fase di valutazione a livello regionale;
- Eni Progetto Italia - Impianto fotovoltaico Porto Marghera Lotto 12 - Ex Ausidet (3,1 MWp) - Comune di localizzazione: Venezia (VE): in fase di autorizzazione regionale;

**Si richiede per tanto che il SIA venga adeguatamente aggiornato anche per quanto riguarda l'effetto cumulativo degli impatti ambientali causati da infrastrutture o impianti esistenti o in progetto.**

**Osservazione 2.5 in merito a rischi da incidente rilevante**

Nel cap. 2.6.5 del SIA si sostiene che l'impianto non è soggetto a quanto previsto dalle norme del D.lgs 105/2015. Non si tiene però in considerazione che nell'area di Porto Marghera esistono diversi impianti a rischio di incidente rilevante. Inoltre manca completamente una descrizione dei previsti impatti ambientali significativi e negativi del progetto, derivanti dalla vulnerabilità del progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità che sono pertinenti per il progetto in questione.

**Osservazione 2.6 in merito alla vulnerabilità dell'impianto ai cambiamenti climatici**

La valutazione della vulnerabilità del progetto ai cambiamenti climatici è del tutto inconsistente. Si fa cenno al solo rischio idraulico nel cap. 4.2.3.3 del SIA, là dove si afferma che l'area dell'impianto è stata solo parzialmente interessata da fenomeno alluvionale nel 2007. Si omette di dire che in ogni caso l'area di Porto Marghera è soggetta a rischio idraulico. Inoltre per quanto riguarda la possibilità di fenomeni alluvionali causati da alta marea, nel SIA si fa riferimento alla protezione del sistema lagunare del sistema di paratoie mobili MOSE. Non si evidenziano però due questioni importanti:

- Il MOSE non è ancora entrato in funzione, e anzi i continui problemi tecnici dovuti all'usura e ai malfunzionamenti di varie parti della struttura sono all'ordine del giorno, tanto che in molti esperti dubitano sulla possibilità che il sistema entri davvero in funzione. Qualora dovesse entrare in funzione permangono comunque dubbi sulla tenuta del sistema in determinate condizioni meteo marine;
- Il sistema MOSE è progettato per salvaguardare Venezia e la sua Laguna fino ad un innalzamento del livello medio del mare di +60cm rispetto ai livelli attuali. Nel Report 1.5° redatto dall'IPCC nel 2018 si prevede che con un aumento medio della temperatura terrestre di +1,5°C rispetto ai livelli preindustriali, il livello del mare potrà aumentare (rispetto al periodo 1986-2005) da 0,26 a 0,77 metri entro il 2100 per un riscaldamento globale di 1,5°C, ovvero 0,1 metri (0,04-0,16 metri) in meno rispetto a un riscaldamento globale di 2°C.

Inoltre per quanto riguarda la possibilità di eventi climatici estremi non è stata considerata la possibilità che l'impianto venga investito da trombe d'aria. La laguna di

Venezia è da sempre soggetta al verificarsi di trombe d'aria provenienti dall'entroterra o di trombe marine provenienti dal mare, o comunque a tempeste improvvise e di forte intensità. Negli ultimi 15 anni questi fenomeni sono aumentati per frequenza ed intensità. Si ricordano qui le trombe d'aria di magnitudo F. 3-4 del 1970 e del 2015, nonché la forte depressione ciclonica che ha provocato la marea eccezionale nel novembre 2019.

Si ritiene che l'impianto proposto nel progetto, per dimensioni, tipologia e localizzazione debba essere sottoposto ad un'attenta valutazione rispetto alla vulnerabilità ai cambiamenti climatici.

**- Osservazione 2.7 in merito alla mancata valutazione degli impatti derivanti dalla dismissione dell'impianto a fine vita**

Nel Cap. 3.8 del SIA si fa cenno alla dismissione dell'impianto rimandando però a future strategie non meglio precisate. Si rammenta che la valutazione degli impatti derivati dalla dismissione dell'impianto a fine vita è un obbligo di legge previsto dall'art. 237 octies comma 10 del D.lgs 152/2006; la norma prevede che la dismissione debba avvenire nelle condizioni di massima sicurezza e deve prevedere la bonifica e il ripristino del sito ai sensi della normativa vigente.

Inoltre nel SIA manca completamente una valutazione degli impatti derivati dalla dismissione dei gruppi a carbone esistenti. Anzi su questo punto non vi è per nulla chiarezza di intenti perché dalla lettura della documentazione tecnica non sembra sia prevista la demolizione dei gruppi FS1-FS2-FS3-FS4-FS5. Di fatto il loro mantenimento costituisce una sorta di "riserva fredda" in contraddizione con il piano di "decarboning" anche inteso nella sua accezione limitata alla sola dismissione delle centrali a carbone e non al totale abbandono dei combustibili fossili.

Si ritiene che i progetti di dismissione e bonifica degli impianti esistenti e di quelli futuri, compresa la valutazione degli impatti derivati da queste operazioni, debbano necessariamente essere integrati nel SIA ai fini di una corretta e completa procedura di valutazione di impatto ambientale.

**- Osservazione 2.8 in merito alla non completa applicazione delle BAT**

L'allegato 14 allo studio di impatto ambientale confronta le prestazioni della Centrale in relazione alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione (Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442). Si ritiene che le BAT non siano state adeguatamente rispettate in particolare per i seguenti punti:

- BAT 1 Sistemi di gestione ambientale: Enel dichiara di adottare il sistema di gestione ambientale ISO 14001, nonché la certificazione EMAS. Entrambe prevedono una valutazione complessiva degli impatti derivati dall'impianto e dalle modalità di gestione adottando un approccio LCA. Ma dalla documentazione tecnica presentata e da quanto dichiarato nell'allegato 14 non vi è alcuna evidenza che Enel abbia adottato tutte le misure necessarie al rispetto del punto:
  - viii) attenzione agli impatti ambientali dovuti a un eventuale smantellamento dell'installazione in fase di progettazione di un nuovo impianto, e durante

l'intero ciclo di vita, in particolare: a) evitare le strutture sotterranee b) integrare elementi che facilitino lo smantellamento c) scegliere finiture superficiali che siano facili da decontaminare d) usare per le apparecchiature una configurazione che riduca al minimo l'intrappolamento delle sostanze chimiche e ne faciliti l'evacuazione per drenaggio o pulizia e) progettare attrezzature flessibili e autonome che consentano una chiusura progressiva f) usare materiali biodegradabili e riciclabili in tutti i casi possibili;

- BAT 10 Nella risposta di Enel si fa cenno agli elevati standard di progettazione dell'impianto, ma non fornisce alcuna indicazione per quanto riguarda i seguenti punti indicati dalla BAT: a) elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi; b) rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive; c) valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali (ad esempio, frequenza degli eventi, durata, quantificazione/stima delle emissioni) ed eventuale attuazione di azioni correttive;
- BAT 16 Gestione dei rifiuti: la risposta di Enel sembra riferirsi principalmente alla fase di gestione, mentre la BAT si riferisce all'intero ciclo di vita dell'impianto. In particolare per quanto riguarda la tecniche *b) preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti; e c) riciclaggio dei rifiuti* manca completamente un approfondimento per quanto riguarda la fase di dismissione dell'impianto esistente e di quello futuro;

Venezia 15 luglio 2020

Per il Comitato Opzione Zero  
Il Presidente  
Dott. Mattia Doandel

Per l'Assemblea permanente contro  
il rischio chimico di Marghera  
Il Presidente  
Roberto Trevisan