

CN = Cargnelutti Sandro
SerialNumber =
TINIT-CRGSDR53T05L347F
e-mail = presidente@legambientefvg.it
C = IT



LEGAMBIENTE
FRIULI VENEZIA GIULIA APS

Udine, 14 aprile 2021

Ministero della Transizione Ecologica
Direzione Generale per la Crescita Sostenibile e la
qualità dello Sviluppo (CreSS)
Via Cristoforo Colombo 44 - 00147 Roma (Italia)
E-mail: cress-udg@minambiente.it
PEC: cress@pec.minambiente.it

Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e
del mare
Direzione per le valutazioni e le autorizzazioni
ambientali
via C. Colombo 44, 00147 Roma
DGSalvaguardia.Ambientale@PEC.minambiente.it

OSSERVAZIONI ALLE INTEGRAZIONI AL PROGETTO DI MODIFICA DELLA CENTRALE TERMOELETTRICA DI MONFALCONE (GO)

Legambiente del Friuli Venezia Giulia APS, interviene con le proprie osservazioni alle integrazioni presentate da A2A Energiefuture S.p.A. alla procedura di VIA relativa al progetto di modifica della centrale termoelettrica di Monfalcone (GO).

Premessa

Nel ribadire i concetti già espressi nel precedente documento del 13 aprile 2020, Legambiente del FVG ritiene che le integrazioni presentate da A2A, per ottenere una risposta positiva alla VIA relativa al progetto di modifica della centrale termoelettrica di Monfalcone, non affrontino il problema di fondo, cioè l'assoluta necessità di imprimere una svolta al modo di produrre energia in Italia, concentrando intelligenze e risorse, in modo esclusivo, verso quella transizione ecologica in merito alla quale si spendono fiumi di parole senza adottare concretamente i provvedimenti necessari per affrontare la crisi climatica.

Legambiente sostiene che si debba procedere speditamente verso la decarbonizzazione a tutti i livelli, escludendo pertanto il ricorso a nuove realizzazioni di impianti di produzione elettrica a



gas naturale, evitando operazioni di dubbia efficacia come quelle di aggiungere il gas naturale con percentuali di Idrogeno che, in tale contesto, sembrano più un tentativo di acquisire un'acceptabilità a livello politico e sociale che un reale e credibile progetto.

E' evidente che le motivazioni che faranno orientare la scelta di realizzare o meno una nuova centrale a gas naturale sono esclusivamente di tipo politico e prescindono dagli aspetti tecnici contenuti nella documentazione della VIA. Le alternative per garantire, a livello nazionale, sia un'adeguata potenza installata che una pronta risposta della rete in caso di necessità, sono già ora disponibili, ad esempio, semplicemente aumentando le ore medie annue di esercizio delle centrali a gas esistenti, da 3.261 a 4.000 ore, contemporaneamente imprimere una significativa accelerazione alla realizzazione di impianti di energia rinnovabile (eolico on shore e off shore, agrivoltaico...) e sviluppando in modo più deciso i sistemi di accumulo elettrochimici e da pompaggi da idroelettrico.

In ogni caso, Legambiente FVG intende esprimere alcune osservazioni più specifiche nel merito delle integrazioni fornite da A2A nella documentazione della procedura di VIA.

ALLEGATO M_CONTRODEDUZIONI OSSERVAZIONI PUBBLICO

8. RISCONTRO ALLE OSSERVAZIONI DELL' ASSOCIAZIONE LEGAMBIENTE FVG MATTM-2020-0026208 DEL 14/04/2020

8.1 PIANIFICAZIONE ENERGETICA

OSSERVAZIONE LEGAMBIENTE

La prevista realizzazione di un nuovo impianto a metano, in sostituzione delle due sezioni alimentate a carbone dell'attuale centrale termoelettrica A2A di Monfalcone, appare del tutto immotivata, stante il fatto che le centrali alimentate a metano costruite negli ultimi due decenni costituiscono, in termini di potenza installata, una disponibilità quasi doppia (115.000 MW) rispetto alle richieste della rete elettrica (58.219 MW a luglio 2019, fonte Terna). E' del tutto evidente che, per compensare la chiusura delle centrali a carbone sarebbe sufficiente aumentare le ore medie annue di esercizio delle centrali a gas esistenti da 3.261 a 4.000 ore.

RISPOSTA A2A

La capacità netta disponibile degli impianti termoelettrici tradizionali italiani è attualmente di ca. 58 GW e scenderà a circa 49 GW al 2025 principalmente a causa del phase out del carbone. Secondo lo scenario PNIEC 2025 a fronte di tale riduzione si rende necessaria almeno la realizzazione di +3 GW di accumuli addizionali e di +5,4 GW di generazione addizionale a gas. Gli impianti a gas dovranno essere dislocati principalmente nella zona Nord (poco più del 60%) e in misura minore nel Centro, nel Sud e in Sardegna, mentre il fabbisogno di nuova capacità di accumuli è concentrata nel Centro e nel Sud. Si segnala inoltre che la valutazione dell'adeguatezza delle risorse di



generazione necessarie a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico è ben più complessa di quanto prospettato nell'osservazione ed effettuata anche attraverso l'applicazione di approcci probabilistici che considerano tra l'altro: l'aleatorietà dei fenomeni climatici e il conseguente impatto sulla generazione da fonte rinnovabile; la disponibilità di impianti di generazione tradizionali sempre più datati ed esposti a guasti e malfunzionamenti; il possibile fuori servizio temporaneo di elementi di rete a fronte di eventi climatici. Si rimanda per ulteriori informazioni In base al Rapporto adeguatezza Italia 2019 (Terna). https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019_8d71cb7ff32ad37.pdf

RISPOSTA LEGAMBIENTE

Al di là del fatto che il dato riportato da Legambiente sia riferito alla potenza complessiva, si fa notare come il parco di generazione elettrica a gas sia, nel nostro Paese, decisamente poco sfruttato. Infatti, stando ai dati Terna, dal quale è possibile determinare le ore equivalenti di esercizio annuale delle centrali (in media 3.261 ore/anno) e i fattori di carico delle diverse tipologie di impianti per la generazione termoelettrica di energia, questo risulti pari ad una media del 37%, decisamente troppo poco per giustificare la necessità di realizzare 5,4 GW aggiuntivi di nuove centrali a metano come ipotizzato dal Ministero.

Citiamo al riguardo un primo seguente passo preso dallo stesso “Rapporto Adeguatezza Italia 2019” di TERNA suggerito da A2A, ovvero:

Pag.15 cap. 5.3 IL CONCETTO DI ADEGUATEZZA

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

Commento Legambiente:

Condividiamo pienamente l'evoluzione della definizione di adeguatezza e la necessità di sviluppare le nuove risorse di flessibilità (accumuli idroelettrici e Demand Side response) in grado di assicurare l'adeguatezza nella rete elettrica in presenza di FER non-programmabili, ma non le troviamo adeguatamente considerate e valorizzate nelle quantificazioni riportate nello stesso “Rapporto Adeguatezza Italia 2019” di TERNA.

Citiamo altro passo, preso sempre dallo stesso “Rapporto Adeguatezza Italia 2019” di TERNA, ovvero:

Pag. 32 cap. 8.3.3.1. LA FUNZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO



*... fra i sistemi di accumulo disponibili, la tecnologia maggiormente diffusa è quella degli impianti di pompaggio, che oltre a favorire il pieno sfruttamento delle fonti intermittenti (attraverso l'assorbimento dell'energia elettrica prodotta durante le ore solari e/o ad elevata ventosità) **forniscono un importante contributo all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema.** Tali impianti, infatti, possono essere gestiti in modo tale da garantire la piena disponibilità degli invasi e quindi la massima capacità disponibile nelle ore più critiche in termini di carico residuo. Gli stessi impianti, inoltre, possono essere asserviti ai **sistemi di difesa per la mitigazione dell'impatto di eventi rilevanti, possono fornire servizi di regolazione di frequenza e tensione e supportano la riaccensione del sistema data la possibilità di prestare il servizio di black start.***

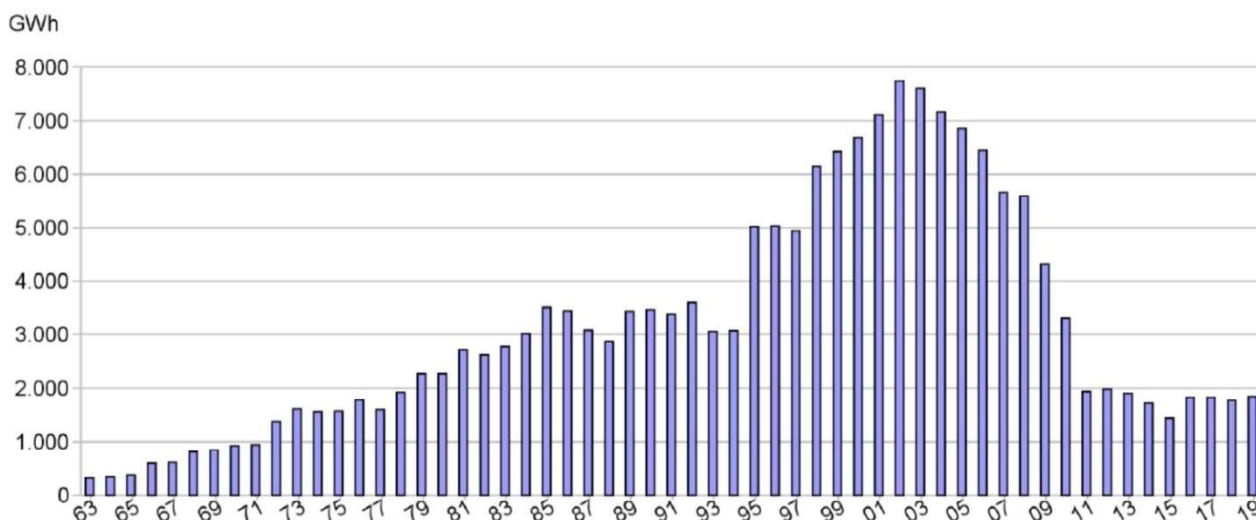
*Inoltre, il recupero e/o sviluppo di bacini di accumulo idrico rappresenta un'opportunità per il paese anche in termini di gestione complessiva della risorsa idrica, in un contesto di **cambiamenti climatici** che rendono sempre più probabile il verificarsi di eventi climatici estremi.*

Commento Legambiente:

Condividiamo pienamente l'importanza dei pompaggi idroelettrici sottolineata da TERNA nel "Rapporto Adeguatezza Italia 2019", ma non le troviamo sufficientemente valorizzate nelle quantificazioni riportate nello stesso documento. Ricordiamo che, con oltre 7.600 MW di pompaggi idroelettrici esistenti e pienamente operativi, l'Italia è la nazione N. 1° in Europa. Lavorando 8 ore al giorno, questi pompaggi potrebbero accumulare oltre 20 TWh l'anno di energia elettrica (7% del fabbisogno nazionale). Tant'è vero che il grafico Terna qui sotto riportato evidenzia che, prima del 2003 l'energia prodotta dagli apporti di pompaggio è arrivata a toccare quasi 8000 GWh/anno, mentre il valore attuale è di soli 1800 GWh/anno, in chiara controtendenza rispetto a tutti gli altri paesi europei come la Spagna, Francia, Germania, Gran Bretagna, Austria ecc.



Produzione lorda di energia idroelettrica da apporti di pompaggio in Italia



Pertanto, alla luce degli stessi ragionamenti espressi da Terna, finché i pompaggi idroelettrici in Italia resteranno praticamente inutilizzati, la necessità di costruire nuove centrali a metano per coprire le punte della domanda elettrica appare poco credibile.

Pertanto chiediamo che siano forniti maggiori dettagli su come sono state determinate e calcolate le quantificazioni di adeguatezza, esplicitando, in particolare, se e come sono stati considerati i pompaggi idroelettrici esistenti in Italia.

Non solo, ma la realizzazione di nuovi impianti a gas che dovranno funzionare per i prossimi 20, nel migliore dei casi 30 anni, non appare un investimento lungimirante considerando la crescita delle rinnovabili. Tant'è che ARERA (Autorità di regolazione per energia reti e ambiente) ha dovuto istituire il nuovo incentivo del Capacity Market proprio per rendere tali investimenti economicamente sostenibili per gli operatori, caricando il relativo costo sui consumatori italiani.



8.2 EMISSIONI ATMOSFERA

Estratto Osservazione

1.1 Motivazioni del progetto (pag. 10)

Viene dichiarato che l'efficienza energetica della centrale raggiungerà un rendimento elettrico del 62,3%. Nella tabella sulle Efficienze medie centrali termoelettriche in Italia 2017, per quelle a ciclo combinato a gas naturale il dato è 58% (*Documento di descrizione degli scenari 2019" – Snam, Terna*)

Si afferma che le emissioni di CO2 saranno ridotte ad un terzo; in realtà, considerata la potenza installata (circa 860 MW, al posto degli attuali 336 MW), la quantità di CO2 emessa sarà la stessa

RISPOSTA A2A

Come notato il rendimento elettrico della Centrale in Ciclo Combinato sarà molto elevato, ai massimi livelli oggi raggiungibili, e significativamente superiore alla media delle centrali a ciclo combinato esistenti. Si conferma che nonostante il notevole incremento della potenza elettrica l'emissione complessiva di CO2 sarà analoga: ciò si traduce in un'emissione specifica di CO2 per unità di energia prodotta molto inferiore. In termini di bilancio globale la nuova centrale sostituendo impianti di produzione termoelettrica meno efficienti, comporterà un'emissione di CO2 inferiore, a parità di produzione elettrica, concorrendo agli obiettivi generali di riduzione delle emissioni climalteranti.

RISPOSTA LEGAMBIENTE

Riteniamo anche noi che la centrale a metano proposta per Monfalcone avrà, se realizzata, rendimento elettrico ai massimi livelli oggi raggiungibili. Ma trattasi di un valore di rendimento puramente nominale, definito per un gruppo turbogas nuovo di fabbrica ed operante in condizioni di esercizio ottimali. Pertanto questo dato non riflette il valore di rendimento medio effettivo ottenibile in esercizio reale da un impianto del genere, operante prevalentemente in carico parziale e in modalità di inseguimento della domanda e del carico sulla rete elettrica, per cui soggetto a continue variazioni di potenza che riducono in modo significativo l'efficienza dell'impianto. Inoltre è noto che i gruppi turbogas soffrono marcate riduzioni di efficienza dovute all'inevitabile sporcamento (fouling) e al degrado nel tempo, complessivo e permanente della macchina.

In ogni caso constatiamo che oltre il 40% della fonte primaria impiegata da un impianto del genere si trasforma inevitabilmente in perdite sotto forma di grandi quantità di calore refluo scaricate nell'ambiente.

Si chiede pertanto di fornire maggiori dettagli sulle prestazioni dell'impianto proposto, compreso il valore medio realistico di efficienza attesa nel tempo.



8.3 COERENZA CON PIANIFICAZIONE ENERGETICA

Estratto Osservazione

2.1.3 La proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) (pag 16)

Nel citare la proposta di PNIEC inviata dall'Italia alla Commissione europea a dicembre 2018, non viene messo in evidenza che l'accelerazione del percorso di decarbonizzazione del settore energetico al 2030 (tappa intermedia) ed al 2050 (completamento di tale processo) non si riferisce solo al carbone ma a tutte le fonti emmissive di CO₂. La proposta di una nuova centrale a metano, che entrerebbe in esercizio tra alcuni anni, pare incoerente con i propositi annunciati nel PNIEC;

RISPOSTA A2A

Contrariamente a quanto indicato il PNIEC prevede la realizzazione di nuova capacità a sostegno della sicurezza del sistema elettrico nella fase di transizione energetica. Si rimanda ai § 4.2 e 4.13 della Relazione di risposta alle richieste di integrazione degli enti per un inquadramento del progetto nell'ambito della strategia generale del gruppo A2A in materia di transizione energetica.

RISPOSTA LEGAMBIENTE

A tal proposito si sottolinea che il processo di decarbonizzazione che riguarderà l'intero Pianeta non si concentra sulle emissioni delle sole centrali a carbone, ma su tutte le emissioni climalteranti, provenienti da qualsiasi centrale, seppur efficientissima, alimentata a fonti fossili, compreso il gas metano. Non solo ma si sottolinea come questo gas abbia un potere climalterante di almeno 35 volte superiore alla CO₂, e come le attività di estrazione in Italia e nel mondo sono attività che incidono pesantemente sulle emissioni globali. Per tutte queste ragioni nessuna centrale a ciclo combinato può ritenersi utile alla battaglia contro l'emergenza climatica.

A questo si aggiunge che le previsioni di funzionamento almeno fino al 2050 di queste centrali sposteranno non soltanto l'obiettivo italiano di decarbonizzazione di anni, ma sposteranno anche fondi necessari invece allo sviluppo delle rinnovabili, di sistemi di accumulo, di nuove reti, di politiche di efficienza.

Vero che il PNIEC pone il gas al centro della transizione, ma non solo va considerato che la revisione sulla base dei nuovi obiettivi europei ma anche che la Commissione europea ha richiesto delucidazioni proprio sul ruolo centrale del gas, mettendo in evidenza un ruolo predominante non giustificato.



8.4 COERENZA CON PIANIFICAZIONE ENERGETICA

Estratto Osservazione

2.1.3.3.2 Settore elettrico (pag 23)

Viene sottolineato che...” *il nuovo sistema di generazione sarà caratterizzato da una forte crescita delle rinnovabili non programmabili e di piccola taglia, con una crescente complessità gestionale per la rete e una altrettanto crescente richiesta di flessibilità per il bilanciamento.*” ,
e che...

” La realizzazione di una vasta capacità di accumulo, ... è parimenti indispensabile a mitigare alcune criticità e disporre di adeguate risorse di flessibilità. Fra le tecnologie di stoccaggio, i sistemi di storage idroelettrico costituiscono oggi l’opzione più matura. La forte penetrazione delle rinnovabili richiederà prima di tutto un incremento dell’utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti, ... Per i prossimi anni è necessario perseguire, inoltre, anche un cospicuo sviluppo dello storage elettrochimico sia a livello distribuito che centralizzato, guidato da una curva di riduzione dei costi che renderà sempre più vantaggiosi i sistemi distribuiti di generazione fotovoltaica con batteria.

Si rileva che tali strategie, ampiamente percorribili, alternative al grandi impianti a combustibili fossili, non vengono esplorate.

RISPOSTA A2A

La strategia generale del gruppo A2A in materia di transizione energetica prevede investimenti molto

significativi, dedicati in minima parte allo sviluppo di nuova capacità a gas e in massima parte destinati allo sviluppo delle Fonti energetiche rinnovabili e di progetti innovativi in materia di flessibilità e stabilità della rete elettrica, ivi inclusi elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde, compensatori sincroni, e sistemi di storage elettrochimico; alcuni di questi sistemi sono in corso di valutazione anche per la Centrale di Monfalcone. Oltre alla realizzazione del Ciclo Combinato A2A ha previsto di realizzare dei sistemi fotovoltaici sui tetti delle sale macchine, dell’attuale capannone gesso, delle pensiline del parcheggio e a terra, nell’area che si renderà libera a valle della realizzazione del CCGT. Per tale impianto che avrà complessivamente una potenza di picco pari a 1.426,4 kWp, è stata presentata alla Regione Friuli Venezia Giulia Istanza di verifica di A2A SpA - Ingegneria C. le Monfalcone – CCGT – Controdeduzioni alle osservazioni del pubblico – MFP-GTB-100058-CCGT-12/0 823.000 61/77 5E/1 2/2 02/17 assoggettabilità a VIA ad agosto 2020 e Domanda di Autorizzazione Unica ai sensi dell’Art. 12 del D-lgs 387/2003 a settembre 2020.

RISPOSTA LEGAMBIENTE

Riteniamo, per quanto descritto, che l’impegno aziendale nello sviluppo delle rinnovabili e di sistemi innovativi energetici sia marginale rispetto al gas, in termini sia energetici che di



investimento. Oggi esistono aziende energetiche, che non possono certamente definirsi leader del settore, con progetti da rinnovabili decisamente più innovativi e impegnativi di 1,4 MW di pannelli solari sulle coperture.

Si chiede che sia fornita la quantificazione degli investimenti previsti per la realizzazione degli impianti proposti.

8.5 COERENZA CON PIANIFICAZIONE ENERGETICA

Estratto Osservazione

3.2.1 Caratteristiche tecniche generali del nuovo impianto (pag 88)

Si afferma che la realizzazione dell'impianto avverrà in due fasi: la prima, a ciclo aperto (TG), vero obiettivo della nuova centrale per poter accedere al meccanismo del "Capacity market", e solo successivamente il ciclo combinato che, in mancanza di una richiesta di energia (come probabile) potrebbe non essere realizzato.

3.4 Tempi di realizzazione (pag 124)

Si stima che la costruzione dell'impianto dovrebbe avvenire in tre anni, ai quali vanno aggiunti i tempi necessari per l'acquisizione di tutte le autorizzazioni previste (almeno un anno). Si osserva che la progressiva accelerazione del cambiamento climatico e le conseguenti politiche europee e nazionali per tentare di arginare il fenomeno, saranno orientate, nei prossimi anni, a penalizzare il ricorso ai combustibili fossili, privilegiando, anche con il ricorso a meccanismi sanzionatori sulle emissioni di CO₂ (carbon tax), la produzione energetica da fonti rinnovabili, efficientamento energetico e sistemi di accumulo (Storage). Si intravede il rischio di realizzare un impianto industriale obsoleto e fuori mercato già al momento dell'entrata in esercizio.

RISPOSTA A2A

Il progetto proposto prevede la realizzazione di un impianto in ciclo combinato basato su macchine di nuova generazione, ad oggi non ancora operative sul territorio nazionale, e tuttora in fase di upgrading tecnologico. Allo stato attuale le macchine di classe H possono garantire rendimenti netti in ciclo combinato tra il 61% e il 63% ben oltre il valore del rendimento medio del parco termoelettrico italiano. Si tenga inoltre presente che lo sviluppo tecnologico per i turbogas di classe H è ancora in pieno corso e che periodicamente le prestazioni che queste macchine riescono a raggiungere vengono aggiornate dai costruttori. Analogamente con quanto sta avvenendo nelle macchine della precedente generazione, con una maggiore accelerazione, legata a sistemi più



avanzati di realizzazione dei componenti, anche una volta realizzati i Turbogas potranno essere oggetto di upgrading nel corso delle periodiche attività manutentive, migliorando ulteriormente le propria performance energetica. Questa spinta al miglioramento è anche incentivata dall'incidenza nei costi di produzione elettrica, del costo relativo all' emissione della CO2. Rendimenti del 65% rappresentano un obiettivo raggiungibile nel breve/medio periodo. A2A SpA - Ingegneria C. le Monfalcone – CCGT – Controdeduzioni alle osservazioni del pubblico – MFP-GTB-100058-CCGT-12/0 823.000 65/77 5E/1 2/2 02/17 Circa le tempistiche e le modalità realizzative, si fa presente che la realizzazione dell'impianto in due fasi, - prima il ciclo aperto e poi, nelle more del completamento dei lavori (previsti in 12 mesi ulteriori), il CCGT - permetterebbe di accelerare l'uscita del carbone, che - compatibilmente con la durata degli iter autorizzativi – potrebbe avvenire in anticipo rispetto a 2025. L'esercizio futuro della Centrale sarà determinato dal fabbisogno della rete e dalle opportunità di mercato; A2A nello sviluppare il progetto ha previsto un esercizio di 6000 ore/anno con una progressiva riduzione che tiene conto dell'inserimento di altri sistemi concorrenti parimenti efficienti e dell'aumento della produzione elettrica da Fonti Rinnovabili. La produzione sarà generata prevalentemente in ciclo combinato, mentre l'esercizio in ciclo aperto, fatto salvo il periodo di completamento dei lavori, sarà del tutto occasionale. In merito al capacity market, nel caso in cui venisse celebrata una ulteriore asta per l'immissione di nuova capacità, A2A potrebbe candidare il progetto del CCGT di Monfalcone. Si rappresenta comunque che nel valutare l'investimento, la società ha svolto le analisi di redditività legate a tutti i possibili scenari di esercizio e mercato, rilevando come siano determinanti principalmente le tempistiche autorizzative e realizzative, e che l'eventuale non rientro del progetto tra le iniziative del capacity market non è da considerarsi automaticamente ostativo alla realizzazione dell'opera.

RISPOSTA LEGAMBIENTE

Considerando che in Italia il parco di generazione termoelettrica è sovradimensionato, e per questo motivo sotto-utilizzato (in media 3.261 ore/anno), riteniamo illusoria e poco realistica la previsione di esercizio per 6000 ore/anno. Pertanto il progetto potrà recuperare l'investimento solamente attraverso il meccanismo di incentivazione del cosiddetto "capacity market", scaricando il relativo costo sui consumatori italiani.



8.11 SCELTE STRATEGICHE: CAPACITY MARKET O MERCHANT

Estratto

Osservazione

3.6 ALTERNATIVE DI PROGETTO (pag 137)

In relazione a quanto riportato nel paragrafo “Alternativa zero”, si sottolinea che il rendimento previsto per la configurazione a ciclo aperto (OCGT, 41,9%) non si discosta in modo significativo dall’attuale rendimento della centrale a carbone (36,4%). Se, come ipotizzabile, la configurazione a ciclo aperto sarà quella maggiormente utilizzata (per le caratteristiche, più volte citate, di garantire l’entrata in funzione rapida in caso di richieste della rete elettrica), non si ravvisa un significativo miglioramento del rendimento complessivo.

Manca, in definitiva, una realistica opzione progettuale alternativa.

3.7.5 Alternative di progetto (pag 149)

L’accento al fatto che la mancata realizzazione del gasdotto impedirebbe la realizzazione dell’impianto nell’ottica dell’abbandono del carbone pare piuttosto scontato; appare del tutto fuori luogo e fuorviante invece, l’affermazione che impedirebbe il passaggio alle energie rinnovabili.

RISPOSTA A2A

Si ribadisce che il progetto riguarda la realizzazione di un ciclo combinato e non di un TG in ciclo aperto, che rappresenta solo uno step di costruzione. L’organizzazione della attività costruttiva in due fasi non è affatto indicativa della volontà di non proseguire i lavori di completamento, ma come una opportunità di avviare la conversione a gas un anno in anticipo. A titolo informativo poi si fa presente che il progetto sarà realizzato appaltando tutte e due le fasi ad un unico contractor (turn-key contract) e che alcune delle attività riguardanti la parte vapore del ciclo combinato (quindi quella che sarà in esercizio dopo il completamento della fase 2) andranno attivate assieme alle opere relative al ciclo aperto. Mentre i lavori propedeutici all’installazione della turbina a vapore saranno avviati in anticipo, visto che questa sarà alloggiata al posto dell’attuale turbina del gruppo 4. Relativamente alle alternative, su richiesta della regione sono stati sviluppati delle alternative progettuali nell’Allegato I, a cui si rimanda. Il merito alla frase citata, si intendeva sottolineare che la trasformazione a ciclo combinato a gas è vista quale opzione tecnologica necessaria nella fase di transizione a un sistema energetico decarbonizzato e significativamente basato su energie rinnovabili.

RISPOSTA LEGAMBIENTE

Il gas naturale ha assolto al suo compito nella lunga fase di transizione che abbiamo alle spalle. Oggi ogni nuovo investimento nel gas naturale è una sottrazione di risorse alle transizione energetica, alle fonti rinnovabili e a scapito dello sviluppo economico e del futuro del nostro paese.



ALLEGATO-A-INTEGRAZIONI-ARIA

NH₃-

Si osserva che, mentre per NO_x, SO₂ e polveri ci sarebbe un notevole miglioramento (tab 2-6), la quantità di ammoniaca NH₃ sarebbe notevolmente aumentata, a causa del rilascio di tracce di NH₃ dal sistema di abbattimento catalitico degli ossidi di azoto, dove tale sostanza è iniettata quale reagente nel solo ciclo di esercizio combinato.

In assenza di limiti europei si fa qui riferimento al limite di 100 µg/m³ per la media giornaliera, previsto dallo stato dell'Ontario (Canada). I valori massimi stimati di concentrazione come media nelle 24 h risultano dell'ordine di 2,5 µg/m³ pari al 2,5% del limite di riferimento proposto (tab 3-3). Pur trattandosi di valori non elevati, si osserva che questa molecola va ad aggiungersi agli altri inquinanti tradizionali. Tra l'altro, l'ammoniaca può essere facilmente convertita in protossido di azoto N₂O, che è un potente gas serra, con un effetto termico pari a circa 300 volte quello dell'anidride carbonica (CO₂).

CO-

Il CO è un gas tossico e mortale in ambienti chiusi, per la sua capacità di legarsi all'emoglobina ostacolando così il trasporto di ossigeno nel sangue. Ai sensi della normativa vigente (D.lgs 155/2010 e D.P.C.M. 28.03.1983, all.I tab.A) i valori limite per la protezione della salute umana sono rispettivamente: * 40 mg/m³ (concentrazione massima oraria); * 10 mg/m³ (concentrazione media massima trascinata sulle 8 ore).

È considerato inquinante primario a causa della sua lunga permanenza in atmosfera, 4 – 6 mesi, ed è indice di inquinamento da traffico, ma anche di emissioni industriali.

Nel sito di ARPA FVG si legge “Recenti studi epidemiologici hanno infine dimostrato l'associazione causale tra aumento delle concentrazioni di CO ed incremento della mortalità giornaliera totale, di quella specifica per malattie cardiovascolari e respiratorie a breve termine.”

CO₂-

Il problema maggiore, e che si contrappone nettamente alle pratiche per ridurre la crisi climatica abbattendo le emissioni di gas serra, è l'elevata quantità di CO₂ che verrà emessa, pari al 98% della CTE ante operam. La Tabella 2-6: Confronto tra scenari emissivi autorizzati (macroinquinanti) riferito a 8760 h/anno di esercizio dell'all. A evidenzia come l'emissione di CO₂ con il MIX CC CA alimentato a GN, sarebbe di 2.362.726 t/a, il 98% di quanto emesso dalla CTE attuale, ed il coefficiente emissivo di CO₂ passerà da 884 kg CO₂/MWh netto a 323 kg CO₂/MWh netto.

Ulteriori riduzioni si avranno con l'utilizzo di quote crescenti di H₂ in mix con il gas naturale: 287kg CO₂/MWh se al 30% e di 249 kg CO₂/MWh al 50%.



Nel prossimo futuro, la produzione di energia elettrica basata sulla combustione di combustibili fossili potrebbe causare il mancato raggiungimento degli obiettivi di neutralità energetica e un aumento della temperatura media ben oltre i 2°C.

La via è quella di produrre energia senza emissioni di CO₂, e di sviluppare le tecnologie che consentano l'accumulo e lo stoccaggio dell'energia prodotta.

INFORMAZIONI RELATIVE ALL'UTILIZZO DI IDROGENO COME COMBUSTIBILE PER L'IMPIANTO A CICLO COMBINATO IN PROGETTO – ALLEGATO L

Dall'allegato L si deduce che oltre al protocollo di intesa con la Snam, non c'è alcun impegno certo per la graduale miscelazione di gas metano e idrogeno per l'alimentazione dell'impianto. Non sono specificati i tempi e le modalità per la realizzabilità di tale scenario. Si osserva inoltre che la produzione di idrogeno verde su larga scala è un obiettivo ancora lontano nel tempo. Pertanto, enfatizzare tale processo sembra essere una prevalente operazione propagandistica volta ad assicurarsi una accettabilità a livello politico e sociale.

La breve relazione dell'allegato L prospetta vari scenari, ma solo la miscelazione al 30% viene considerata percorribile con modifiche minime al progetto principale di A2A, e questo garantirebbe la riduzione di emissioni di CO₂ di 266.500 t/annue pari a 287 kg/MWhe di energia prodotta, contro le 323 con combustibile composto di solo gas (fig 1).

Sappiamo che produrre idrogeno comporta emissioni di CO₂ se il processo elettrolitico per la decomposizione dell'acqua da cui l'idrogeno viene ricavato utilizza combustibili fossili: la quota di CO₂ emessa in atmosfera per ottenere il gas non è conteggiata nel bilancio totale, per cui complessivamente non è garantito l'abbattimento della CO₂: dai dati della tab 1, si ricava che:

- con il 30% di H₂ nella miscela, l'abbattimento per kg/MWhe prodotto è del solo 12%;
- con il 50% di H₂ nella miscela sarebbe del 23%, ma a queste quote si dovrebbero aggiungere le emissioni della CO₂ prodotta per l'ottenimento dell'idrogeno.

Non c'è nessuna garanzia che si tratti di idrogeno verde, unica fonte che Legambiente ritiene davvero idonea alla decarbonizzazione.

PAESAGGISTICA

1)

A pag. 50 si dichiara che “l'opera in progetto, interferisce con la fascia di rispetto (150 m) corsi d'acqua e conseguentemente con aree fluviali (Alvei – canale dei Tavoloni) tutelate dal PPR ai sensi dell'art. 23. Secondo il comma 1 di tale articolo il PPR riconosce e individua i fiumi, i



torrenti, i corsi d'acqua, tutelati ai sensi dell'articolo 142, comma 1, lettera c) del Codice, quale componente del paesaggio regionale da tutelare e valorizzare.

Il comma 8 dell'art. 23 del PPR inoltre aggiunge che i progetti degli interventi si conformano alle seguenti prescrizioni d'uso:

a) Non sono ammissibili:

11) realizzazione di gasdotti, elettrodotti, linee telefoniche o elettriche e delle relative opere accessorie fuori terra; (...); sono invece ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile.”

OSSERVAZIONE

Se per l'attraversamento del canale dei Tavoloni si procede con tubazione by-pass, il resto del tracciato viene attuato scavando trincee sul territorio carsico, non su strade esistenti e non semplici attraversamenti, per cui riteniamo che l'opera contrasti con il dettato normativo.

2)

Più sotto, nell'ultimo paragrafo di pag. 50, si dichiara che “per quanto riguarda invece il biotopo presente tra la S.S. n. 14 e il Canale dei Tavoloni, è stato verificato che è ancora in corso di istituzione e per tale motivo ad oggi non ci sono particolari prescrizioni.”

OSSERVAZIONE

Il fatto che ci sia un'istruttoria in corso per l'istituzione di un biotopo non significa che si può approfittare del fatto che ad oggi non ci siano prescrizioni, anzi significa che il luogo è riconosciuto di interesse ambientale e che merita una forma di tutela. Si dovrebbe attendere la fine del processo di istituzione del biotopo per valutare al meglio l'opera ed il suo tracciato con le forme di mitigazione del caso.

3)

A pag. 56 “7.8.2. Realizzazione - in aree la cui perimetrazione andrà definita nelle fasi di progetto – di interventi atti alla conservazione, il restauro e l'incremento spaziale degli Habitat Natura 2000, la conservazione e l'incremento della popolazione di Zeuneriana marmorata e delle specie Natura 2000 o comunque di rilevanza naturalistica, il miglioramento della condizione di adattamento degli habitat palustri, ecc.”



OSSERVAZIONE

Non sono specificati gli interventi ed inoltre ciò è in contrasto con il progetto che prevede il passaggio del metanodotto attraverso due aree in cui è stata rilevata la presenza della specie (vedi il rapporto di Valutazione area di studio per il monitoraggio di *Zeuneriana marmorata* (Fieber, 1853) zona Lisert (est Monfalcone), (Microsoft Word - 19469-10-RT-E-5030_r0), pag.10 figura 8, aree D-E).

Sempre dalla figura 8 di pag. 10 si evidenzia come il tracciato del nuovo metanodotto attraversi una zona che presenta habitat potenzialmente favorevoli all'insediamento di *Z. marmorata* mentre alle conclusioni di pag. 19 si "esclude un'incidenza significativa con gli habitat e con la specie target". Tali conclusioni si basano su dati di letteratura del 2016 (Hochkirch ed al.), non su dati aggiornati e recenti, rimandando lo studio di popolazione della specie ad un prossimo monitoraggio estivo (pag. 18) senza specificarne il periodo.

4)

Più in basso "7.8.3. Realizzazione - in aree intervento la cui perimetrazione andrà definita nelle fasi di progetto e al fine di favorire la fruibilità, la conservazione e la riqualificazione di interventi a bassissimo grado di trasformazione dell'esistente per la realizzazione di modeste infrastrutture dedicate all'osservazione naturalistica, lo studio e l'educazione ambientale compresa la costruzione coerentemente con le classificazioni funzionale e tipologica determinate dal presente progetto di nuovi sentieri o percorsi e/o modifica o completamento di quelli esistenti."

OSSERVAZIONE

Manca una definizione più precisa degli interventi che si prevedono di realizzare.

5)

Pag. 79 "8.2 Area temporanea di occupazione lavori: Le operazioni di scavo della trincea e di montaggio della condotta richiederanno l'apertura di una pista di lavoro... I mezzi utilizzati saranno in prevalenza cingolati: ruspe, escavatori e pale caricatrici. L'area di passaggio per la messa in opera delle nuove condotte varia in funzione del diametro delle tubazioni, come di seguito illustrato. In riferimento al tracciato, l'area di passaggio normale per i gasdotti con diametro DN 300 ha una larghezza pari a 16 m In corrispondenza degli attraversamenti delle infrastrutture (strade, metanodotti in esercizio, ecc.), di corsi d'acqua e di aree particolari (impianti di linea, cantieri per esecuzione trenchless, ecc.), l'ampiezza dell'area di passaggio sarà superiore al valore sopra riportato per evidenti esigenze di carattere esecutivo ed operativo".



OSSERVAZIONE

L'ampiezza di tale corridoio va ad intaccare notevolmente l'area di presenza di *Z. marmorata*, vedi rapporto di "Valutazione area di studio per il monitoraggio di *Zeuneriana marmorata* (Fieber, 1853) zona Lisert (est Monfalcone), pag.10 figura 8, aree D-E)" (vedi pag. 88, fig. 8.4 e 8.5 della Relazione paesaggistica).

PROPOSTA DI OPERE DI MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI.

In corrispondenza dei punti di attraversamento stradale del metanodotto, si propone la creazione in contemporanea e parallelamente a questa opera di sottopassi con relative barriere fisse di invito per la piccola fauna, specialmente anfibi, permettendo il transito in sicurezza di individui giovani ed adulti.

ALTERNATIVE DI TRACCIATO

Il documento prova a fornire una risposta alle richieste degli Enti competenti, delle associazioni e stakeholder, che con le loro osservazioni si sono opposte all'originario tracciato di progetto del metanodotto, prospettando altre due alternative, A e B.

Riteniamo pertanto che le nostre preoccupazioni in merito alla compatibilità con il PURG del Comune di Monfalcone, alla necessità di conservazione ed incremento della popolazione della *Zeuneriana Marmorata*, ai vincoli paesaggistici e al danneggiamento delle aree boscate possano essere superate con la realizzazione, se mai il progetto venisse accolto, dell'alternativa A, che impatta in misura minore sulle zone umide e aree boscate del Carso.

VERIFICA PREVENTIVA DELL'INTERESSE ARCHEOLOGICO

Lo studio individua 36 siti archeologici nell'area in questione, alcuni a dei quali (dall'11 al 16) allineati lungo la via di comunicazione romana Aquileia-Tergeste, di cui si sono trovate tracce nel sito 16, considerato ad alto rischio nel caso di cantierizzazione. L'alternativa A, che si sviluppa prevalentemente su tracciati preesistenti, riduce la probabilità di intercettare ulteriori siti lungo quel tragitto, che comunque dovrà essere attenzionata da un archeologo durante le fasi di scavo.



RELAZIONE_DI_PROGETTO_NUOVO_CCGT_REV

A pag 5 del documento si afferma: *“lo scenario di riferimento, utilizzato in termini di confronto rispetto allo scenario futuro, è quello attuale in cui i gruppi 1 e 2 sono eserciti in accordo all’autorizzazione AIA del 2009 che è in corso di revisione, mentre i gruppi 3 e 4 sono fermi”*.

La nuova AIA è già stata aggiornata ed entrerà in vigore il 18.08.2021, con prescrizioni riguardanti le emissioni atmosferiche. Il documento in oggetto non è stato pertanto aggiornato alle nuove disposizioni.

In questa relazione tecnica non c’è alcun riferimento all’eventuale miscela al 30% di idrogeno che dovrebbe essere utilizzata, nonostante nell’allegato L si riferisca di un “..protocollo di intesa con Snam per la cooperazione tecnologica per lo sviluppo di progetti a idrogeno..... come l’ammodernamento delle esistenti turbine a gas..”

Non solo, ma anche “.. tutti i componenti (tubazioni, valvole, riscaldatore, sistema di filtrazione) posti a valle dell’arrivo della miscela GN e H2 saranno già progettati e adeguatamente dimensionati per l’utilizzo di almeno il 30% di H2 e il sistema di riduzione catalitica selettiva (SCR) per l’abbattimento di NOx nell’HRSG sarà dimensionato in modo da far fronte al possibile aumento di NOx nei gas di scarico del TG dovuto all’utilizzo di H2”, e che questa possibilità venga presentata come più di un’ipotesi anche nei documenti che riguardano la riduzione delle emissioni di CO2, come nell’Allegato A – Integrazioni_aria tab. 2.5 pag 8.

Sembra tutto predisposto per questa soluzione, ma nella relazione tecnica non c’è alcun riscontro, per cui non si sa come il metano sarebbe immesso nel metanodotto che alimenta la centrale, quale la sua provenienza e quale la sua origine (nero, grigio, blu, verde?).

Il Presidente
Sandro Cargnelutti

FIRMATO DIGITALMENTE

Modello 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 _____

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

III/La Sottoscritto/a Sandro Cargnelutti _____

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

Legambiente FVG APS

(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
- X Beni culturali e paesaggio
- X Monitoraggio ambientale
- X Altro (*specificare*) _____ Programmazione energetica _____

TESTO DELL' OSSERVAZIONE

Legambiente del Friuli Venezia Giulia APS, interviene con le proprie osservazioni alle integrazioni presentate da A2A Energiefuture S.p.A. alla procedura di VIA relativa al progetto di modifica della centrale termoelettrica di Monfalcone (GO).

Premessa

Nel ribadire i concetti già espressi nel precedente documento del 13 aprile 2020, Legambiente del FVG ritiene che le integrazioni presentate da A2A, per ottenere una risposta positiva alla VIA relativa al progetto di modifica della centrale termoelettrica di Monfalcone, non affrontino il problema di fondo, cioè l'assoluta necessità di imprimere una svolta al modo di produrre energia in Italia, concentrando intelligenze e risorse, in modo esclusivo, verso quella transizione ecologica in merito alla quale si spendono fiumi di parole senza adottare concretamente i provvedimenti necessari per affrontare la crisi climatica.

Legambiente sostiene che si debba procedere speditamente verso la decarbonizzazione a tutti i livelli, escludendo pertanto il ricorso a nuove realizzazioni di impianti di produzione elettrica a gas naturale, evitando operazioni di dubbia efficacia come quelle di aggiungere il gas naturale con percentuali di Idrogeno che, in tale contesto, sembrano più un tentativo di acquisire un'accettabilità a livello politico e sociale che un reale e credibile progetto.

E' evidente che le motivazioni che faranno orientare la scelta di realizzare o meno una nuova centrale a gas naturale sono esclusivamente di tipo politico e prescindono dagli aspetti tecnici contenuti nella documentazione della VIA. Le alternative per garantire, a livello nazionale, sia un'adeguata potenza installata che una pronta risposta della rete in caso di necessità, sono già ora disponibili, ad esempio, semplicemente aumentando le ore medie annue di esercizio delle centrali a gas esistenti, da 3.261 a 4.000 ore, contemporaneamente imprimere una significativa accelerazione alla realizzazione di impianti di energia rinnovabile (eolico on shore e off shore, agrivoltaico...) e sviluppando in modo più deciso i sistemi di accumulo elettrochimici e da pompaggi da idroelettrico.

In ogni caso, Legambiente FVG intende esprimere alcune osservazioni più specifiche nel merito delle integrazioni fornite da A2A nella documentazione della procedura di VIA.

ALLEGATO M_ CONTRODEDUZIONI OSSERVAZIONI PUBBLICO

8. RISCONTRO ALLE OSSERVAZIONI DELL' ASSOCIAZIONE LEGAMBIENTE FVG MATTM-2020-0026208 DEL 14/04/2020

8.1 PIANIFICAZIONE ENERGETICA

OSSERVAZIONE LEGAMBIENTE

La prevista realizzazione di un nuovo impianto a metano, in sostituzione delle due sezioni alimentate a carbone dell'attuale centrale termoelettrica A2A di Monfalcone, appare del tutto immotivata, stante il fatto che le centrali alimentate a metano costruite negli ultimi due decenni costituiscono, in termini di potenza installata, una disponibilità quasi doppia (115.000 MW) rispetto alle richieste della rete elettrica (58.219 MW a luglio 2019, fonte Terna). E' del tutto evidente che, per compensare la chiusura delle centrali a carbone sarebbe sufficiente aumentare le ore medie annue di esercizio delle centrali a gas esistenti da 3.261 a 4.000 ore.

RISPOSTA A2A

La capacità netta disponibile degli impianti termoelettrici tradizionali italiani è attualmente di ca. 58 GW e scenderà a circa 49 GW al 2025 principalmente a causa del phase out del carbone. Secondo lo scenario PNIEC 2025 a fronte di tale riduzione si rende necessaria almeno la realizzazione di +3 GW di accumuli addizionali e di +5,4 GW di generazione addizionale a gas. Gli impianti a gas dovranno essere dislocati principalmente nella zona Nord (poco più del 60%) e in misura minore nel Centro, nel Sud e in Sardegna, mentre il fabbisogno di nuova capacità di accumuli è concentrata nel Centro e nel Sud. Si segnala inoltre che la valutazione dell'adeguatezza delle risorse di generazione necessarie a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico è ben più complessa di quanto prospettato nell'osservazione ed effettuata anche attraverso l'applicazione di approcci probabilistici che considerano tra l'altro: l'aleatorietà dei fenomeni climatici e il conseguente impatto sulla generazione da fonte rinnovabile; la disponibilità di impianti di generazione tradizionali sempre più datati ed esposti a guasti e malfunzionamenti; il possibile fuori servizio temporaneo di elementi di rete a fronte di eventi climatici. Si rimanda per ulteriori informazioni In base al Rapporto adeguatezza Italia 2019 (Terna). https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019_8d71cb7ff32ad37.pdf

RISPOSTA LEGAMBIENTE

Al di là del fatto che il dato riportato da Legambiente sia riferito alla potenza complessiva, si fa notare come il parco di generazione elettrica a gas sia, nel nostro Paese, decisamente poco sfruttato. Infatti, stando ai dati Terna, dal quale è possibile determinare le ore equivalenti di esercizio annuale delle centrali (in media 3.261 ore/anno) e i fattori di carico delle diverse tipologie di impianti per la generazione termoelettrica di energia, questo risulta pari ad una media del 37%, decisamente troppo poco per giustificare la necessità di realizzare 5,4 GW aggiuntivi di nuove centrali a metano come ipotizzato dal Ministero.

Citiamo al riguardo un primo seguente passo preso dallo stesso "Rapporto Adeguatezza Italia 2019" di TERNA suggerito da A2A, ovvero:

Pag.15 cap. 5.3 IL CONCETTO DI ADEGUATEZZA

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

Commento Legambiente:

Condividiamo pienamente l'evoluzione della definizione di adeguatezza e la necessità di sviluppare le nuove risorse di flessibilità (accumuli idroelettrici e Demand Side response) in grado di assicurare l'adeguatezza nella rete elettrica in presenza di FER non-programmabili, ma non le troviamo

adeguatamente considerate e valorizzate nelle quantificazioni riportate nello stesso “Rapporto Adeguatezza Italia 2019” di TERNA.

Citiamo altro passo, preso sempre dallo stesso “Rapporto Adeguatezza Italia 2019” di TERNA, ovvero:
Pag. 32 cap. 8.3.3.1. LA FUNZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO

... fra i sistemi di accumulo disponibili, la tecnologia maggiormente diffusa è quella degli impianti di pompaggio, che oltre a favorire il pieno sfruttamento delle fonti intermittenti (attraverso l'assorbimento dell'energia elettrica prodotta durante le ore solari e/o ad elevata ventosità) **forniscono un importante contributo all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema**. Tali impianti, infatti, possono essere gestiti in modo tale da garantire la piena disponibilità degli invasi e quindi la massima capacità disponibile nelle ore più critiche in termini di carico residuo. Gli stessi impianti, inoltre, possono essere asserviti ai **sistemi di difesa per la mitigazione dell'impatto di eventi rilevanti, possono fornire servizi di regolazione di frequenza e tensione e supportano la riaccensione del sistema data la possibilità di prestare il servizio di black start**.

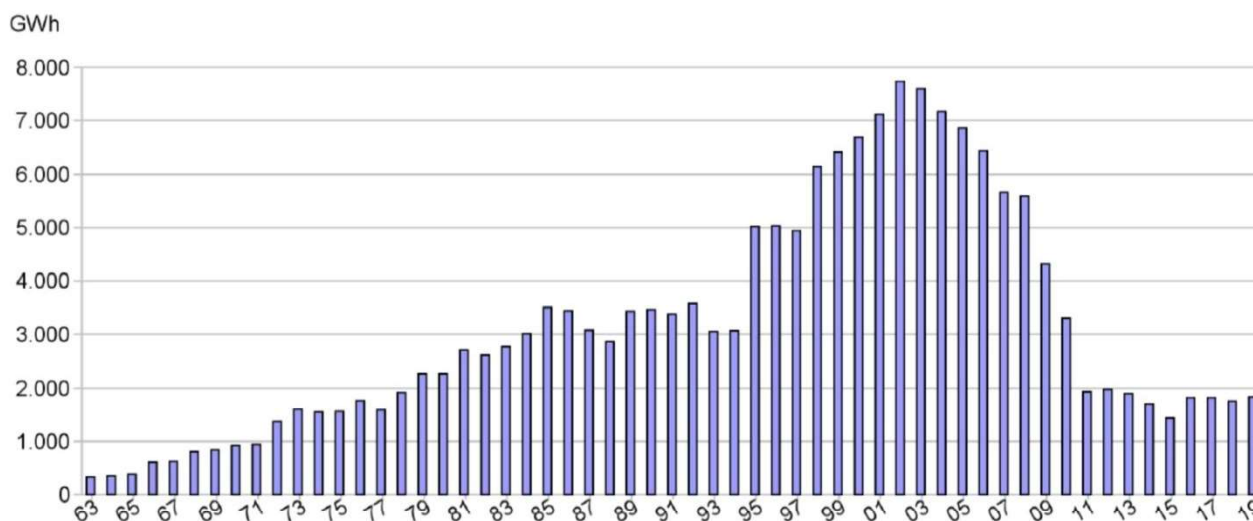
Inoltre, il recupero e/o sviluppo di bacini di accumulo idrico rappresenta un'opportunità per il paese anche in termini di gestione complessiva della risorsa idrica, in un contesto di cambiamenti climatici che rendono sempre più probabile il verificarsi di eventi climatici estremi.

Commento Legambiente:

Condividiamo pienamente l'importanza dei pompaggi idroelettrici sottolineata da TERNA nel “Rapporto Adeguatezza Italia 2019”, ma non le troviamo sufficientemente valorizzate nelle quantificazioni riportate nello stesso documento. Ricordiamo che, con oltre 7.600 MW di pompaggi idroelettrici esistenti e pienamente operativi, l'Italia è la nazione N. 1° in Europa. Lavorando 8 ore al giorno, questi pompaggi potrebbero accumulare oltre 20 TWh l'anno di energia elettrica (7% del fabbisogno nazionale). Tant'è vero che il grafico Terna qui sotto riportato evidenzia che, prima del 2003 l'energia prodotta dagli apporti di pompaggio è arrivata a toccare quasi 8000 GWh/anno, mentre il valore attuale è di soli 1800 GWh/anno, in chiara controtendenza rispetto a tutti gli altri paesi europei come la Spagna, Francia, Germania, Gran Bretagna, Austria ecc.



Produzione lorda di energia idroelettrica da apporti di pompaggio in Italia



Pertanto, alla luce degli stessi ragionamenti espressi da Terna, finché i pompaggi idroelettrici in Italia

resteranno praticamente inutilizzati, la necessità di costruire nuove centrali a metano per coprire le punte della domanda elettrica appare poco credibile.

Pertanto chiediamo che siano forniti maggiori dettagli su come sono state determinate e calcolate le quantificazioni di adeguatezza, esplicitando, in particolare, se e come sono stati considerati i pompaggi idroelettrici esistenti in Italia.

Non solo, ma la realizzazione di nuovi impianti a gas che dovranno funzionare per i prossimi 20, nel migliore dei casi 30 anni, non appare un investimento lungimirante considerando la crescita delle rinnovabili. Tant'è che ARERA (Autorità di regolazione per energia reti e ambiente) ha dovuto istituire il nuovo incentivo del Capacity Market proprio per rendere tali investimenti economicamente sostenibili per gli operatori, caricando il relativo costo sui consumatori italiani.

8.2 EMISSIONI ATMOSFERA

Estratto Osservazione

1.1 Motivazioni del progetto (pag. 10)

Viene dichiarato che l'efficienza energetica della centrale raggiungerà un rendimento elettrico del 62,3%. Nella tabella sulle Efficienze medie centrali termoelettriche in Italia 2017, per quelle a ciclo combinato a gas naturale il dato è 58% (*Documento di descrizione degli scenari 2019" – Snam, Terna*)

Si afferma che le emissioni di CO2 saranno ridotte ad un terzo; in realtà, considerata la potenza installata (circa 860 MW, al posto degli attuali 336 MW), la quantità di CO2 emessa sarà la stessa

RISPOSTA A2A

Come notato il rendimento elettrico della Centrale in Ciclo Combinato sarà molto elevato, ai massimi livelli oggi raggiungibili, e significativamente superiore alla media delle centrali a ciclo combinato esistenti. Si conferma che nonostante il notevole incremento della potenza elettrica l'emissione complessiva di CO2 sarà analoga: ciò si traduce in un'emissione specifica di CO2 per unità di energia prodotta molto inferiore. In termini di bilancio globale la nuova centrale sostituendo impianti di produzione termoelettrica meno efficienti, comporterà un'emissione di CO2 inferiore, a parità di produzione elettrica, concorrendo agli obiettivi generali di riduzione delle emissioni climalteranti.

RISPOSTA LEGAMBIENTE

Riteniamo anche noi che la centrale a metano proposta per Monfalcone avrà, se realizzata, rendimento elettrico ai massimi livelli oggi raggiungibili. Ma trattasi di un valore di rendimento puramente nominale, definito per un gruppo turbogas nuovo di fabbrica ed operante in condizioni di esercizio ottimali. Pertanto questo dato non riflette il valore di rendimento medio effettivo ottenibile in esercizio reale da un impianto del genere, operante prevalentemente in carico parziale e in modalità di inseguimento della domanda e del carico sulla rete elettrica, per cui soggetto a continue variazioni di potenza che riducono in modo significativo l'efficienza dell'impianto. Inoltre è noto che i gruppi turbogas soffrono marcate riduzioni di efficienza dovute all'inevitabile sporcamento (fouling) e al degrado nel tempo, complessivo e permanente della macchina.

In ogni caso constatiamo che oltre il 40% della fonte primaria impiegata da un impianto del genere si trasforma inevitabilmente in perdite sotto forma di grandi quantità di calore reflu scaricate nell'ambiente.

Si chiede pertanto di fornire maggiori dettagli sulle prestazioni dell'impianto proposto, compreso il valore

medio realistico di efficienza attesa nel tempo.

8.3 COERENZA CON PIANIFICAZIONE ENERGETICA

Estratto Osservazione

2.1.3 La proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) (pag 16)

Nel citare la proposta di PNIEC inviata dall'Italia alla Commissione europea a dicembre 2018, non viene messo in evidenza che l'accelerazione del percorso di decarbonizzazione del settore energetico al 2030 (tappa intermedia) ed al 2050 (completamento di tale processo) non si riferisce solo al carbone ma a tutte le fonti emissive di CO₂. La proposta di una nuova centrale a metano, che entrerebbe in esercizio tra alcuni anni, pare incoerente con i propositi annunciati nel PNIEC;

RISPOSTA A2A

Contrariamente a quanto indicato il PNIEC prevede la realizzazione di nuova capacità a sostegno della sicurezza del sistema elettrico nella fase di transizione energetica. Si rimanda ai § 4.2 e 4.13 della Relazione di risposta alle richieste di integrazione degli enti per un inquadramento del progetto nell'ambito della strategia generale del gruppo A2A in materia di transizione energetica.

RISPOSTA LEGAMBIENTE

A tal proposito si sottolinea che il processo di decarbonizzazione che riguarderà l'intero Pianeta non si concentra sulle emissioni delle sole centrali a carbone, ma su tutte le emissioni climalteranti, provenienti da qualsiasi centrale, seppur efficientissima, alimentata a fonti fossili, compreso il gas metano. Non solo ma si sottolinea come questo gas abbia un potere climalterante di almeno 35 volte superiore alla CO₂, e come le attività di estrazione in Italia e nel mondo sono attività che incidono pesantemente sulle emissioni globali. Per tutte queste ragioni nessuna centrale a ciclo combinato può ritenersi utile alla battaglia contro l'emergenza climatica.

A questo si aggiunge che le previsioni di funzionamento almeno fino al 2050 di queste centrali sposteranno non soltanto l'obiettivo italiano di decarbonizzazione di anni, ma sposteranno anche fondi necessari invece allo sviluppo delle rinnovabili, di sistemi di accumulo, di nuove reti, di politiche di efficienza.

Vero che il PNIEC pone il gas al centro della transizione, ma non solo va considerato che la revisione sulla base dei nuovi obiettivi europei ma anche che la Commissione europea ha richiesto delucidazioni proprio sul ruolo centrale del gas, mettendo in evidenza un ruolo predominante non giustificato.

8.4 COERENZA CON PIANIFICAZIONE ENERGETICA

Estratto Osservazione

2.1.3.3.2 Settore elettrico (pag 23)

Viene sottolineato che... " il nuovo sistema di generazione sarà caratterizzato da una forte crescita delle rinnovabili non programmabili e di piccola taglia, con una crescente complessità gestionale per la rete e una altrettanto crescente richiesta di flessibilità per il bilanciamento. " , e che...

" La realizzazione di una vasta capacità di accumulo, ... è parimenti indispensabile a mitigare alcune criticità e disporre di adeguate risorse di flessibilità. Fra le tecnologie di stoccaggio, i sistemi di storage idroelettrico costituiscono oggi l'opzione più matura. La forte penetrazione delle rinnovabili richiederà prima di tutto un incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti, ... Per i prossimi anni è necessario perseguire, inoltre, anche un cospicuo sviluppo dello storage elettrochimico sia a livello distribuito che centralizzato, guidato da una curva di riduzione dei costi che renderà sempre più vantaggiosi i sistemi distribuiti di generazione fotovoltaica con batteria.

Si rileva che tali strategie, ampiamente percorribili, alternative al grandi impianti a combustibili fossili, non vengono esplorate.

RISPOSTA A2A

La strategia generale del gruppo A2A in materia di transizione energetica prevede investimenti molto significativi, dedicati in minima parte allo sviluppo di nuova capacità a gas e in massima parte destinati allo sviluppo delle Fonti energetiche rinnovabili e di progetti innovativi in materia di flessibilità e stabilità della rete elettrica, ivi inclusi elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde, compensatori sincroni, e sistemi di storage elettrochimico; alcuni di questi sistemi sono in corso di valutazione anche per la Centrale di Monfalcone. Oltre alla realizzazione del Ciclo Combinato A2A ha previsto di realizzare dei sistemi fotovoltaici sui tetti delle sale macchine, dell'attuale capannone gesso, delle pensiline del parcheggio e a terra, nell'area che si renderà libera a valle della realizzazione del CCGT. Per tale impianto che avrà complessivamente una potenza di picco pari a 1.426,4 kWp, è stata presentata alla Regione Friuli Venezia Giulia Istanza di verifica di A2A SpA - Ingegneria C. le Monfalcone – CCGT – Controdeduzioni alle osservazioni del pubblico – MFP-GTB-100058-CCGT-12/0 823.000 61/77 5E/1 2/2 02/17 assoggettabilità a VIA ad agosto 2020 e Domanda di Autorizzazione Unica ai sensi dell'Art. 12 del D-lgs 387/2003 a settembre 2020.

RISPOSTA LEGAMBIENTE

Riteniamo, per quanto descritto, che l'impegno aziendale nello sviluppo delle rinnovabili e di sistemi innovativi energetici sia marginale rispetto al gas, in termini sia energetici che di investimento. Oggi esistono aziende energetiche, che non possono certamente definirsi leader del settore, con progetti da rinnovabili decisamente più innovativi e impegnativi di 1,4 MW di pannelli solari sulle coperture.

Si chiede che sia fornita la quantificazione degli investimenti previsti per la realizzazione degli impianti proposti.

8.5 COERENZA CON PIANIFICAZIONE ENERGETICA

Estratto Osservazione

3.2.1 Caratteristiche tecniche generali del nuovo impianto (pag 88)

Si afferma che la realizzazione dell'impianto avverrà in due fasi: la prima, a ciclo aperto (TG), vero obiettivo della nuova centrale per poter accedere al meccanismo del "Capacity market", e solo successivamente il ciclo combinato che, in mancanza di una richiesta di energia (come probabile) potrebbe non essere realizzato.

3.4 Tempi di realizzazione (pag 124)

Si stima che la costruzione dell'impianto dovrebbe avvenire in tre anni, ai quali vanno aggiunti i tempi necessari per l'acquisizione di tutte le autorizzazioni previste (almeno un anno). Si osserva che la progressiva accelerazione del cambiamento climatico e le conseguenti politiche europee e nazionali per tentare di arginare il fenomeno, saranno orientate, nei prossimi anni, a penalizzare il ricorso ai combustibili fossili, privilegiando, anche con il ricorso a meccanismi sanzionatori sulle emissioni di CO₂ (carbon tax), la produzione energetica da fonti rinnovabili, efficientamento energetico e sistemi di accumulo (Storage). Si intravede il rischio di realizzare un impianto industriale obsoleto e fuori mercato già al momento dell'entrata in esercizio.

RISPOSTA A2A

Il progetto proposto prevede la realizzazione di un impianto in ciclo combinato basato su macchine di nuova generazione, ad oggi non ancora operative sul territorio nazionale, e tuttora in fase di upgrading tecnologico. Allo stato attuale le macchine di classe H possono garantire rendimenti netti in ciclo combinato tra il 61% e il 63% ben oltre il valore del rendimento medio del parco termoelettrico italiano. Si tenga inoltre presente che lo sviluppo tecnologico per i turbogas di classe H è ancora in pieno corso e che periodicamente le prestazioni che queste macchine riescono a raggiungere vengono aggiornate dai costruttori. Analogamente con quanto sta avvenendo nelle macchine della precedente generazione, con una maggiore accelerazione, legata a sistemi più avanzati di realizzazione dei componenti, anche una volta realizzati i Turbogas potranno essere oggetto di upgrading nel corso delle periodiche attività manutentive, migliorando ulteriormente le propria performance energetica. Questa spinta al miglioramento è anche incentivata dall'incidenza nei costi di produzione elettrica, del costo relativo all' emissione della CO₂. Rendimenti del 65% rappresentano un obiettivo raggiungibile nel breve/medio periodo. A2A SpA - Ingegneria C. le Monfalcone – CCGT – Controdeduzioni alle osservazioni del pubblico – MFP-GTB-100058-CCGT-12/0 823.000 65/77 5E/1 2/2 02/17 Circa le tempistiche e le modalità realizzative, si fa presente che la realizzazione dell'impianto in due fasi, - prima il ciclo aperto e poi, nelle more del completamento dei lavori (previsti in 12 mesi ulteriori), il CCGT - permetterebbe di accelerare l'uscita del carbone, che - compatibilmente con la durata degli iter autorizzativi – potrebbe avvenire in anticipo rispetto a 2025. L'esercizio futuro della Centrale sarà determinato dal fabbisogno della rete e dalle opportunità di mercato; A2A nello sviluppare il progetto ha previsto un esercizio di 6000 ore/anno con una progressiva riduzione che tiene conto dell'inserimento di altri sistemi concorrenti parimenti efficienti e dell'aumento della produzione elettrica da Fonti Rinnovabili. La produzione sarà generata prevalentemente in ciclo combinato, mentre l'esercizio in ciclo aperto, fatto salvo il periodo di completamento dei lavori, sarà del tutto occasionale. In merito al capacity market, nel caso in cui venisse celebrata una ulteriore asta per l'immissione di nuova capacità, A2A potrebbe candidare il progetto del CCGT di Monfalcone. Si rappresenta comunque che nel valutare l'investimento, la società ha svolto le analisi di redditività legate a tutti i possibili scenari di esercizio e mercato, rilevando come siano determinanti principalmente le tempistiche autorizzative e realizzative, e che l'eventuale non rientro del progetto tra le iniziative del capacity market non è da considerarsi automaticamente ostativo alla realizzazione dell'opera.

RISPOSTA LEGAMBIENTE

Considerando che in Italia il parco di generazione termoelettrica è sovradimensionato, e per questo motivo sotto-utilizzato (in media 3.261 ore/anno), riteniamo illusoria e poco realistica la previsione di esercizio per 6000 ore/anno. Pertanto il progetto potrà recuperare l'investimento solamente attraverso il meccanismo di incentivazione del cosiddetto "capacity market", scaricando il relativo costo sui consumatori italiani.

8.11 SCELTE STRATEGICHE: CAPACITY MARKET O MERCHANT

Estratto

Osservazione

3.6 ALTERNATIVE DI PROGETTO (pag 137)

In relazione a quanto riportato nel paragrafo "Alternativa zero", si sottolinea che il rendimento previsto per la configurazione a ciclo aperto (OCGT, 41,9%) non si discosta in modo significativo dall'attuale rendimento della centrale a carbone (36,4%). Se, come ipotizzabile, la configurazione a ciclo aperto sarà quella maggiormente utilizzata (per le caratteristiche, più volte citate, di garantire l'entrata in funzione rapida in caso di richieste della rete elettrica), non si ravvisa un significativo miglioramento del rendimento complessivo.

Manca, in definitiva, una realistica opzione progettuale alternativa.

3.7.5 Alternative di progetto (pag 149)

L'accento al fatto che la mancata realizzazione del gasdotto impedirebbe la realizzazione dell'impianto nell'ottica dell'abbandono del carbone pare piuttosto scontato; appare del tutto fuori luogo e fuorviante invece, l'affermazione che impedirebbe il passaggio alle energie rinnovabili.

RISPOSTA A2A

Si ribadisce che il progetto riguarda la realizzazione di un ciclo combinato e non di un TG in ciclo aperto, che rappresenta solo uno step di costruzione. L'organizzazione della attività costruttiva in due fasi non è affatto indicativa della volontà di non proseguire i lavori di completamento, ma come una opportunità di avviare la conversione a gas un anno in anticipo. A titolo informativo poi si fa presente che il progetto sarà realizzato appaltando tutte e due le fasi ad un unico contractor (turn-key contract) e che alcune delle attività riguardanti la parte vapore del ciclo combinato (quindi quella che sarà in esercizio dopo il completamento della fase 2) andranno attivate assieme alle opere relative al ciclo aperto. Mentre i lavori propedeutici all'installazione della turbina a vapore saranno avviati in anticipo, visto che questa sarà alloggiata al posto dell'attuale turbina del gruppo 4. Relativamente alle alternative, su richiesta della regione sono stati sviluppati delle alternative progettuali nell'Allegato I, a cui si rimanda. Il merito alla frase citata, si intendeva sottolineare che la trasformazione a ciclo combinato a gas è vista quale opzione tecnologica necessaria nella fase di transizione a un sistema energetico decarbonizzato e significativamente basato su energie rinnovabili.

RISPOSTA LEGAMBIENTE

Il gas naturale ha assolto al suo compito nella lunga fase di transizione che abbiamo alle spalle. Oggi ogni nuovo investimento nel gas naturale è una sottrazione di risorse alle transizione energetica, alle fonti rinnovabili e a scapito dello sviluppo economico e del futuro del nostro paese.

ALLEGATO-A-INTEGRAZIONI-ARIA

NH₃-

Si osserva che, mentre per NO_x, SO₂ e polveri ci sarebbe un notevole miglioramento (tab 2-6), la quantità di ammoniaca NH₃ sarebbe notevolmente aumentata, a causa del rilascio di tracce di NH₃ dal sistema di abbattimento catalitico degli ossidi di azoto, dove tale sostanza è iniettata quale reagente nel solo ciclo di esercizio combinato.

In assenza di limiti europei si fa qui riferimento al limite di 100 µg/m³ per la media giornaliera, previsto dallo stato dell'Ontario (Canada). I valori massimi stimati di concentrazione come media nelle 24 h risultano dell'ordine di 2,5 µg/m³ pari al 2,5% del limite di riferimento proposto (tab 3-3). Pur trattandosi di valori non elevati, si osserva che questa molecola va ad aggiungersi agli altri inquinanti tradizionali. Tra l'altro, l'ammoniaca può essere facilmente convertita in protossido di azoto N₂O, che è un potente gas serra, con un effetto termico pari a circa 300 volte quello dell'anidride carbonica (CO₂).

CO-

Il CO è un gas tossico e mortale in ambienti chiusi, per la sua capacità di legarsi all'emoglobina ostacolando così il trasporto di ossigeno nel sangue. Ai sensi della normativa vigente (D.lgs 155/2010 e D.P.C.M. 28.03.1983, all.I tab.A) i valori limite per la protezione della salute umana sono rispettivamente: * 40 mg/m³ (concentrazione massima oraria); * 10 mg/m³ (concentrazione media massima trascinata sulle 8 ore).

È considerato inquinante primario a causa della sua lunga permanenza in atmosfera, 4 – 6 mesi, ed è indice di inquinamento da traffico, ma anche di emissioni industriali.

Nel sito di ARPA FVG si legge “Recenti studi epidemiologici hanno infine dimostrato l'associazione causale tra aumento delle concentrazioni di CO ed incremento della mortalità giornaliera totale, di quella specifica per malattie cardiovascolari e respiratorie a breve termine.”

CO₂-

Il problema maggiore, e che si contrappone nettamente alle pratiche per ridurre la crisi climatica abbattendo le emissioni di gas serra, è l'elevata quantità di CO₂ che verrà emessa, pari al 98% della CTE ante operam. La Tabella 2-6: Confronto tra scenari emissivi autorizzati (macroinquinanti) riferito a 8760 h/anno di esercizio dell'all. A evidenzia come l'emissione di CO₂ con il MIX CC CA alimentato a GN, sarebbe di 2.362.726 t/a, il 98% di quanto emesso dalla CTE attuale, ed il coefficiente emissivo di CO₂ passerà da 884 kg CO₂/MWh netto a 323 kg CO₂/MWh netto.

Ulteriori riduzioni si avranno con l'utilizzo di quote crescenti di H₂ in mix con il gas naturale: 287kg CO₂/MWh se al 30% e di 249 kg CO₂/MWh al 50%.

Nel prossimo futuro, la produzione di energia elettrica basata sulla combustione di combustibili fossili potrebbe causare il mancato raggiungimento degli obiettivi di neutralità energetica e un aumento della temperatura media ben oltre i 2°C.

La via è quella di produrre energia senza emissioni di CO₂, e di sviluppare le tecnologie che consentano l'accumulo e lo stoccaggio dell'energia prodotta.

INFORMAZIONI RELATIVE ALL'UTILIZZO DI IDROGENO COME COMBUSTIBILE PER L'IMPIANTO A CICLO COMBINATO IN PROGETTO – ALLEGATO L

Dall'allegato L si deduce che oltre al protocollo di intesa con la Snam, non c'è alcun impegno certo per la graduale miscelazione di gas metano e idrogeno per l'alimentazione dell'impianto. Non sono specificati i tempi e le modalità per la realizzabilità di tale scenario. Si osserva inoltre che la produzione di idrogeno verde su larga scala è un obiettivo ancora lontano nel tempo. Pertanto, enfatizzare tale processo sembra essere una prevalente operazione propagandistica volta ad assicurarsi una accettabilità a livello politico e sociale.

La breve relazione dell'allegato L prospetta vari scenari, ma solo la miscelazione al 30% viene considerata

percorribile con modifiche minime al progetto principale di A2A, e questo garantirebbe la riduzione di emissioni di CO2 di 266.500 t/annue pari a 287 kg/MWhe di energia prodotta, contro le 323 con combustibile composto di solo gas (fig 1).

Sappiamo che produrre idrogeno comporta emissioni di CO2 se il processo elettrolitico per la decomposizione dell'acqua da cui l'idrogeno viene ricavato utilizza combustibili fossili: la quota di CO2 emessa in atmosfera per ottenere il gas non è conteggiata nel bilancio totale, per cui complessivamente non è garantito l'abbattimento della CO2: dai dati della tab 1, si ricava che:

- con il 30% di H2 nella miscela, l'abbattimento per kg/MWhe prodotto è del solo 12%;
- con il 50% di H2 nella miscela sarebbe del 23%, ma a queste quote si dovrebbero aggiungere le emissioni della CO2 prodotta per l'ottenimento dell'idrogeno.

Non c'è nessuna garanzia che si tratti di idrogeno verde, unica fonte che Legambiente ritiene davvero idonea alla decarbonizzazione.

PAESAGGISTICA

1)

A pag. 50 si dichiara che “l’opera in progetto, interferisce con la fascia di rispetto (150 m) corsi d’acqua e conseguentemente con aree fluviali (Alvei – canale dei Tavoloni) tutelate dal PPR ai sensi dell’art. 23. Secondo il comma 1 di tale articolo il PPR riconosce e individua i fiumi, i torrenti, i corsi d’acqua, tutelati ai sensi dell’articolo 142, comma 1, lettera c) del Codice, quale componente del paesaggio regionale da tutelare e valorizzare.

Il comma 8 dell’art. 23 del PPR inoltre aggiunge che i progetti degli interventi si conformano alle seguenti prescrizioni d’uso:

a) Non sono ammissibili:

11) realizzazione di gasdotti, elettrodotti, linee telefoniche o elettriche e delle relative opere accessorie fuori terra; (...); sono invece ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile.”

OSSERVAZIONE

Se per l'attraversamento del canale dei Tavoloni si procede con tubazione by-pass, il resto del tracciato viene attuato scavando trincee sul territorio carsico, non su strade esistenti e non semplici attraversamenti, per cui riteniamo che l'opera contrasti con il dettato normativo.

2)

Più sotto, nell’ultimo paragrafo di pag. 50, si dichiara che “per quanto riguarda invece il biotopo presente tra la S.S. n. 14 e il Canale dei Tavoloni, è stato verificato che è ancora in corso di istituzione e per tale motivo ad oggi non ci sono particolari prescrizioni.”

OSSERVAZIONE

Il fatto che ci sia un'istruttoria in corso per l'istituzione di un biotopo non significa che si può approfittare del fatto che ad oggi non ci siano prescrizioni, anzi significa che il luogo è riconosciuto di interesse ambientale e che merita una forma di tutela. Si dovrebbe attendere la fine del processo di istituzione del biotopo per valutare al meglio l'opera ed il suo tracciato con le forme di mitigazione del caso.

3)

A pag. 56 “7.8.2. Realizzazione - in aree la cui perimetrazione andrà definita nelle fasi di progetto – di interventi atti alla conservazione, il restauro e l’incremento spaziale degli Habitat Natura 2000, la

conservazione e l'incremento della popolazione di Zeuneriana marmorata e delle specie Natura 2000 o comunque di rilevanza naturalistica, il miglioramento della condizione di adattamento degli habitat palustri, ecc.”

OSSERVAZIONE

Non sono specificati gli interventi ed inoltre ciò è in contrasto con il progetto che prevede il passaggio del metanodotto attraverso due aree in cui è stata rilevata la presenza della specie (vedi il rapporto di Valutazione area di studio per il monitoraggio di Zeuneriana marmorata (Fieber, 1853) zona Lisert (est Monfalcone), (Microsoft Word - 19469-10-RT-E-5030_r0), pag.10 figura 8, aree D-E).

Sempre dalla figura 8 di pag. 10 si evidenzia come il tracciato del nuovo metanodotto attraversi una zona che presenta habitat potenzialmente favorevoli all'insediamento di Z. marmorata mentre alle conclusioni di pag. 19 si “esclude un'incidenza significativa con gli habitat e con la specie target”. Tali conclusioni si basano su dati di letteratura del 2016 (Hochkirch ed al.), non su dati aggiornati e recenti, rimandando lo studio di popolazione della specie ad un prossimo monitoraggio estivo (pag. 18) senza specificarne il periodo.

4)

Più in basso “7.8.3. Realizzazione - in aree intervento la cui perimetrazione andrà definita nelle fasi di progetto e al fine di favorire la fruibilità, la conservazione e la riqualificazione di interventi a bassissimo grado di trasformazione dell'esistente per la realizzazione di modeste infrastrutture dedicate all'osservazione naturalistica, lo studio e l'educazione ambientale compresa la costruzione coerentemente con le classificazioni funzionale e tipologica determinate dal presente progetto di nuovi sentieri o percorsi e/o modifica o completamento di quelli esistenti.”

OSSERVAZIONE

Manca una definizione più precisa degli interventi che si prevedono di realizzare.

5)

Pag. 79 “8.2 Area temporanea di occupazione lavori: Le operazioni di scavo della trincea e di montaggio della condotta richiederanno l'apertura di una pista di lavoro... I mezzi utilizzati saranno in prevalenza cingolati: ruspe, escavatori e pale caricatrici. L'area di passaggio per la messa in opera delle nuove condotte varia in funzione del diametro delle tubazioni, come di seguito illustrato. In riferimento al tracciato, l'area di passaggio normale per i gasdotti con diametro DN 300 ha una larghezza pari a 16 m In corrispondenza degli attraversamenti delle infrastrutture (strade, metanodotti in esercizio, ecc.), di corsi d'acqua e di aree particolari (impianti di linea, cantieri per esecuzione trenchless, ecc.), l'ampiezza dell'area di passaggio sarà superiore al valore sopra riportato per evidenti esigenze di carattere esecutivo ed operativo”.

OSSERVAZIONE

L'ampiezza di tale corridoio va ad intaccare notevolmente l'area di presenza di Z. marmorata, vedi rapporto di “Valutazione area di studio per il monitoraggio di Zeuneriana marmorata (Fieber, 1853) zona Lisert (est Monfalcone), pag.10 figura 8, aree D-E)” (vedi pag. 88, fig. 8.4 e 8.5 della Relazione paesaggistica).

PROPOSTA DI OPERE DI MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI.

In corrispondenza dei punti di attraversamento stradale del metanodotto, si propone la creazione in contemporanea e parallelamente a questa opera di sottopassi con relative barriere fisse di invito per la piccola fauna, specialmente anfibi, permettendo il transito in sicurezza di individui giovani ed adulti.

ALTERNATIVE DI TRACCIATO

Il documento prova a fornire una risposta alle richieste degli Enti competenti, delle associazioni e stakeholder, che con le loro osservazioni si sono opposte all'originario tracciato di progetto del metanodotto, prospettando altre due alternative, A e B.

Riteniamo pertanto che le nostre preoccupazioni in merito alla compatibilità con il PURG del Comune di Monfalcone, alla necessità di conservazione ed incremento della popolazione della Zeuneriana Marmorata, ai vincoli paesaggistici e al danneggiamento delle aree boscate possano essere superate con la realizzazione, se mai il progetto venisse accolto, dell'alternativa A, che impatta in misura minore sulle zone umide e aree boscate del Carso.

VERIFICA PREVENTIVA DELL'INTERESSE ARCHEOLOGICO

Lo studio individua 36 siti archeologici nell'area in questione, alcuni a dei quali (dall'11 al 16) allineati lungo la via di comunicazione romana Aquileia-Tergeste, di cui si sono trovate tracce nel sito 16, considerato ad alto rischio nel caso di cantierizzazione. L'alternativa A, che si sviluppa prevalentemente su tracciati preesistenti, riduce la probabilità di intercettare ulteriori siti lungo quel tragitto, che comunque dovrà essere attenzionata da un archeologo durante le fasi di scavo.

RELAZIONE DI PROGETTO NUOVO CCGT REV

A pag 5 del documento si afferma: *“lo scenario di riferimento, utilizzato in termini di confronto rispetto allo scenario futuro, è quello attuale in cui i gruppi 1 e 2 sono eserciti in accordo all'autorizzazione AIA del 2009 che è in corso di revisione, mentre i gruppi 3 e 4 sono fermi”.*

La nuova AIA è già stata aggiornata ed entrerà in vigore il 18.08.2021, con prescrizioni riguardanti le emissioni atmosferiche. Il documento in oggetto non è stato pertanto aggiornato alle nuove disposizioni.

In questa relazione tecnica non c'è alcun riferimento all'eventuale miscela al 30% di idrogeno che dovrebbe essere utilizzata, nonostante nell'allegato L si riferisca di un “..protocollo di intesa con Snam per la cooperazione tecnologica per lo sviluppo di progetti a idrogeno..... come l'ammodernamento delle esistenti turbine a gas..”

Non solo, ma anche “.. tutti i componenti (tubazioni, valvole, riscaldatore, sistema di filtrazione) posti a valle dell'arrivo della miscela GN e H2 saranno già progettati e adeguatamente dimensionati per l'utilizzo di almeno il 30% di H2 e il sistema di riduzione catalitica selettiva (SCR) per l'abbattimento di NOx nell'HRSG sarà dimensionato in modo da far fronte al possibile aumento di NOx nei gas di scarico del TG dovuto all'utilizzo di H2”, e che questa possibilità venga presentata come più di un'ipotesi anche nei documenti che riguardano la riduzione delle emissioni di CO2, come nell'Allegato A – Integrazioni_aria tab. 2.5 pag 8. Sembra tutto predisposto per questa soluzione, ma nella relazione tecnica non c'è alcun riscontro, per cui non si sa come il metano sarebbe immesso nel metanodotto che alimenta la centrale, quale la sua provenienza e quale la sua origine (nero, grigio, blu, verde?)

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 XX - _____ (inserire numero e titolo dell'allegato tecnico se presente)

Luogo e data, Udine 14/04/2021

(inserire luogo e data)

Il/La dichiarante

(Firma)