

Modulo per la presentazione delle osservazioni per i piani/programmi/progetti sottoposti a procedimenti di valutazione ambientale di competenza statale

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.

(Barrare la casella di interesse)

II/La Sottoscritto/a Re:common APS

(Nel caso di persona fisica, in forma singola o associata)

II/La Sottoscritto/a Luca Manes

in qualità di legale rappresentante della Pubblica Amministrazione/Ente/Società/Associazione

(Nel caso di persona giuridica - società, ente, associazione, altro)

PRESENTA

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

- Piano/Programma, sotto indicato
 Progetto, sotto indicato.

(Barrare la casella di interesse)

Progetto di modifica della Centrale Termoelettrica di Monfalcone (GO)

(inserire la denominazione completa del piano/programma (procedure di VAS) o del progetto (procedure di VIA, Verifica di Assoggettabilità a VIA)

OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI

(Barrare le caselle di interesse; è possibile selezionare più caselle):

- 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 (specificare) _____

ASPETTI AMBIENTALI OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI

(Barrare le caselle di interesse; è possibile selezionare più caselle):

- Atmosfera
 Ambiente idrico
 Suolo e sottosuolo
 Rumore, vibrazioni, radiazioni
 Biodiversità (vegetazione, flora, fauna, ecosistemi)

- Salute pubblica
 - Beni culturali e paesaggio
 - Monitoraggio ambientale
 - Altro (*specificare*) _____
-

TESTO DELL' OSSERVAZIONE

Progetto di modifica della Centrale Termoelettrica di Monfalcone (GO)

Le presenti osservazioni constano di un contributo preparato da un consulente del WWF Italia e un ricercatore presso il CNR per l'associazione Uniti per la Salute nel gennaio 2021. Con il consenso degli autori e delle organizzazioni della società civile ReCommon li fa propri e li trasmette come osservazioni inerenti la dubbia giustificazione del progetto di modifica della Centrale termoelettrica di Monfalcone da carbone a gas.

Politiche energetiche in Italia in connessione al nuovo progetto di modifica della centrale elettrica di Monfalcone. Breve analisi dell'abnorme, ingiustificato e rischioso ruolo del gas (M.Varriale – consulente energetico WWF Italia)

Le politiche energetiche nazionali, che dovrebbero puntare ad avviare un completo processo di decarbonizzazione ¹ dell'intero sistema energetico, ossia il passaggio dalle fonti fossili (petrolio, carbone e gas) a quelle rinnovabili (FER), affiancate da adeguati e diversificati sistemi di accumulo, da reti intelligenti, dal miglioramento diffuso dell'efficienza energetica, al fine di contrastare i cambiamenti climatici in atto, anche coerentemente con quanto stabilito dall'Accordo di Parigi ², di fatto vedono ancora oggi un ruolo preponderante del gas naturale a cui, in qualche modo, è attribuito una sorta di improprio compito di “combustibile di transizione” con argomentazioni che vanno dalla necessità di garantire adeguate condizioni di sicurezza della rete elettrica alle decantate minori emissioni di gas ad effetto serra rispetto a combustibili quali il carbone.

Occorre al riguardo sgombrare immediatamente il campo da possibili equivoci circa il fatto che il gas naturale possa fornire un reale contributo al contrasto ai cambiamenti climatici. Il gas naturale (prevalentemente CH₄) è, infatti, un combustibile fossile che nel solo processo di

¹ Si rammenta come il termine “decarbonizzazione” dal punto di vista tecnico non faccia riferimento alla mera chiusura degli impianti a carbone ma, piuttosto, alla riduzione delle emissioni di carbonio causate da tutti i combustibili fossili, tra cui figura, appunto, anche il gas.

² UNFCCC. The Paris Agreement. December 2015

combustione libera oltre 330 gCO₂/kWh³, e si tratta delle migliori performance conseguite solo dai più moderni impianti a ciclo combinato (CCGT - Combined Cycle Gas Turbines) in funzionamento ottimale. Nella pratica i valori di emissione tendono però ad essere anche sensibilmente più alti e questo avviene in maniera fortemente correlata con il regime di funzionamento stesso dell'impianto che può ridurre sensibilmente le performance, influenzando non poco sulle emissioni, non solo dei gas ad effetto serra ma ancor di più su gli inquinanti puntuali che hanno ricadute dirette sulla salute delle persone. Se poi, più correttamente, si adottano metodologie LCA o si analizza l'intera filiera e si considerano quindi le fasi pre-combustione (estrazione, trasporto, ecc.) le perdite di CH₄ giocano un ruolo per nulla trascurabile considerato il potenziale di riscaldamento (Global Warming Potential - GWP) nettamente superiore a quello della CO₂: il GWP del CH₄, infatti, sull'orizzonte dei 100 anni è 28-36 volte quello della CO₂, ma se si considera l'orizzonte dei 20 anni è addirittura 84-87 volte quello della CO₂. Si tratta di aspetti ancora spesso pesantemente sottostimati quando si decantano le doti ambientali del gas naturale.

Del resto, anche solo osservando i dati ufficiali ISPRA⁴, riportati nella seguente tabella, si vede chiaramente come in Italia ormai le emissioni di anidride carbonica nella produzione elettrica siano fortemente correlate alla generazione da gas naturale: i 51,9 MtCO₂ del 2019 pesano infatti per oltre il 62% del totale.

Tabella 2.2 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile (Mt CO₂).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019*
Solidi	28.1	20.8	22.4	40.1	35.3	38.9	31.9	28.4	25.2	18,3
Gas naturale	21.0	24.4	48.7	59.1	59.3	40.4	46.4	51.7	47.2	51,9
Gas derivati	6.7	6.4	6.4	11.1	7.8	3.6	4.6	3.7	4.1	4,2
Prodotti petroliferi	70.2	81.4	61.2	31.8	15.0	7.5	6.7	6.3	6.0	5,8
Altri combustibili	0.1	0.2	0.5	1.8	3.0	3.0	3.0	2.9	2.9	2,9
Totale	126,2	133,2	139,2	144,0	120,4	93,4	92,5	93,0	85,4	83,2

* Stime preliminari ISPRA

Anche la seguente figura, sempre tratta dal già citato report ISPRA⁵, fotografa in modo inequivocabile come negli ultimi anni sia stata proprio la generazione da gas quella che ha

³ Miguel Angel Gonzalez-Salazar, Trevor Kirsten, Lubos Prchlik, "Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables" (2017). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 1, February 2018, Pages 1497-1513.

⁴ ISPRA. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Edizione 2020

⁵ ISPRA. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Edizione 2020

assunto il peso principale nelle emissioni di CO₂ nel settore termoelettrico in Italia.

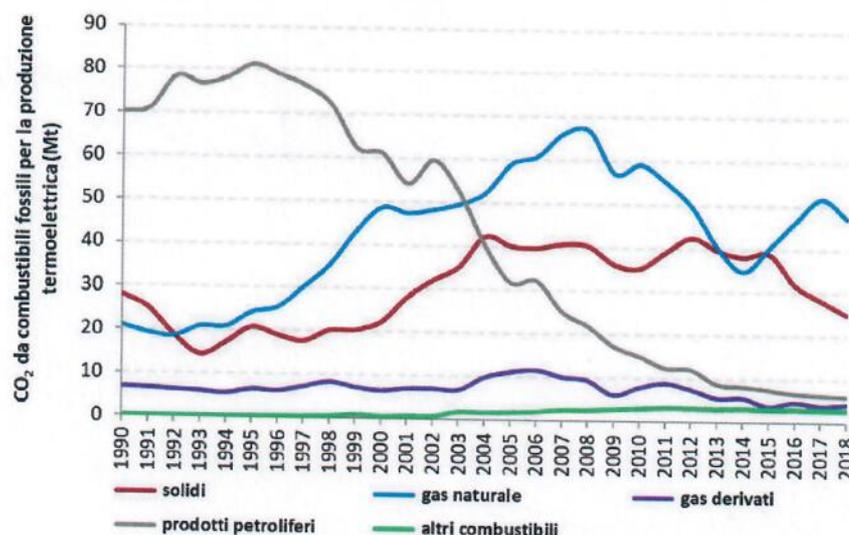


Figura 2.2 – Andamento delle emissioni da produzione elettrica per combustibile.

Quanto qui appena affermato ci evidenzia ancora come il gas (fossile) sia tutt'altro che un combustibile amico del clima, viste le non trascurabili emissioni di gas serra.

Del resto, in ambito scientifico, è ampiamente documentato come il gas naturale non possa essere in nessun modo considerato una soluzione in termini di mitigazione climatica e neanche come combustibile di transizione, soprattutto se questo equivale a investire massicciamente in una nuova infrastrutturazione e impiantistica che non solo non consente di decarbonizzare il settore energetico ma finisce con dirottare ingenti risorse economiche che, con la massima urgenza, dovrebbero essere concentrate su soluzioni realmente green, ossia a emissioni di CO₂eq quasi nulle. A tale proposito, e a solo titolo di esempio, si segnala il report ⁶ pubblicato nell'ambito della CAT Decarbonisation Series - climateactiontracker.org in cui si argomenta perché "GAS IS NOT A LONG-TERM SOLUTION TOWARDS DEEP DECARBONISATION". Questo report ricorda quindi come l'Accordo di Parigi preveda obiettivi climatici di lungo termine che richiedono una completa decarbonizzazione del settore energetico entro il 2050 e sottolinea proprio come nuovi massicci investimenti nel settore gas costituiscano "il maggiore ostacolo per la totale decarbonizzazione del settore elettrico". Del resto, puntare oggi su nuove infrastrutture energetiche impennate sul gas

⁶ New Climate Institute, Ecofys e Climate Analytics. "Foot Off the Gas: increased Reliance on Natural Gas in the Power Sector Risks an Emissions Lock-In". June 2017.

fossile, tra i tempi tecnici legati alle fasi autorizzative e di costruzione e considerando il periodo di vita utile, comporterebbe di ingessare il sistema elettrico impedendone di fatto la completa decarbonizzazione nei tempi richiesti dalla stessa comunità scientifica. Le nuove infrastrutture del gas hanno, infatti, una durata di vita operativa ben più lunga di quella che l'Italia (o l'Europa) può permettersi:

- fino a 30 anni per i nuovi impianti a ciclo combinato a gas
- fino a 80 anni per i grandi gasdotti e i progetti di GNL ⁷

Peraltro, è anche importante rammentare come le attuali politiche energetiche italiane non sembrano tenere adeguatamente conto del fatto che le infrastrutture già esistenti per l'approvvigionamento di gas possono soddisfare la domanda in qualsiasi scenario (anche in caso di rapido phase out dal carbone) e che spesso esista già anche un parco impianti a gas (sia ciclo aperto che chiuso) adeguato a coprire le principali esigenze di rete.

Entrando nei numeri, ricordiamo come l'Italia consuma annualmente circa 75 Gm³ di gas (nel 2019 la domanda di gas naturale è stata pari a 74,5 miliardi di metri cubi ⁸), e che questo valore non dovrebbe comunque sostanzialmente aumentare in futuro, come peraltro previsto dallo stesso PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima). A fronte di questi dati, l'attuale capacità di importazione è pari a circa 130 Gm³/anno (sommando gasdotti e terminali di rigassificazione GNL), quindi più che sufficiente per le esigenze del Paese. Ma già oggi sono in fase di completamento ulteriori infrastrutture quali la TAP (Trans Adriatic Pipeline) che può aggiungere nuova capacità di importazione fino a circa 17 Gm³/anno. E nei desiderata di qualcuno si parla di realizzare anche altre opere (ad es. EastMed Pipeline) tanto faraoniche quanto inutili per il Paese a meno di non voler trasformare la penisola in un hub del gas, che nulla avrebbe a che vedere con il processo di decarbonizzazione ma risponderebbe solo alle logiche industriali/economiche di alcune grandi aziende strettamente legate, in vario modo, al combustibile fossile.

Veniamo quindi alla insostenibile proliferazione di progetti di nuovi impianti a gas (si veda box di seguito), una proliferazione sostenuta solo dal meccanismo del Capacity Market che in Italia assegna ben 75.000 euro per MW installato per anno garantendo una copertura di 15 anni. Si tratta di un meccanismo di remunerazione di lungo termine che, in assenza di una corretta pianificazione che definisca le effettive esigenze su nuova impiantistica realmente

⁷ E3G, "Infrastructure For A Changing Energy System: The Next Generation Of Policies For The European Union" (2017).

⁸ MISE. LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2019 - Giugno 2020

finalizzata a facilitare una rapida transizione dalle fossili alle FER, finisce con il premiare inutili (e dannosi) impianti a gas, ingessando l'intero sistema e producendo anche ingenti *stranded cost* destinati ad essere pagati dai cittadini in bolletta elettrica. Non solo: tutto questo impedisce, al contempo, di decarbonizzare il sistema energetico visto che mentre gli impianti a gas hanno una corsia preferenziale (remunerata con soldi pubblici), le nuove fonti rinnovabili continuano ad essere poco sostenute e, soprattutto, decisamente ostacolate in primis da processi di *permitting*, che definire farraginosi risulta oltremodo riduttivo, ma anche dalla mancanza di linee guida e d'indirizzo realmente efficaci.

Box – lista non esaustiva progetti impianti a gas presentati ⁹

Federico II – Brindisi (Puglia) - ENEL - 1680 MWe

Torrevaldaliga Nord – Civitavecchia (Lazio) - ENEL - 1680 MWe

Spezia (Liguria) – ENEL - 840 MWe

Fusina (Veneto) – ENEL - 840 MWe

Montalto di Castro – ENEL - 600 MWe

Rossano Calabro - ENEL - 300 MWe

Larino (CB) – Molise – ENEL – 300 MWe

Termini Imerese (PA) – ENEL - 300 MWe

Vado Ligure (SV) - Tirreno Power – circa 900 MWe

Torrevaldaliga Sud – Civitavecchia (Lazio) - - Tirreno Power – circa 900 MWe

Brindisi Nord – A2A - 147,44 MWe

Monfalcone (GO) - A2A - 860 MWe

Centrale di Melfi (PZ) - Snowstorm S.r.l. - 92 MWe

Centrale di Termoli (CB) - Snowstorm S.r.l. - 74,8 MWe

Centrale di Melfi (PZ) - Snowstorm S.r.l. - 74 MWe

Centrale termoelettrica nel comune di Nave (BS) - Duferco Sviluppo S.p.A. - 130 MWe

Centrale termoelettrica di Pace del Mela – Messina - Duferco Sviluppo S.p.A. - turbogas da 65 MWe

Cassano D'Adda (Mi) - A2A gencogas - 110 MWe

Bertonico e Turano Lodigiano (LO) – SORGENIA - 330 MWe

I dati citati nel suddetto box ci dicono chiaramente che in Italia sono stati recentemente presentati oltre 10.000 MW di nuovi progetti di impianti a gas. Tutto questo non risponde minimamente alle reali esigenze di sicurezza e adeguatezza della rete elettrica nazionale, come peraltro anche riportato nell'ultimo Rapporto Terna su adeguatezza rete ¹⁰ in cui si

⁹ Fonte: dati tratti dal sito del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare
<https://va.minambiente.it/it-IT>

¹⁰ TERNA - Rapporto adeguatezza Italia 2019

parlerebbe di una necessità di nuova capacità per circa 5,4 GW, come si evince anche dalla sottostante immagine. Si tratta di dati già di per sé ridondanti e, in qualche modo, non adeguatamente argomentati che, comunque, rappresentano solo la metà della potenza dei progetti oggi presentati.

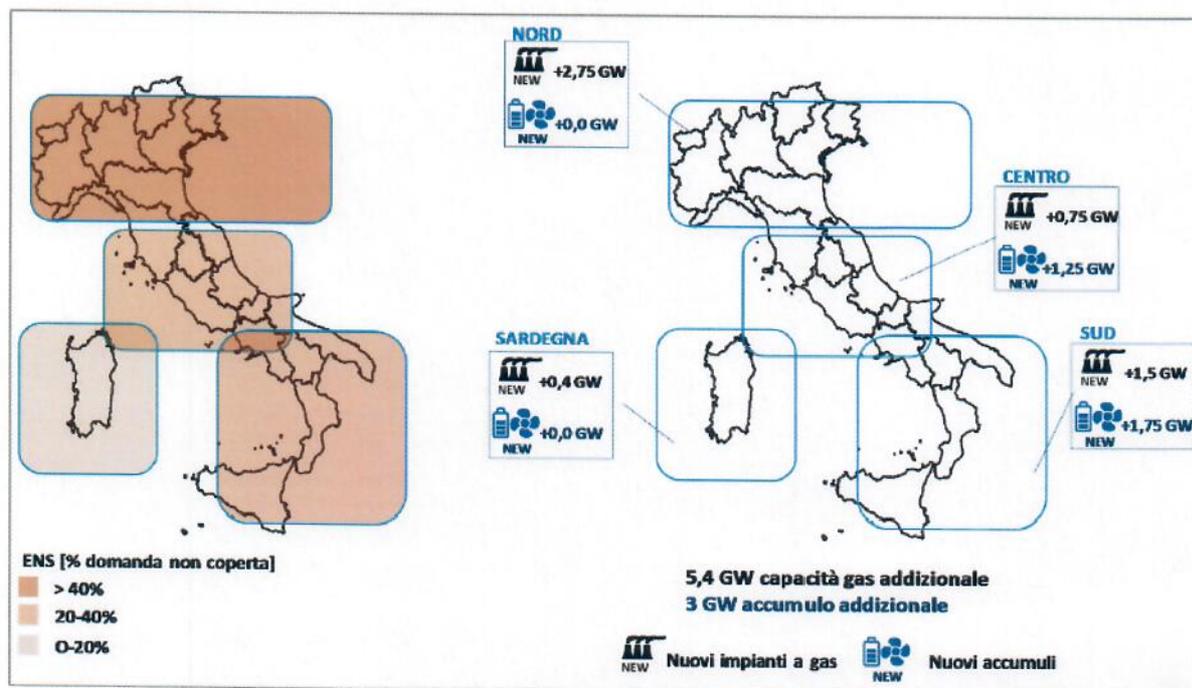


Figura 28 -PNIEC 2025, localizzazione nuova capacità gas e accumuli

Fonte: TERNA - Rapporto adeguatezza Italia 2019

In realtà, per meglio comprendere la discutibilità, ossia la reale utilità, di certi progetti converrà qui analizzare alcuni casi concreti partendo proprio dal caso di Vado Ligure. Stando ai dati di Tirreno Power ¹¹ si vede come l'attuale unità a ciclo combinato (VL5) abbia prodotto 2.519 GWh nel 2018 e solo 1.913 GWh nel 2019. Considerato che stiamo parlando di un impianto da quasi 800 MWe che in normali condizioni di funzionamento potrebbe produrre sui 5.000 GWh/anno, è palesemente evidente come sia negli ultimi anni assolutamente sottoutilizzato. Viene quindi da chiedersi perché affiancare a questo un altro impianto, sempre a ciclo combinato, della potenza di quasi 900 MWe. Se ci fossero esigenze di maggiore produzione di energia al fine di bilanciamento della rete sarebbe sufficiente far funzionare per un numero maggiore di ore l'impianto già oggi esistente. Peraltro, è anche interessante notare come non si spieghi l'idea progettuale di realizzare un altro ciclo combinato, che dovrebbe prioritariamente operare come base load, quando proprio l'impianto esistente non opera in tal modo, per stessa ammissione dell'azienda ¹². Probabilmente senza il meccanismo del

¹¹ Tirreno Power. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019

¹² Tirreno Power. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019

Capacity Market un progetto di impianto da 900 MWe non sarebbe mai stato presentato, considerate le reali necessità di fornitura sul nodo ligure. Del resto, 900 MWe che dovessero accedere al capacity potrebbero far entrare circa 1 miliardo di euro (su 15 anni) a fronte di un investimento iniziale che potremmo stimare in meno di 500 milioni. Ovviamente ai vantaggi fissi riconosciuti dal capacity si andrebbero poi a sommare anche i proventi dell'energia prodotta ed immessa in rete.

Ma questo non è il solo caso, perché anche il "polo" Civitavecchia-Montalto di Castro (nel nord del Lazio) appare altrettanto, se non di più, capace di fornire in modo inequivocabile l'insostenibilità di certi progetti, che trovano unica giustificazione in meccanismi di sostegno economico quali il Capacity. La situazione nel Lazio appare infatti surreale: oltre ad un impianto a ciclo combinato da quasi 1.200 MW di Tirreno Power (Torrevaldaliga Sud) pesantemente sottoutilizzato (circa 1.777 GWh¹³ nel 2019 quando potrebbe produrre magari fino a 7.500 GWh) la stessa azienda ha presentato un nuovo progetto di CCGT da quasi 900 MWe. In più, a breve distanza, ENEL ha presentato un progetto di CCGT da ben 1.680 MWe (che dovrebbe andare a sostituire l'attuale centrale a carbone di Torrevaldaliga Nord da 1.980 MWe) e, sempre ENEL, avrebbe deciso di realizzare anche una centrale a gas da 600 MWe a Montalto di Castro (in un sito che doveva essere dismesso e per cui erano stati presentati progetti di riqualificazione ambientale). In sostanza nel comprensorio Civitavecchia-Montalto di Castro verrebbero ad insistere qualcosa come oltre 4.300 MWe, quando già oggi i due impianti esistenti stanno lavorando molto lontani dal pieno regime. In sostanza non vi sarebbe ragione alcuna in termini di sicurezza o adeguatezza della rete per realizzare tutta questa capacità. Unico vero motivo della presenza di tanti progetti è l'allettante possibilità di accedere agli ingenti fondi del Capacity Market.

E si potrebbero fare ragionamenti sostanzialmente analoghi anche per il sito di Brindisi o per altri siti della penisola.

Si invitano pertanto tutti gli enti preposti (ad iniziare dai Ministeri competenti) a valutare non solo i livelli di compatibilità ambientale del singolo progetto ma a provare a tenere conto della visione di insieme che, in assenza di una adeguata pianificazione energetica (eventuale adeguamento del PNIEC ?), non dovrebbe comunque consentire la nascita di una miriade di progetti di impianti a gas assolutamente antitetici ad un reale processo di decarbonizzazione spinto del sistema energetico.

¹³ Tirreno Power. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019

Emissioni in atmosfera e concentrazioni al suolo (M Cervino – fisico, ricercatore presso il CNR, Istituto di Scienze dell’Atmosfera e del Clima)

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

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

Le CTE a ciclo combinato

- **comportano emissioni primarie: ossidi di azoto, monossido di carbonio, composti organici volatili (COV), biossido di zolfo e particolato¹⁴,**

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

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

- **e formazione di inquinanti secondari:**

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

Emissioni di inquinanti	Problemi potenziali per la AQ
NO _x , CO, SO ₂ , PM, HAPs	Ozono e PM

In merito alla formazione di inquinanti secondari, va rilevato che l’importanza relativa va stimata in relazione ad accurate analisi che dipendono fortemente da fattori locali difficilmente generalizzabili a qualsiasi sito. Purtroppo di ciò difficilmente si tiene in considerazione nelle valutazioni di impatto.

¹⁴ Direct pollutant emissions from natural gas plants include NO_x, CO, VOC, PM, SO₂ and potentially [hazardous air pollutants](#) (HAP) including [formaldehyde](#). Generally, emissions of SO₂ and PM are low, while emissions of NO_x and CO require emissions control including combustion design and SCR.

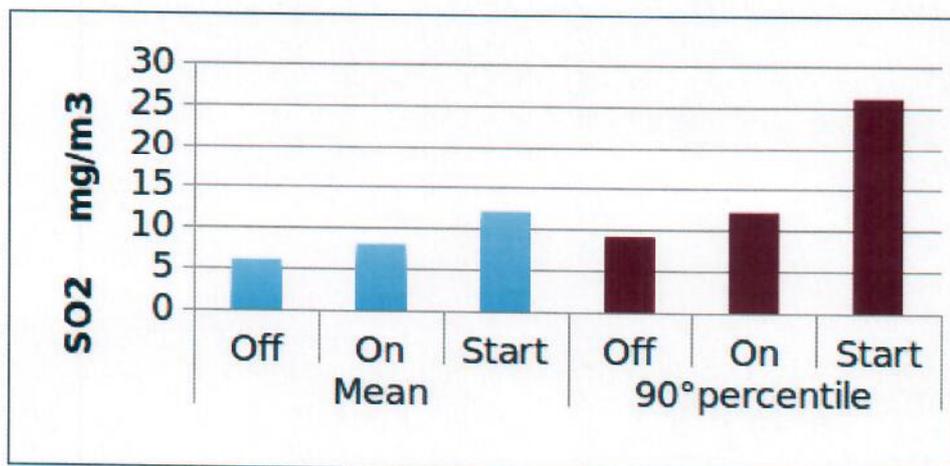
Infine, va sottolineato che “Le emissioni riportate rappresentano generalmente i dati raccolti durante il funzionamento alle condizioni di progetto (ad esempio, superiori all'80% della capacità nominale). Tuttavia, questo potrebbe non essere del tutto rappresentativo del funzionamento del mondo reale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

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

Da uno studio condotto a Brindisi (Mangia et al., 2014a) si osserva un incremento in atmosfera di biossido di zolfo, tracciante delle emissioni in atmosfera della CTE, in corrispondenza di eventi “transitori” di spegnimento/accensione di una CTE a carbone. La centralina di misura sottovento presenta un incremento della concentrazione in aria ambiente nei giorni in cui avvengono transitori, di un fattore attorno o maggiore di 2 rispetto ai valori medi e di 90° percentile calcolati per l'insieme dei giorni di fermo oppure di funzionamento a regime della CTE, a conferma della rilevanza per la qualità dell'aria della frequenza e della variazione delle emissioni durante i transitori.

Elaborazione grafica di tab.4, Mangia et al. (2014). Concentrazioni di SO₂ in atmosfera (□g/m³) a Brindisi (stazione di misura “Mille”, valori medi in un anno -2006- barre in celeste, valore del 90° percentile in un anno barre in magenta) in corrispondenza di venti provenienti dall'area industriale, e secondo lo stato di funzionamento di una centrale termoelettrica a carbone;

Off = CTE SPENTA; **On** = CTE a regime **Start** = CTE in fase di accensione o spegnimento.



Il/La Sottoscritto/a dichiara di essere consapevole che, ai sensi dell'art. 24, comma 7 e dell'art.19 comma 13, del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., le presenti osservazioni e gli eventuali allegati tecnici saranno pubblicati sul Portale delle valutazioni ambientali VAS-VIA del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (www.va.minambiente.it).

Tutti i campi del presente modulo devono essere debitamente compilati. In assenza di completa compilazione del modulo l'Amministrazione si riserva la facoltà di verificare se i dati forniti risultano sufficienti al fine di dare seguito alle successive azioni di competenza.

ELENCO ALLEGATI

Allegato 1 - Dati personali del soggetto che presenta l'osservazione

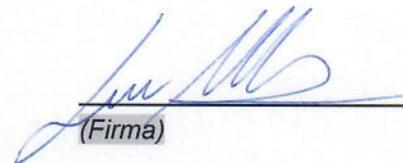
Allegato 2 - Copia del documento di riconoscimento in corso

Allegato 3 - Osservazioni su: Progetto di modifica della Centrale Termoelettrica di Monfalcone (GO) –
Re:common APS

Luogo e data

Roma, 8 Aprile 2021

Il/La dichiarante


(Firma)



Allegato 3

Osservazioni su: Progetto di modifica della Centrale Termoelettrica di Monfalcone (GO)

Le presenti osservazioni constano di un contributo preparato da un consulente del WWF Italia e un ricercatore presso il CNR per l'associazione Uniti per la Salute nel gennaio 2021. Con il consenso degli autori e delle organizzazioni della società civile Re:Common li fa propri e li trasmette come osservazioni inerenti la dubbia giustificazione del progetto di modifica della Centrale termoelettrica di Monfalcone da carbone a gas.

Politiche energetiche in Italia in connessione al nuovo progetto di modifica della centrale elettrica di Monfalcone. Breve analisi dell'abnorme, ingiustificato e rischioso ruolo del gas (M.Varriale – consulente energetico WWF Italia)

Le politiche energetiche nazionali, che dovrebbero puntare ad avviare un completo processo di decarbonizzazione ¹ dell'intero sistema energetico, ossia il passaggio dalle fonti fossili (petrolio, carbone e gas) a quelle rinnovabili (FER), affiancate da adeguati e diversificati sistemi di accumulo, da reti intelligenti, dal miglioramento diffuso dell'efficienza energetica, al fine di contrastare i cambiamenti climatici in atto, anche coerentemente con quanto stabilito dall'Accordo di Parigi ², di fatto vedono ancora oggi un ruolo preponderante del gas naturale a cui, in qualche modo, è attribuito una sorta di improprio compito di “combustibile di transizione” con argomentazioni che vanno dalla necessità di garantire adeguate condizioni di sicurezza della rete elettrica alle decantate minori emissioni di gas ad effetto serra rispetto a combustibili quali il carbone.

Occorre al riguardo sgombrare immediatamente il campo da possibili equivoci circa il fatto che il gas naturale possa fornire un reale contributo al contrasto ai cambiamenti climatici. Il gas naturale (prevalentemente CH₄) è, infatti, un combustibile fossile che nel solo processo di combustione libera oltre 330 gCO₂/kWh ³, e si tratta delle migliori performance conseguite solo dai più moderni impianti a ciclo combinato (CCGT - Combined Cycle Gas Turbines) in funzionamento ottimale. Nella pratica i valori di emissione tendono però ad essere anche sensibilmente più alti e questo avviene in maniera fortemente correlata con il regime di funzionamento stesso dell'impianto che può ridurre sensibilmente le performance, influenzando non poco sulle emissioni, non solo dei gas ad effetto serra ma ancor di più su gli inquinanti puntuali che hanno ricadute dirette sulla salute delle persone. Se poi, più correttamente, si adottano metodologie LCA o si analizza l'intera filiera e si considerano quindi le fasi pre-combustione (estrazione, trasporto, ecc.) le perdite di CH₄ giocano un ruolo per nulla

1 Si rammenta come il termine “decarbonizzazione” dal punto di vista tecnico non faccia riferimento alla mera chiusura degli impianti a carbone ma, piuttosto, alla riduzione delle emissioni di carbonio causate da tutti i combustibili fossili, tra cui figura, appunto, anche il gas.

2 UNFCCC. The Paris Agreement. December 2015

3 Miguel Angel Gonzalez-Salazar, Trevor Kirsten, Lubos Prchlik, “*Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables*” (2017). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 1, February 2018, Pages 1497-1513.

trascurabile considerato il potenziale di riscaldamento (Global Warming Potential - GWP) nettamente superiore a quello della CO₂: il GWP del CH₄, infatti, sull'orizzonte dei 100 anni è 28-36 volte quello della CO₂, ma se si considera l'orizzonte dei 20 anni è addirittura 84-87 volte quello della CO₂. Si tratta di aspetti ancora spesso pesantemente sottostimati quando si decantano le doti ambientali del gas naturale.

Del resto, anche solo osservando i dati ufficiali ISPRA ⁴, riportati nella seguente tabella, si vede chiaramente come in Italia ormai le emissioni di anidride carbonica nella produzione elettrica siano fortemente correlate alla generazione da gas naturale: i 51,9 MtCO₂ del 2019 pesano infatti per oltre il 62% del totale.

Tabella 2.2 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile (Mt CO₂).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,1	35,3	38,9	31,9	28,4	25,2	18,3
Gas naturale	21,0	24,4	48,7	59,1	59,3	40,4	46,4	51,7	47,2	51,9
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,1	7,8	3,6	4,6	3,7	4,1	4,2
Prodotti petroliferi	70,2	81,4	61,2	31,8	15,0	7,5	6,7	6,3	6,0	5,8
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	1,8	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9
Totale	126,2	133,2	139,2	144,0	120,4	93,4	92,5	93,0	85,4	83,2

* Stime preliminari ISPRA

Anche la seguente figura, sempre tratta dal già citato report ISPRA ⁵, fotografa in modo inequivocabile come negli ultimi anni sia stata proprio la generazione da gas quella che ha assunto il peso principale nelle emissioni di CO₂ nel settore termoelettrico in Italia.

4 ISPRA. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Edizione 2020

5 ISPRA. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Edizione 2020

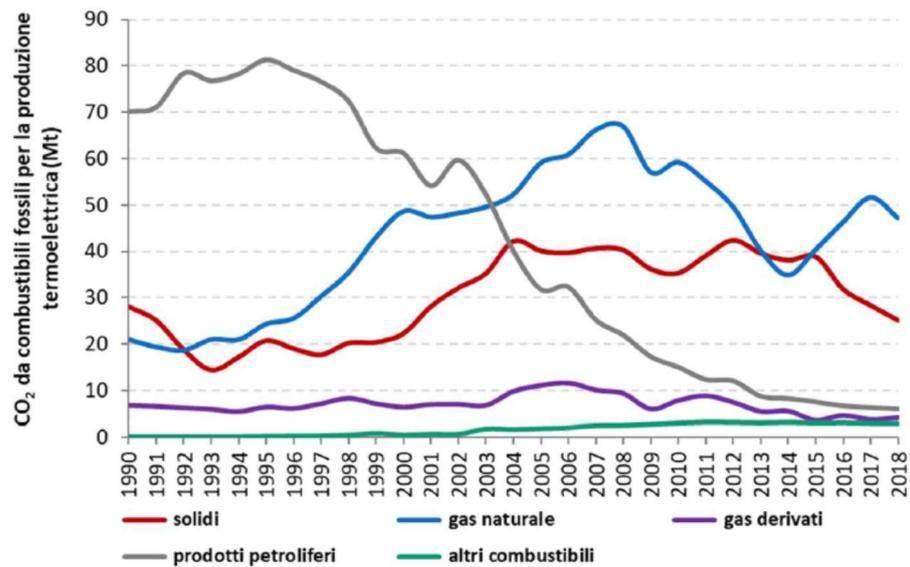


Figura 2.2 – Andamento delle emissioni da produzione elettrica per combustibile.

Quanto qui appena affermato ci evidenzia ancora come il gas (fossile) sia tutt'altro che un combustibile amico del clima, viste le non trascurabili emissioni di gas serra.

Del resto, in ambito scientifico, è ampiamente documentato come il gas naturale non possa essere in nessun modo considerato una soluzione in termini di mitigazione climatica e neanche come combustibile di transizione, soprattutto se questo equivale a investire massicciamente in una nuova infrastrutturazione e impiantistica che non solo non consente di decarbonizzare il settore energetico ma finisce con dirottare ingenti risorse economiche che, con la massima urgenza, dovrebbero essere concentrate su soluzioni realmente green, ossia a emissioni di CO_{2eq} quasi nulle. A tale proposito, e a solo titolo di esempio, si segnala il report ⁶ pubblicato nell'ambito della CAT Decarbonisation Series - climateactiontracker.org in cui si argomenta perché "GAS IS NOT A LONG-TERM SOLUTION TOWARDS DEEP DECARBONISATION". Questo report ricorda quindi come l'Accordo di Parigi preveda obiettivi climatici di lungo termine che richiedono una completa decarbonizzazione del settore energetico entro il 2050 e sottolinea proprio come nuovi massicci investimenti nel settore gas costituiscano "il maggiore ostacolo per la totale decarbonizzazione del settore elettrico". Del resto, puntare oggi su nuove infrastrutture energetiche imperniata sul gas fossile, tra i tempi tecnici legati

6 New Climate Institute, Ecofys e Climate Analytics. "Foot Off the Gas: increased Reliance on Natural Gas in the Power Sector Risks an Emissions Lock-In". June 2017.

alle fasi autorizzative e di costruzione e considerando il periodo di vita utile, comporterebbe di ingessare il sistema elettrico impedendone di fatto la completa decarbonizzazione nei tempi richiesti dalla stessa comunità scientifica. Le nuove infrastrutture del gas hanno, infatti, una durata di vita operativa ben più lunga di quella che l'Italia (o l'Europa) può permettersi:

- fino a 30 anni per i nuovi impianti a ciclo combinato a gas
- fino a 80 anni per i grandi gasdotti e i progetti di GNL ⁷

Peraltro, è anche importante rammentare come le attuali politiche energetiche italiane non sembrano tenere adeguatamente conto del fatto che le infrastrutture già esistenti per l'approvvigionamento di gas possono soddisfare la domanda in qualsiasi scenario (anche in caso di rapido phase out dal carbone) e che spesso esista già anche un parco impianti a gas (sia ciclo aperto che chiuso) adeguato a coprire le principali esigenze di rete.

Entrando nei numeri, ricordiamo come l'Italia consuma annualmente circa 75 Gm³ di gas (nel 2019 la domanda di gas naturale è stata pari a 74,5 miliardi di metri cubi ⁸), e che questo valore non dovrebbe comunque sostanzialmente aumentare in futuro, come peraltro previsto dallo stesso PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima). A fronte di questi dati, l'attuale capacità di importazione è pari a circa 130 Gm³/anno (sommando gasdotti e terminali di rigassificazione GNL), quindi più che sufficiente per le esigenze del Paese. Ma già oggi sono in fase di completamento ulteriori infrastrutture quali la TAP (Trans Adriatic Pipeline) che può aggiungere nuova capacità di importazione fino circa 17 Gm³/anno. E nei desiderata di qualcuno si parla di realizzare anche altre opere (ad es. EastMed Pipeline) tanto faraoniche quanto inutili per il Paese a meno di non voler trasformare la penisola in un hub del gas, che nulla avrebbe a che vedere con il processo di decarbonizzazione ma risponderebbe solo alle logiche industriali/economiche di alcune grandi aziende strettamente legate, in vario modo, al combustibile fossile.

Veniamo quindi alla insostenibile proliferazione di progetti di nuovi impianti a gas (si veda box di seguito), una proliferazione sostenuta solo dal meccanismo del Capacity Market che in Italia assegna ben 75.000 euro per MW installato per anno garantendo una copertura di 15 anni. Si tratta di un meccanismo di remunerazione di lungo termine che, in assenza di una corretta pianificazione che definisca le effettive esigenze su nuova impiantistica realmente finalizzata a facilitare una rapida

7 E3G, *“Infrastructure For A Changing Energy System: The Next Generation Of Policies For The European Union”* (2017).

8 MISE. LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2019 - Giugno 2020

transizione dalle fossili alle FER, finisce con il premiare inutili (e dannosi) impianti a gas, ingessando l'intero sistema e producendo anche ingenti *stranded cost* destinati ad essere pagati dai cittadini in bolletta elettrica. Non solo: tutto questo impedisce, al contempo, di decarbonizzare il sistema energetico visto che mentre gli impianti a gas hanno una corsia preferenziale (remunerata con soldi pubblici), le nuove fonti rinnovabili continuano ad essere poco sostenute e, soprattutto, decisamente ostacolate in primis da processi di *permitting*, che definire farraginosi risulta oltremodo riduttivo, ma anche dalla mancanza di linee guida e d'indirizzo realmente efficaci.

Box – lista non esaustiva progetti impianti a gas presentati ⁹

Federico II – Brindisi (Puglia) - ENEL - 1680 MWe

Torrevaldaliga Nord – Civitavecchia (Lazio) - ENEL - 1680 MWe

Spezia (Liguria) – ENEL - 840 MWe

Fusina (Veneto) – ENEL - 840 MWe

Montalto di Castro – ENEL - 600 MWe

Rossano Calabro - ENEL - 300 MWe

Larino (CB) – Molise – ENEL – 300 MWe

Termini Imerese (PA) – ENEL - 300 MWe

Vado Ligure (SV) - Tirreno Power – circa 900 MWe

Torrevaldaliga Sud – Civitavecchia (Lazio) - - Tirreno Power – circa 900 MWe

Brindisi Nord – A2A - 147,44 MWe

Monfalcone (GO) - A2A - 860 MWe

Centrale di Melfi (PZ) - Snowstorm S.r.l. - 92 MWe

Centrale di Termoli (CB) - Snowstorm S.r.l. - 74,8 MWe

Centrale di Melfi (PZ) - Snowstorm S.r.l. - 74 MWe

Centrale termoelettrica nel comune di Nave (BS) - Duferco Sviluppo S.p.A. - 130 MWe

Centrale termoelettrica di Pace del Mela – Messina - Duferco Sviluppo S.p.A. - turbogas da 65 MWe

Cassano D'Adda (Mi) - A2A gencogas - 110 MWe

Bertonico e Turano Lodigiano (LO) – SORGENIA - 330 MWe

9 Fonte: dati tratti dal sito del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare

<https://va.minambiente.it/it-IT>

I dati citati nel suddetto box ci dicono chiaramente che in Italia sono stati recentemente presentati oltre 10.000 MW di nuovi progetti di impianti a gas. Tutto questo non risponde minimamente alle reali esigenze di sicurezza e adeguatezza della rete elettrica nazionale, come peraltro anche riportato nell'ultimo Rapporto Terna su adeguatezza rete ¹⁰ in cui si parlerebbe di una necessità di nuova capacità per circa 5,4 GW, come si evince anche dalla sottostante immagine. Si tratta di dati già di per sé ridondanti e, in qualche modo, non adeguatamente argomentati che, comunque, rappresentano solo la metà della potenza dei progetti oggi presentati.

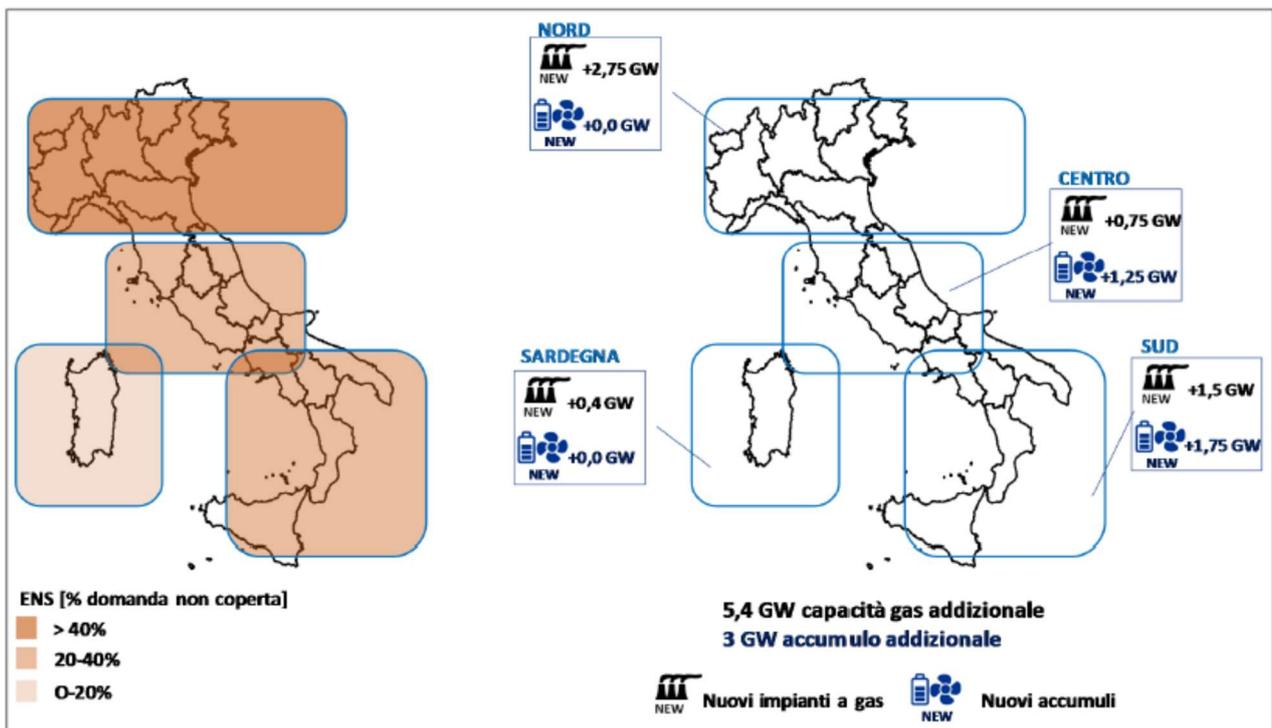


Figura 28 -PNIEC 2025, localizzazione nuova capacità gas e accumuli

Fonte: TERNA - Rapporto adeguatezza Italia 2019

In realtà, per meglio comprendere la discutibilità, ossia la reale utilità, di certi progetti converrà qui analizzare alcuni casi concreti partendo proprio dal caso di Vado Ligure. Stando ai dati di Tirreno Power ¹¹ si vede come l'attuale unità a ciclo combinato (VL5) abbia prodotto 2.519 GWh nel 2018 e solo 1.913 GWh nel 2019. Considerato che stiamo parlando di un impianto da quasi 800 MWe che in normali condizioni di funzionamento potrebbe produrre sui 5.000 GWh/anno, è palesemente evidente come sia negli ultimi anni assolutamente sottoutilizzato. Viene quindi da chiedersi perché affiancare a questo un altro impianto, sempre a ciclo combinato, della potenza di quasi 900 MWe. Se

¹⁰ TERNA - Rapporto adeguatezza Italia 2019

¹¹ Tirreno Power. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019

ci fossero esigenze di maggiore produzione di energia al fine di bilanciamento della rete sarebbe sufficiente far funzionare per un numero maggiore di ore l'impianto già oggi esistente. Peraltro, è anche interessante notare come non si spieghi l'idea progettuale di realizzare un altro ciclo combinato, che dovrebbe prioritariamente operare come base load, quando proprio l'impianto esistente non opera in tal modo, per stessa ammissione dell'azienda ¹². Probabilmente senza il meccanismo del Capacity Market un progetto di impianto da 900 MWe non sarebbe mai stato presentato, considerate le reali necessità di fornitura sul nodo ligure. Del resto, 900 MWe che dovessero accedere al capacity potrebbero far entrare circa 1 miliardo di euro (su 15 anni) a fronte di un investimento iniziale che potremmo stimare in meno di 500 milioni. Ovviamente ai vantaggi fissi riconosciuti dal capacity si andrebbero poi a sommare anche i proventi dell'energia prodotta ed immessa in rete.

Ma questo non è il solo caso, perché anche il "polo" Civitavecchia-Montalto di Castro (nel nord del Lazio) appare altrettanto, se non di più, capace di fornire in modo inequivocabile l'insostenibilità di certi progetti, che trovano unica giustificazione in meccanismi di sostegno economico quali il Capacity. La situazione nel Lazio appare infatti surreale: oltre ad un impianto a ciclo combinato da quasi 1.200 MW di Tirreno Power (Torrevaldaliga Sud) pesantemente sottoutilizzato (circa 1.777 GWh ¹³ nel 2019 quando potrebbe produrre magari fino a 7.500 GWh) la stessa azienda ha presentato un nuovo progetto di CCGT da quasi 900 MWe. In più, a breve distanza, ENEL ha presentato un progetto di CCGT da ben 1.680 MWe (che dovrebbe andare a sostituire l'attuale centrale a carbone di Torrevaldaliga Nord da 1.980 MWe) e, sempre ENEL, avrebbe deciso di realizzare anche una centrale a gas da 600 MWe a Montalto di Castro (in un sito che doveva essere dismesso e per cui erano stati presentati progetti di riqualificazione ambientale). In sostanza nel comprensorio Civitavecchia-Montalto di Castro verrebbero ad insistere qualcosa come oltre 4.300 MWe, quando già oggi i due impianti esistenti stanno lavorando molto lontani dal pieno regime. In sostanza non vi sarebbe ragione alcuna in termini di sicurezza o adeguatezza della rete per realizzare tutta questa capacità. Unico vero motivo della presenza di tanti progetti è l'allettante possibilità di accedere agli ingenti fondi del Capacity Market.

E si potrebbero fare ragionamenti sostanzialmente analoghi anche per il sito di Brindisi o per altri siti della penisola.

12 Tirreno Power. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019

13 Tirreno Power. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019

Si invitano pertanto tutti gli enti preposti (ad iniziare dai Ministeri competenti) a valutare non solo i livelli di compatibilità ambientale del singolo progetto ma a provare a tenere conto della visione di insieme che, in assenza di una adeguata pianificazione energetica (eventuale adeguamento del PNIEC ?), non dovrebbe comunque consentire la nascita di una miriade di progetti di impianti a gas assolutamente antitetici ad un reale processo di decarbonizzazione spinto del sistema energetico.

Emissioni in atmosfera e concentrazioni al suolo (M Cervino – fisico, ricercatore presso il CNR, Istituto di Scienze dell’Atmosfera e del Clima)

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

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

Le CTE a ciclo combinato

- **comportano emissioni primarie: ossidi di azoto, monossido di carbonio, composti organici volatili (COV), biossido di zolfo e particolato¹⁴,**

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

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

- **e formazione di inquinanti secondari:**

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

Emissioni di inquinanti	Problemi potenziali per la AQ
NO _x , CO, SO ₂ , PM, HAPs	Ozono e PM

In merito alla formazione di inquinanti secondari, va rilevato che l’importanza relativa va stimata in relazione ad accurate analisi che dipendono fortemente da fattori locali difficilmente generalizzabili a qualsiasi sito. Purtroppo di ciò difficilmente si tiene in considerazione nelle valutazioni di impatto.

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

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

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

Da uno studio condotto a Brindisi (Mangia et al., 2014a) si osserva un incremento in atmosfera di biossido di zolfo, tracciante delle emissioni in atmosfera della CTE, in corrispondenza di eventi “transitori” di spegnimento/accensione di una CTE a carbone. La centralina di misura sottovento presenta un incremento della concentrazione in aria ambiente nei giorni in cui avvengono transitori, di un fattore attorno o maggiore di 2 rispetto ai valori medi e di 90° percentile calcolati per l'insieme dei giorni di fermo oppure di funzionamento a regime della CTE, a conferma della rilevanza per la qualità dell'aria della frequenza e della variazione delle emissioni durante i transitori.

Elaborazione grafica di tab.4, Mangia et al. (2014). Concentrazioni di SO₂ in atmosfera (□g/m³) a Brindisi (stazione di misura “Mille”, valori medi in un anno -2006- barre in celeste, valore del 90° percentile in un anno barre in magenta) in corrispondenza di venti provenienti dall'area industriale, e secondo lo stato di funzionamento di una centrale termoelettrica a carbone;

Off = CTE SPENTA; **On** = CTE a regime **Start** = CTE in fase di accensione o spegnimento.

