



COMUNE DI BRINDISI

SETTORE AMBIENTE E IGIENE URBANA

nr. prot.	nr.	0	mod.	Prot.	data	16/07/2020
riferimento	ID_VIP/ID_MATTM: 5195- Enel Produzione Spa- Centrale Termoelettrica Federico II loc. Cerano- Brindisi					
oggetto	Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'art. 23 del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii. dell'intervento denominato "Sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas presso la centrale termoelettrica di Brindisi sud "Federico II"					

Spett.li

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Direzione generale per la crescita sostenibile
e la qualità dello sviluppo (CRESS)

già Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali
CRESS@pec.minambiente.it

MATTM@pec.minambiente.it

e, p.c.

REGIONE PUGLIA

Dipartimento Mobilità, Qual. Urbana, OOPP, Ecologia e Paesaggio
dipartimento.mobilitaqualurboppubbpaesaggio@pec.rupar.puglia.it
Sezione Autorizzazioni Ambientali
Servizio.ecologia@pec.rupar.puglia.it

ARPA PUGLIA

Direzione Scientifica
dir.scientifica.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it

DAP di Brindisi

dap.br.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it

Agenzia Regionale dei Servizi Sanitari (Aress)

dirgen.ares@pec.rupar.puglia.it

Azienda Sanitaria Locale (ASL)

Al Dip. di Prevenzione
U.O. Brindisi
protocollo.asl.brindisi@pec.rupar.puglia.it

PROVINCIA DI BRINDISI

Servizio Ambiente ed Ecologia
provincia@pec.provincia.brindisi.it

Il progetto in epigrafe riferito prevede la realizzazione nell'area di impianto di due nuove unità a gas denominate BS1A e BS1B, avente taglia di circa 1.680 MWe, in sostituzione delle esistenti unità alimentate a carbone (BS1, BS2, BS3, BS4), in configurazione "due su uno" (due turbine a gas e relative caldaie a recupero che si collegano ad una sola turbina a vapore).

Il progetto prevede la sua realizzazione in tre fasi. La prima fase comprende la costruzione di una prima unità turbogas e il funzionamento in ciclo aperto (OCGT -1), con la messa fuori esercizio di tutte le unità a carbone esistenti. La seconda fase prevede l'aggiunta di un'altra unità turbogas (OCGT-2). Nell'ultima fase potrà essere realizzato il completamento in ciclo chiuso di entrambi i cicli aperti con l'aggiunta di due caldaie a recupero e una turbina a vapore, posizionata al posto dell'attuale turbina dell'unità 1 (CCGT)

FASE 1: unità turbogas 1A in ciclo aperto su camino di *by-pass*, con la messa fuori servizio tutte le unità a carbone esistenti (BS1, BS2, BS3 e BS4),

FASE 2: funzionamento TG1A & TG1B in ciclo aperto su camino di *by-pass*, fuori servizio di tutte le unità a carbone (BS1, BS2, BS3 e BS4).

FASE 3: funzionamento in ciclo combinato BS1A & BS1B (2+1); messa fuori servizio di tutte le unità a carbone (1, 2, 3 e 4) esistenti.

In sostanza, il progetto sarà costituito essenzialmente dalle due turbine a gas, dalla potenza nominale pari a circa 560 MWe (cad), dalle due caldaie a tre livelli di pressione per il recupero dei gas di scarico, e da una turbina a vapore a condensazione della potenza di circa 560 MWe.

Fin qui gli interventi riguardano un'area interna al sedime di impianto, di circa 94.000 m².

Atteso che la centrale non è attualmente rifornita da gas naturale, è necessario realizzare un collegamento nuovo a partire dal gasdotto SNAM situato circa 7 km a nord dell'asse attrezzato di Brindisi Nord, con partenza a monte del raccordo ferroviario in costruzione presso l'area impiantistica esistente P.I.D.I. 12257/4, opportunamente modificata. Fuori dall'area impiantistica, il metanodotto prosegue per circa 500 m in parallelismo con un nuovo raccordo ferroviario in costruzione per poi attraversarlo mediante la tecnica della spingitubo e raggiungere un nuovo impianto P.I.L. in progetto. Il metanodotto prosegue in direzione Sud in parallelo con l'oleodotto DN 400 (16") e all'Asse Attrezzato Policombustibile. Al Km 3+260 il tracciato in progetto attraversa il Canale Foggia di Rau con una TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) lunga circa 530 m. Successivamente alla T.O.C., il tracciato continua il parallelismo per circa 1,8 Km

con l'oleodotto esistente, per poi attraversare, sempre mediante una trenchless l'asse attrezzato Policombustibile, l'oleodotto DN 400 (16") e la S.C. n. 78. Verso la KP 6+000, il metanodotto attraversa, mediante la tecnica della spingitubo, la S.P. n. 88 e il Canale delle Chianche.

Il tracciato prosegue in direzione est per 600 m circa per poi raggiungere il punto terminale, un impianto P.I.D.A. in progetto, nei pressi della Centrale ENEL.

Nello Studio di Impatto Ambientale del metanodotto sono indicate due alternative di tracciato e di conseguente sviluppo lineare dell'opera.

La soluzione individuata è intesa come preferenziale soprattutto in ragione della sua percorrenza sub-parallela all'asse attrezzato policombustibile, la cui destinazione d'uso in questa fase tuttavia resta indefinita, allorquando avrebbe potuto rendersi parte integrante di questa nuova progettazione e riconversione.

Coerenza esterna con pianificazione energetica

L'intervento deve necessariamente inquadrarsi anche nell'ambito della pianificazione di Terna spa, gestore della rete nazionale ad alta tensione, rispetto alle opere e agli impianti che la variazione comporterà lungo l'infrastruttura e a supporto di questa.

Il Piano di Sviluppo di Terna non ha ancora, infatti, declinato l'asset della decarbonizzazione in modo pieno ed esaustivo, ovvero non risulta chiaro quali e quanti interventi dovranno essere ospitati del territorio comunale e provinciale per garantire la piena attuazione della SEN e del PNIEC e, ancora, in quale incidenza e percentuale essi saranno giustificabili in ragione del processo sostitutivo dei gruppi di generazione termoelettrica dello stabilimento di Cerano in parola (FER, sistemi di accumulo, peaker, compensatori etc).

Non è chiaro in definitiva se la sostituzione gas/carbone possa ritenersi internamente bilanciata con riferimento agli equilibri di trasmissione della rete Terna o debbano attendersi, a livello territoriale, ulteriori interventi per garantire l'equivalenza dell'attuale sistema di bilanciamento dei carichi (es. soluzioni di accumulo, peaker etc) . Molti di questi interventi, peraltro, determineranno ulteriore occupazione di suolo e, se non correttamente localizzati, potranno comportare anche una diminuzione della possibilità di sequestro naturale di carbonio del suolo e di altre risorse naturali di cui si prevedesse l'utilizzo, l'occupazione o il consumo.

Interviene tuttavia il tema del capacity market, meccanismo approvato a giugno 2019 dalla Commissione europea, che ha lo scopo di rendere il mercato dell'energia più efficiente, garantendo la sicurezza del sistema in caso di picchi di domanda. Il meccanismo prevede una remunerazione per gli impianti che si impegnano a garantire disponibilità per la produzione di energia.

Il mercato della capacità è un meccanismo con cui Terna (il gestore della rete di trasmissione dell'energia elettrica) si approvvigiona di capacità di energia elettrica attraverso contratti di approvvigionamento di lungo termine aggiudicati con aste competitive. Attraverso tali contratti i produttori di energia elettrica si impegnano a produrre energia quando dispacciati (ovvero "chiamati a produrre"), in cambio di una remunerazione annua fissa.

Rispetto alla declinazione dello stato membro Italia di questo meccanismo (decreto ministeriale del 28 giugno 2019) si stabilisce un allineamento programmatico con l'intervento di che trattasi, sotto il profilo della coerenza esterna.

Il Piano di Enel prevede la realizzazione di quattro centrali a gas a ciclo aperto per 3,2 GW di potenza in sostituzione delle quattro centrali a carbone di Venezia, La Spezia, Civitavecchia e Brindisi, tutte in corso di Valutazione di Impatto Ambientale. Enel poi valuterà, in base alle esigenze della rete e alle condizioni di mercato, la possibilità di realizzare anche 1,6 GW di unità a ciclo combinato (CCGT) nei medesimi siti.

Tuttavia, Terna ha stimato la necessità di ulteriore capacità flessibile nella misura di 1,5 GW entro il 2025 e 1 GW con orizzonte 2030 (a scala nazionale).

Emerge quindi che la coerenza con la pianificazione energetica debba essere definita non solo in termini di *driving force* ma anche sugli aspetti quantitativi e quindi sul dimensionamento dell'opera di Cerano, essendo quest'ultima fondamentale in relazione alla produzione attesa degli impatti ambientali e della loro necessaria mitigazione.

Alternative progettuali

Non vi sono sufficienti elementi di confronto progettuale con riferimento, ad esempio, a:

- ciclo termodinamico chiuso piuttosto che aperto sin dalla prima fase, criteri di dimensionamento dell'impianto;
- integrale demolizione e ricostruzione anziché innesto sul camino di by-pass;
- affiancamento o meno di attività di sequestro della CO₂ nella fase a ciclo aperto anche impiegando i flussi energetici in uscita;
- utilizzo di aree dismesse, bonifiche e riconversioni.

Gestione di transitori e simulazioni di guasto,

Occorre una simulazione degli scenari di guasto e dei transitori di esercizio (avviamento, ripresa dopo sospensione o manutenzione) per valutarne compiutamente gli effetti ambientali.

Emissioni in atmosfera

Con riguardo alla qualità dell'aria, si riferisce qui di un lavoro pubblicato negli USA (P. Spath, M. Mann, 2000) che sviluppa una analisi delle emissioni di inquinanti associate al ciclo di vita delle centrali a ciclo combinato, arrivando a produrre stime di emissioni di diversi inquinanti (tra cui il PM10) sia durante la fase di esercizio sia considerando le emissioni associate alla stessa produzione di energia che è servita a costruire le centrali stesse e le infrastrutture correlate (in particolare i metanodotti).

La combustione del metano è, infatti, in generale responsabile della emissione di alcuni microinquinanti organici e di metalli pesanti, come riportato nella tabella seguente.

Fattori di Emissione inquinanti				
(dati per unita' di combustibile bruciato) - Fonte US-EPA				
Combustibile:	Gas Naturale (in turbogas)		Olio Combustibile	
Sostanze inquinanti	Fattori di emissione		Fattori di emissione	
	lb/MMBTU	g/GJ	lb/10³Gal	g/GJ
CO2	110	47'332	25'000	71'761
NOx	(2)	23	(2)	116
CO	(2)	23	(2)	3
CH4+N2O	0.01	5.0	0.39	1.12
SO2	0.003	1.46	94.20	270.40
TOC	0.011	4.7	1.04	2.99
Idrocarburi reattivi	0.001	0.43	0.04	0.12
PM10 (filtrabile)	0.0019	0.82	7.00	20.09
PM10 (condensabile)	0.0047	2.02	1.50	4.31
PM10 Totale	0.007	2.84	8.50	24.40
Metalli pesanti totali	0.043	0.02	0.16	0.47

(2) Dato assunto pari ai valori migliori dichiarati dai proponenti

Tabella 1: Fattori di emissione di diversi inquinanti prodotti dalla combustione del metano in turbine a gas. Fonte US-EPA –Compilation of emisissone factors – AP42 . Cap 3.1 External Combustion Sources- Stationary Gas Turbines

Occorre pertanto riqualificare lo scenario emissivo del nuovo assetto produttivo, comprendere l'efficacia dell'attuale sistema di abbattimento degli inquinanti o eventualmente riconfigurarli, introdurre strumenti di gas cromatografia per qualificare e ottimizzare l'alimentazione del turbogas.

Il processo di sostituzione con il gas, per quanto fase di transizione energetica per certi versi necessaria, deve necessariamente comportare un ragionamento sugli effetti di *climate changing* su più scale di osservazione dei fenomeni, attesi gli effetti climalteranti dovuti ad emissioni fuggitive del metano nel suo ciclo di produzione e di utilizzo.

Il controllo delle emissioni fuggitive, accanto a quelle convogliate, deve pertanto avvenire in modo estremamente severo ed accurato, attraverso Protocolli Operativi che devono trovare sin d'ora una loro compiuta espressione, senza escludere l'opera di adduzione del gas almeno nei suoi snodi critici (attraversamenti e giunzioni).

Impianto e fonte	kg CO ₂ /kWh
Carbone nelle vecchie centrali	0,95- 1,0
Carbone nelle centrali di ultima generazione	0,77
Olio combustibile	0,70
Gas naturale in centrale turbogas	0,45
Gas naturale in centrale a ciclo combinato	0,40
Gas naturale in centrale a ciclo combinato con cogenerazione	< 0,3
Fonti rinnovabili	0

Stima delle emissioni di CO₂ da impianti di generazione elettrica

Fonte: LegAmbiente [4]

Fonte:

Tabella 2: Legambiente, Report Stop al Carbone 2009, febbraio 2009

- il Piano di Monitoraggio ambientale svolge un ruolo di estrema sintesi di indicazioni che potranno convergere nel Piano di Monitoraggio e Controllo dell'AIA. Inoltre, effettua rimandi a procedimenti risalenti che hanno riguardato l'impianto (es. Conferenza di Servizi del 2006), senza presentare elementi di novità né di innovazione nel controllo delle matrici ambientali, a fronte della evoluzione della sensoristica ambientale e di processi di Early Warning e di Programmi di Monitoraggio Ambientale che sarebbero stati opportuni in un ecosistema così inciso e complesso. In particolare, il monitoraggio dell'ambiente marino-costiero, al quale si fa un mero rinvio *per relationem* al PM&C dell'AIA, appare particolarmente debole e blando, così come non particolarmente rassicurante appare un monitoraggio sanitario quadriennale che non includa processi di feedback gestionale a carico del conduttore dell'impianto.
- non vi è previsione di nuove centraline fisse, inoltre il PMA non include in controllo dell'inquinante NH₃ della fase 3 con i gruppi BS1A e BS1B a regime;
- viene eliminato il controllo di PTS ed SOX al camino, senza che vi sia esplicita indicazione di controlli delle relative deposizioni al suolo.

Produzione di rifiuti

- circa la gestione delle terre e rocce da scavo del metanodotto, esistono previsioni di reimpiego aleatorie, perché condizionate alla solo

eventuale riutilizzabilità di tale materiale in caso di conformità alle concentrazioni soglia di contaminazione/valori di fondo; sarebbe auspicabile che il gestore si facesse invece carico anche degli interventi di bonifica, qualora necessari, anche con riferimento alla matrice falda ove risultasse contaminata, con precisi impegni in ordine all'attuazione degli interventi;

- occorre comprendere se la mancata dismissione fisica degli impianti che funzionalmente vengono superati è dovuta ad una mera traslazione temporale di tale previsione o esiste una logica di *non completa irreversibilità* della trasformazione operativa;
- non risultano idoneamente analizzati la tipologia ed i quantitativi presumibili dei rifiuti rivenienti dalla demolizione di manufatti ed impianti compresi quelli ipogei ed il rilascio di contaminanti specifici nelle matrici abiotiche (suolo e acque di falda) e la loro gestione.

Misure di compensazione/mitigazione

- non si evincono soluzioni progettuali volte a garantire una sensibile riduzione degli impatti già prodotti sulle matrici ambientali, attraverso, ad esempio, la massimizzazione del recupero dell'energia generata dall'intero ciclo produttivo (vapori, energia termica, ecc.) soprattutto con riferimento alla fase a ciclo termodinamico aperto;

Valutazione di Incidenza Ambientale

Si rileva che la valutazione di incidenza del metanodotto è limitata alla fase preliminare di "screening". Tuttavia, non vi sono evidenze del mancato coinvolgimento effettivo di habitat prioritari o di ecosistemi sensibili negli attraversamenti dell'opera, in continuità con I SIC insistenti sul territorio (Bosco di Tramazzone e Cerano, Stagni e Saline Punta della Contessa, etc)

Valutazione costi-benefici ambientali e socio-economici

Molte pubblicazioni (Bartnik,2011) esaminano in modo critico gli aspetti legati alla riconversione di centrali esistenti, in termini di opportunità e limitazioni, sulla fattibilità, i vantaggi e gli svantaggi e i possibili metodi, con equazioni di efficienza energetica per le condizioni di repowering di un'unità di potenza installando un turbogeneratore a gas in un sistema parallelo e i risultati di calcoli tecnici che coinvolgono la selezione delle strutture di riscaldamento del calore generatori di vapore a recupero. Sarebbe opportuno che nello studio fossero presentate analoghe valutazioni comparative in termini di analisi costi-benefici.

Tra i molti inquinanti prodotti ed emessi durante la generazione di elettricità, è opportuno internalizzare i costi di controllo relativi ad es. a CO₂ e NO₂, SO₂ e del particolato totale sospeso (TSP), pertanto nell'analisi delle alternative vanno utilizzati indicatori per confrontare l'analisi economica delle utility delle centrali elettriche (es. metodo del costo di generazione livellato, cd LGCM, cfr. Suk-Jae Jeong et alii).

Ancora, un'analisi di sensibilità multi-indicatore, con ad es. con simulazione in base al prezzo del carburante, ai tassi di interesse e alla carbon-tax avrebbe potuto supportare la decisione circa quale utility è economicamente giustificata in relazione al quadro attuale di riferimento.

Le trasformazioni progettuali prefigurano infatti elevati risvolti socio-economici, per cui occorre un'adeguata ed appropriata valutazione anche a supporto di un ventaglio adeguato di alternative progettuali.

Valutazione danno sanitario

Nel rilevare l'assenza di esperti in medicina ambientale, epidemiologia, pneumologia, biomedicina e sim. nello staff di lavoro, emerge come critica la disaggregazione delle valutazioni riferite al metanodotto rispetto a quelle della CTE.

Se non è possibile disgiungere gli effetti ambientali, non si comprende perché la VIS possa risultare disaggregata con riferimento alle due opere interconnesse, per gli stessi motivi di opportunità e di necessaria valutazione integrata.

Nella simulazione degli effetti sanitari (scenari di rischio) e dei territori contermini, non appare considerato il cumulo con le situazioni pre-esistenti. Esempio se sul Comune di Torchiarolo più a sud esiste già un substrato di PM₁₀ e B(a)P consistente per via delle note questioni di combustione biomassa domestica in area urbana, rispetto alle quali sono state già considerate concorrenti le emissioni del polo di Cerano, sarebbe stato necessario considerare gli effetti del nuovo scenario emissivo per scongiurare ulteriori superamenti degli inquinanti a norma del D lgs 155/2010 e ss.mm.ii.

La VIS deve infatti necessariamente integrarsi con considerazioni di sensibilità e peculiarità ambientali e territoriali pre-esistenti e in evoluzione, fornendo anche indicazioni alla Regione per una eventuale nuova o più attuale configurazione della Rete di Monitoraggio della qualità dell'aria-ambiente (per monitorare il rischio inalatorio per via aerea) nonché alle varie autorità competenti con riguardo ad altre reti di monitoraggio per scongiurare il rischio di introduzione degli inquinanti per altre vie, ad esempio, considerato l'uso del suolo nei territori incisi, attraverso la catena alimentare.

Inoltre si ritiene che i passaggi riferiti all'analisi delle variazioni di rischio dovuto al nuovo quadro di riferimento progettuale non debbano operare in termini solo incrementali con riferimento alla variazione prevista dell'assetto impiantistico della centrale, bensì anche con valori assoluti.

Sotto questo profilo, affinché il Sindaco possa esercitare al meglio le sue prerogative a norma degli articoli 216 e 217 del regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265, appare necessario che l'autorità procedente acquisisca un esplicito parere qualificato dagli organi competenti in materia sanitaria.

In conclusione, si esprime pertanto la necessità di integrare la documentazione progettuale e gli studi specialistici posti a base del presente procedimento di valutazione, al fine di poter formulare un proprio parere definitivo.

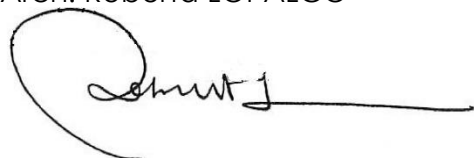
Il Dirigente del Settore Ambiente

Ing. Francesco CORVACE



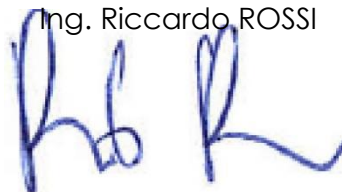
L'Assessore alla qualità dell'ambiente

Arch. Roberta LOPALCO



Il Sindaco

Ing. Riccardo ROSSI



Pubblicazioni

Repowering Considerations for Converting Existing Power Plants to Combined Cycle Power Plants, Singh, Anup, Kopecky, Don; ASME digital collection, 2002

Conversion of Coal-Fired Power Plants to Cogeneration and Combined-Cycle, Bartnik, Ryszard, Buryń, Zbigniew, 2011

Economic comparison between coal-fired and liquefied natural gas combined cycle power plants considering carbon tax: Korean case; Suk-Jae Jeong, Kyung-Sup Kim, Jin-Won Park, Dong-soon Lim, Seung-moon Lee; Energy Volume 33, Issue 8, August 2008, Pages 1320-1330

Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System, Pamela L. Spath, Margaret K. Mann, National Renewable Energy Laboratory, September 2000.

Linee guida per la valutazione di impatto sanitario (VIS) adottate con decreto ministeriale 27 marzo 2019, Ministero della Salute

La salute del respiro – Fattori di rischio, epidemiologia, costi e impatto sociale delle malattie respiratorie, Renato Testi, R. Rizzini, P. et alii, Franco Angeli, 2009

Environment and Health: Not Only Cancer, Colao, A., Muscogiuri, G., Piscitelli, P. International Journal Of Environmental Research And Public Health, 2016