

Gemona del Friuli, 19 Luglio 2022

Prot. 4800.PEC
Rif. 03721_EA
Allegati n. 7

Spett.le **Comune di Paluzza**
Piazza XXI-XXII Luglio, 7
33026 Paluzza (UD)
pec: comune.paluzza@certgov.fvg.it

c.a. **Massimo Mentil**, sindaco

Oggetto: Parere tecnico sul progetto di cogenerazione per la stazione di pompaggio dell'oleodotto SIOT-TAL presentato dal Enerproject-SIOT.

La scrivente Agenzia sulla base della Vs. richiesta del 14/07/2022 e della documentazione da Voi inviata espone di seguito il suo parere tecnico.

PARERE TECNICO

La ESCo (Energy Service Company) Enerproject, in collaborazione con SIOT, ha sviluppato e presentato alla Regione FVG quattro progetti, identici tra loro, per quattro centrali termoelettriche alimentate a metano da ubicare nei pressi delle quattro stazioni di pompaggio dell'oleodotto SIOT presenti nella regione Friuli Venezia Giulia. Ognuna di queste centrali viene presentata come funzionante in assetto cogenerativo, con la dichiarazione da parte dei progettisti e di SIOT che il calore prodotto dai motori venga utilizzato per fluidificare il greggio e ottenere risparmi elettrici nel pompaggio dello stesso. Nonostante ciò, nei documenti ufficiali dei progetti non vi è nessun riscontro sull'effettiva efficacia di questa cogenerazione, in quanto i calcoli come anche i presunti risparmi vengono omessi. Questa relazione, su richiesta del Comune di Paluzza, si propone di produrre un'analisi del progetto in grado di quantificare effettivamente i benefici ambientali di questo progetto. Va precisato che alcune assunzioni sono state fatte riguardo all'effettiva portata del greggio e alle caratteristiche chimiche del fluido pompato. Sarebbe pertanto opportuno che i diretti interessati, nel caso riscontrassero errori in queste assunzioni o in altri calcoli, rendessero noti i dati necessari e i propri calcoli in modo da poter confermare pubblicamente la bontà ambientale del progetto, già dichiarata a livello mediatico. Una richiesta d'incontro con i proponenti del progetto, da parte di Legambiente FVG, al fine di richiedere i summenzionati dati, non ha, purtroppo avuto riscontro positivo.

N.B. I seguenti dati e calcoli si riferiscono ad una singola stazione, nel caso specifico quella di Paluzza.

I dati delle stazioni di pompaggio riportati in tabella sono stati estrapolati dalla relazione di progetto. Ogni stazione di pompaggio presenta 4 pompe dalla potenza elettrica di quasi 2 MW l'una. Dichiarato un utilizzo annuo di 8.000 ore, i consumi annui della singola stazione di pompaggio SIOT raggiungono quasi i 70 GWh annui. Per dare una cifra di paragone, nel 2013 il settore residenziale e terziario (escludendo quindi le industrie) di tutti i 29 comuni della Carnia hanno consumato 92 GWh di elettricità.

Energia elettrica assorbita dalla rete ad oggi per il pompaggio	69.500	MWh/anno
Ore funzionamento anno pompaggio	8.000	ore
Potenza elettrica pompe	8,69	MW
Rendimento elettro/meccanico pompe	90%	
Potenza di pompaggio	7,82	MW
Numero pompe installate	4	
Potenza singola pompa	1,95	MW
Densità greggio a 15 °C	920	kg/mc
Temperatura greggio tubazioni ante riscaldamento	15	°C
Potere calorifico gas metano	9,59	kWh/mc

La centrale di cogenerazione del progetto è composta di due motori Jenbacher alimentati a gas metano ed accoppiati ciascuno ad un generatore che fornisce energia elettrica ai motori delle 4 pompe esistenti. La potenza elettrica complessiva è di 7,7 MW e quella termica disponibile al recupero di 7,2 MW. Questi motori dalle elevate efficienze hanno una propensione per la generazione elettrica e permettono un recupero di calore inferiore rispetto a quelli di molti progetti di cogenerazione (vedi cogenerazione per teleriscaldamento), dove il calore è il prodotto principale che determina le operazioni dell'impianto.

Cogeneratore 1	AB Energy - Ecomax 44	
Motore	Jenbacher JMS 624 GS-NL	
Potenza immessa	9.442	kW
Potenza elettrica	4.404	kW
Potenza termica	4.056	kW
Costo manutenzione full service	32	€/h
Emissione Nox	95	mg/Nmc
Emissione CO	250	mg/Nmc
Volume gas di scarico umido	19664	Nmc/h
Rendimento elettrico	46,6%	
Energia elettrica prodotta	35.232	MWh/anno
Energia termica prodotta	32.448	MWh/anno
Consumo gas metano	7.876.538	mc/anno
Cogeneratore 2	AB Energy - Ecomax 33	
Motore	Jenbacher JMS 620 GS-NL	
Potenza immessa	7.373	kW
Potenza elettrica	3.352	kW
Potenza termica	3.153	kW
Costo manutenzione full service	22	€/h
Emissione Nox	95	mg/Nmc
Emissione CO	250	mg/Nmc
Volume gas di scarico umido	15543	Nmc/h
Rendimento elettrico	45,5%	
Energia elettrica prodotta	26.816	MWh/anno
Energia termica prodotta	25.224	MWh/anno
Consumo gas metano	6.150.574	mc/anno

Totali		
Energia elettrica prodotta	62.048	GWh/anno
Energia termica prodotta	57.672	GWh/anno
Consumo gas metano	14.027.112	mc/anno
Energia elettrica da rete	7,45E+03	MWh/anno

Da progetto, considerando 8.000 ore di funzionamento annue, la centrale di cogenerazione produrrà 62 GWh elettrici e 57 GWh termici, consumando 14 milioni di metri cubi di gas metano. Sempre per dare un riscontro, nel 2013 i settori residenziale e terziario dei 29 comuni carnici hanno consumato 9,9 milioni di metri cubi di metano.

Da progetto, la cogenerazione fornisce una potenza termica di 7,2 MW tramite acqua calda con temperature di mandata e ritorno di 90°-65°. Il progetto prevede di spillare una portata di 900 m³/h dalla condotta principale dell'oleodotto, riscaldarla tramite uno scambiatore di calore acqua calda-greggio e immetterla nuovamente nell'oleodotto prima della stazione di rilancio già presente. Lo scambiatore di calore acqua-greggio prevede di innalzare la temperatura della portata di greggio spillata di 20°C. La re-immissione di questa portata nella tubatura principale prevede di innalzare la temperatura dell'intera portata di greggio dell'oleodotto di 1°C (dato dichiarato nella relazione del progetto). Secondo la nostra analisi e le assunzioni sul greggio, questa variazione di temperatura ha un impatto praticamente nullo sulla densità del greggio e pertanto sul risparmio dei consumi di pompaggio. Il risparmio di energia delle pompe principali dell'oleodotto è stimato in 62 MWh annui, pari allo 0,09% dei consumi totali. Di contro, la nuova pompa da installare per il prelievo di parte del flusso da indirizzare allo scambiatore di calore per poi reimmetterlo nella condotta principale ha una potenza di 110 kW, per un consumo stimato su 8.000 ore di funzionamento pari a 880 MWh. In altre parole il consumo elettrico dell'intero sistema non solo non diminuisce grazie alla cogenerazione, ma addirittura aumenta.

Calcolo variazione densità greggio a seguito del riscaldamento e risparmio energetico		
Coefficiente dilatazione volumica del greggio	0,001	1/°C
Densità greggio a 16 °C	949,05	kg/mc
Variazione della densità greggio	0,10%	
Riduzione della potenza di pompaggio pipeline	0,0078	MW
Riduzione energia Pompaggio pipeline	62,49	MWh
Potenza pompa scambiatore cogeneratore/greggio	110	kW

Senza aver alcuna riduzione del consumo energetico della stazione di pompaggio (dato il consumo di 14.027.112 m³/anno di cui alla tabella precedente), verrebbero quindi immessi in atmosfera circa 28 mila tonnellate di CO₂ all'anno, oltre a 79 tonnellate di CO e 30 tonnellate di NOx.

Un'altra dichiarazione dei promotori è che la generazione in loco, risparmiando le perdite di trasmissione e distribuzione della rete elettrica, generi minori emissioni globali di CO₂ rispetto al prelievo dell'elettricità dalla rete stessa. Considerando un fattore di emissione di 201 gCO₂/kWh e un contenuto energetico di 9,59 kWh/m³, i 14 milioni di metri cubi bruciati dalla singola centrale producono 27 mila tonnellate di CO₂. Per calcolare le emissioni relative al consumo di 62 GWh prelevati da rete, si può utilizzare i dati ISPRA

sull'intensità di carbonio della rete elettrica nazionale, che stima l'emissione media relativa al consumo di un kWh. Partendo da un dato di 2,25 tonnellate di CO₂ per tep (tonnellate equivalenti di petrolio) di energia elettrica (https://annuario.isprambiente.it/sys_ind/831), con i fattori di conversione dell'ENEA da tep a kWh (<https://www.enea.it/it/sequici/le-parole-dellenergia/unita-di-misura/fattori-di-conversione>) si ottiene un valore medio di 187 gCO₂/kWh di elettricità prelevata dalla rete. Questo dato coincide anche con vari database internazionali (<https://ourworldindata.org/co2/country/italy> segnala un'intensità di 190 gCO₂/kWh nel 2020). Moltiplicando dunque 0,187 gCO₂/kWh per i 62 GWh che la centrale produrrebbe, si ottengono emissioni pari a 11.594 tonnellate di CO₂. Si riscontra pertanto un risparmio di emissioni pari quasi al 57,2% con il prelievo di elettricità dalla rete rispetto alla generazione a metano proposta dal progetto.

Questi calcoli, sebbene con un certo grado di incertezza dovuta alla mancanza di alcuni dati, escludono un impatto positivo dal punto di vista tecnico-ambientale.

Successivamente si sono stimati i benefici economici dell'operazione in questione. I costi unitari utilizzati per i calcoli sono i prezzi risalenti a settembre 2021, prima quindi della crisi energetica dello scorso inverno. I prezzi riportati sono i prezzi al dettaglio per utenze industriali, nettamente inferiori a quelli pagati per uso residenziale e/o terziario. In particolare, il metano costava 0,65 €/m³ e l'elettricità prelevata da rete 200 €/MWh.

Costi attuali per il pompaggio		
Costi energia elettrica da rete per il pompaggio	€ 13.900.000	€/anno
Costi futuri per il pompaggio		
Costo gas metano	€ 9.117.623	€/anno
Costo manutenzione motori	€ 432.000	€/anno
Costo energia elettrica integrazione	€ 1.490.400	€/anno
Risparmio costo energia pompaggio per riscaldamento greggio	-€ 37.418	€/anno
Costo pompaggio scambiatore cogeneratore/greggio	€ 176.000	€/anno
	€ 11.178.605	€/anno

A fronte di un costo annuo attuale per il prelievo da rete pari a quasi 13,9 milioni di euro, i costi annui in seguito all'intervento saranno pari a 11,2 milioni, per un risparmio annuo di quasi 2,7 milioni di euro. Questo beneficio economico è ovviamente dipendente dalle fluttuazioni dei mercati del metano e dell'elettricità.

Ma essendo questo progetto considerato di tipo cogenerativo nonostante l'apparente inefficacia dell'utilizzo termico, con l'ottenimento dello stato di "Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)" da parte del GSE (Gestore dei Servizi Energetici), la società ESCO Enerproject avrà accesso allo schema di incentivazione dei certificati bianchi. Ad un prezzo unitario di 180 euro per certificato, la CAR garantisce un'entrata economica di oltre 1,5 milioni di euro all'anno, indipendentemente dalla volatilità dei mercati energetici. Oltretutto la CAR garantisce alla centrale SIOT ulteriori benefici tecnici, come la priorità al dispacciamento dell'energia prodotta in eccesso e le agevolazioni sull'accisa del gas metano.

Calcolo Certificati Bianchi		
Cogeneratore 1	4.927,63	certificati/anno
Cogeneratore 2	3.667,13	certificati/anno
Prezzo Unitario	180	€/certificato
Certificati Bianchi Cogeneratore 1	€ 886.973	€/anno
Certificati Bianchi Cogeneratore 2	€ 660.084	€/anno
	€ 1.547.057	

Enerproject e SIOT perciò potranno ottenere un beneficio economico netto di 4,4 milioni di euro l'anno (dichiarato anche nella relazione tecnica del progetto), corrispondente alla somma dei certificati bianchi e della differenza dei costi di pompaggio. Calcolando un tempo di ritorno semplice sull'investimento, l'intervento di 7,4 milioni di euro si ripaga in soli 1,7 anni, come dichiarato nella relazione tecnica del progetto.

Si ritiene pertanto opportuno e di pubblico interesse indagare ulteriormente su tutti gli aspetti summenzionati per valutare in maniera esaustiva la costruzione di quattro impianti che, se i calcoli e le stime presentate dovessero essere confermati, rivelano la natura prevalentemente economica di questi investimenti senza evidenti benefici per l'ambiente ed i cittadini.

In conclusione, si ribadisce l'opportunità che Enerproject e SIOT rendano noti i propri calcoli sul risparmio energetico, dichiarati a livello mediatico ma non riscontrato nella documentazione di progetto.

Cordiali saluti.

Matteo Mazzolini
Agenzia per l'Energia del Friuli Venezia Giulia
Direttore


