



Alla ca
Area valutazione impatto ambientale e autorizzazioni – Regione Emilia-Romagna
Società Snam SpA
e pc
Ministero della Transizione Ecologica
Commissario straordinario Stefano Bonaccini
Sindaco Michele de Pascale
Arpae

Oggetto: osservazioni procedura “Emergenza gas incremento di capacità di rigassificazione (DL 17.05.2022 n.50) FSRU Ravenna e collegamento alla rete nazionale gasdotti”

In data 11/07/2022 è stata depositata da Snam la documentazione relativa all’installazione di una nave FRSU a largo della costa ravennate, tra Punta Marina e Marina di Ravenna, come tentativo di mitigazione dell’attuale situazione di crisi energetica, in particolare per quanto riguarda l’approvvigionamento di gas dalla Russia.

Di seguito presentiamo le nostre osservazioni nell’ambito della procedura autorizzativa.

Finalità dell’impianto, durata dell’autorizzazione e conflitto con gli obiettivi europei per la transizione energetica

L’impianto a regime si propone di sopperire a rifornire 5 miliardi di mc di gas l’anno, pari ad 1/6 dell’attuale volume acquistato dalla Russia (una quota inferiore al 7% del consumo totale nazionale). Tale intervento viene giustificato in base a criteri di strategicità, ovvero alla necessità di rendere il nostro paese più indipendente da altri Stati per l’approvvigionamento energetico: si tratta tuttavia di un procedimento che, alla luce della durata della concessione collegata (25 anni), rischia di vincolare per lungo tempo il soddisfacimento della domanda di energia all’approvvigionamento estero di sostanze fossili, invece di puntare su un progressivo affrancamento da tale mercato attraverso un processo di transizione energetica fondato sull’incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili. Oltretutto spostando il problema della dipendenza verso altri Paesi, senza risolverlo.

La scelta intrapresa, in questo senso, non è quindi ritenuta condivisibile per varie ragioni: sia per le tempistiche, legate in realtà alle conseguenze delle politiche europee verso la Russia e collegate alle scelte strategiche degli Stati Uniti, che hanno messo a rischio l’approvvigionamento di gas per il nostro paese, sia per l’urgenza di concretizzare serie strategie di conversione del nostro sistema energetico per la mitigazione degli effetti dei cambiamenti climatici.

Infatti, in vista delle attuali tempistiche richieste dall’iter autorizzativo e di quelle legate agli interventi strutturali conseguenti e necessari all’attracco della nave FSRU, oltre che per la durata prevista per la concessione, non è plausibile la tesi del soddisfacimento del fabbisogno energetico nella fase emergenziale e, per questo, essa non può giustificare la reale necessità di questa opera.

Come indicato dalle stesse relazioni di SNAM, è verosimile pensare che l'impianto non sarà ancora entrato in funzione prima di settembre 2024; di certo per tale data non potrà essere in funzione a regime. Allo stesso modo non è possibile ipotizzare a priori la permanenza di uno stato di "emergenza" per quanto riguarda l'approvvigionamento energetico oltre il 2024.

Si rileva oltretutto che, rispetto all'opportunità di applicare una procedura autorizzativa abbreviata, pur essendo la stessa situazione di incertezza legata agli approvvigionamenti energetici una condizione di carattere generale, gli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili si trovano oggi ad affrontare iter autorizzativi decisamente più impegnativi rispetto a quello in questione, nonostante tali impianti si configurino come infrastrutture capaci di soddisfare parimenti le criticità sopra evidenziate.

D'altra parte, non ci si può esimere da una valutazione degli aspetti ambientali connessi al progetto in esame, e nello specifico di quelli climatici. La messa in opera dell'impianto non apporterà un miglioramento rispetto alla dipendenza del nostro Paese dalle fonti fossili, e pertanto non porterà miglioramenti rispetto al bilancio complessivo delle emissioni climalteranti, anzi verosimilmente provocherà un peggioramento del bilancio emissivo negativo (basti pensare all'entità di emissioni collegate al trasporto del combustibile via nave). Gli obiettivi posti dalla COP21 di Parigi richiedono di mantenere un innalzamento della temperatura globale entro gli 1,5°C attraverso il necessario processo di decarbonizzazione da attuarsi entro il 2050; inoltre l'Europa ha stabilito la necessità di ridurre del 55% le emissioni di gas climalteranti entro il 2030. Oltre alle politiche internazionali ed europee, occorre anche fare riferimento agli obiettivi di riduzione di gas climalteranti del PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) del PER (Piano Energetico Regionale dell'Emilia-Romagna): si rischierebbe a questo punto di non raggiungere l'obiettivo europeo di riduzione del 55% delle emissioni di gas climalteranti al 2030, vincolandoci invece all'utilizzo di combustibili fossili ancora per decenni.

In questo quadro programmatico decisamente incoraggiante, alla luce del quale le pianificazioni e i progetti dovrebbero essere utilizzati come strumento per mettere freno agli effetti sempre più evidenti della crisi climatica, un impianto rigassificatore si pone in totale contrasto con gli obiettivi legati alla transizione energetica. A maggior ragione, autorizzare la permanenza dell'impianto per un periodo di 25 anni conferma l'ipotesi che l'infrastruttura sia destinata permanere per tempi decisamente più lunghi rispetto a quelli dell' "emergenza", con un conseguente ritardo nell'applicazione delle strategie di transizione energetica e il permanere dei legami di dipendenza dai Paesi esteri per l'approvvigionamento di fonti fossili.

Per le ragioni sopra riportate, si chiede il rigetto della richiesta di autorizzazione.

Ritenendo in ogni caso una durata venticinquennale dell'autorizzazione ingiustificata da qualsivoglia condizione contingente o strutturale, si chiede in subordine che, qualora l'autorizzazione in esame venisse rilasciata, la durata concessa non sia superiore a 3 anni e che una proroga dell'autorizzazione venga eventualmente concessa, sempre per un periodo di tempo non superiore a 3 anni, a valle di una procedura di valutazione istruita con le modalità e i tempi delle ordinarie procedure autorizzative per impianti della fattispecie in questione.

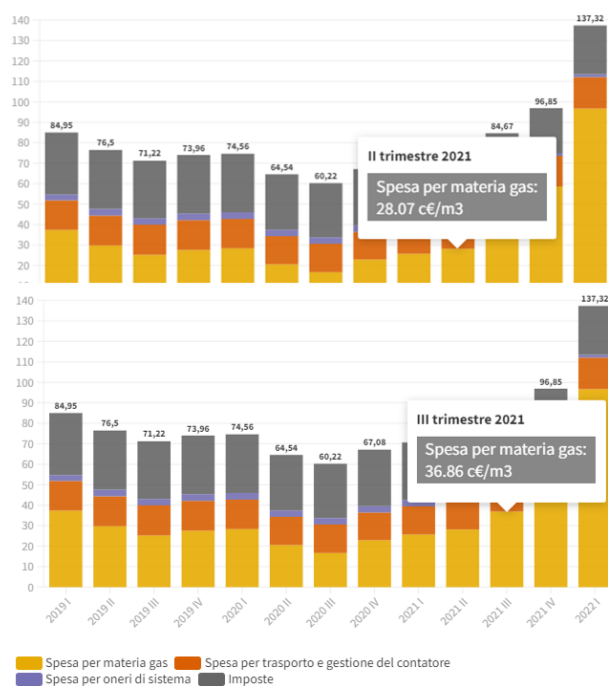


Inutilità della modifica delle fonti di approvvigionamento rispetto all'obiettivo di stabilizzazione dei prezzi del gas

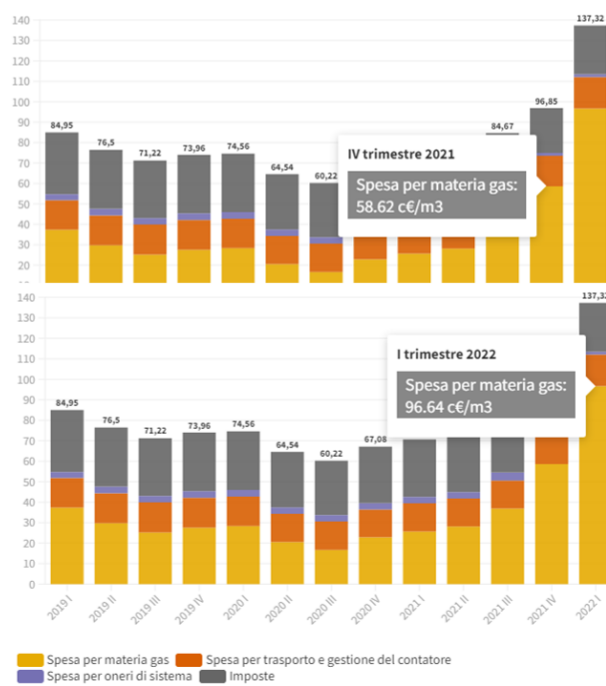
La realizzazione di nuovi terminal per il GNL a livello europeo viene definita strategica per la diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Dal 2013 ad oggi l'Unione Europea ha finanziato, sostenuto, o inserito nei Progetti di Interesse Comune la costruzione di nuovi terminal in Italia (FSRU OLT Oshore LNG Toscana), Lituania (FSRU Independence), Francia (Dunkerque LNG Terminal), Polonia (Swinoujscie LNG Terminal), Malta (Delimara LNG terminal), Grecia (Revithoussa LNG Terminal, Alexandroupolis LNG Terminal), Croazia (Krk LNG terminal), Spagna (LNG terminal a Tenerife e Gran Canaria), Cipro (Cyprus LNG terminal), Svezia (Gothenburg LNG terminal), Irlanda (Shannon LNG Terminal).

Oggi è sotto gli occhi di tutti come tutta questa proliferazione di impianti non abbia affatto ridotto la volatilità dei prezzi di mercato e le dinamiche di aumento sui mercati internazionali dell'energia, dal momento che gli stessi prezzi del gas seguono tutt'altre dinamiche. Basti pensare che il costo del gas durante la pandemia, nel corso dei lockdown, era compreso tra 6 e 7 €/MWh, mentre oggi sono osservabili oscillazioni di 100 €/MWh nell'arco della stessa giornata, con punte di 300 €/MWh. Come si evince anche dai dati di ARERA, l'aumento del prezzo del gas era in atto dal primo trimestre del 2021, e da prima del conflitto in Ucraina si era già triplicato rispetto al valore medio del periodo precedente con ricadute determinanti sulle difficoltà rivolte al tessuto sociale ed economico e produttivo del Paese.

Occorre inoltre considerare che le navi metaniere viaggiano prevalentemente sulla base di contratti spot, a brevissimo termine, soprattutto da quando gli Stati Uniti sono diventati il maggior esportatore mondiale di gas naturale liquefatto. Tali navi seguono la rotta del prezzo più alto, rotta che a volte invertono in base alla convenienza, anche a costo di ignorare i contratti. Il 21 marzo la British Listener, partita dal terminale Freeport LNG, vicino a Houston, era diretta in Asia attraverso il canale di Panama ma il 1° aprile tornava indietro attraversando le chiuse in direzione opposta per dirigersi verso l'Europa e i suoi prezzi più elevati ([LNG Tanker British Listener ha fatto una drammatica inversione a U alla ricerca di prezzi del gas più alti - Bloomberg](#))



ARERA



ARERA

Impatti diretti dell'attività dell'impianto sull'ambiente

Partendo dal presupposto che non sono state eseguite indagini specifiche relative al bilancio climatico, ovvero legato all'impatto in termini di emissioni di gas climalteranti in atmosfera, gli approfondimenti elaborati in relazione agli impatti diretti che la nave provocherà all'ecosistema marino sono parimenti incompleti. Trattandosi infatti di un impianto a ciclo aperto, sono prevedibili forme di inquinamento fisico e chimico nei dintorni della nave con possibili effetti cronici anche a distanze maggiori.

In particolare, è possibile prevedere una forma di inquinamento fisico in relazione all'impiego di acqua di mare per il riscaldamento del gas liquefatto. Tale gas, conservato a -162°C, viene scaldato sfruttando l'acqua marina come scambiatore termico: la stessa acqua, al termine del processo, verrà riversata a mare ad una temperatura decisamente più bassa rispetto alla media necessaria all'equilibrio dell'ecosistema (si stima una differenza di temperatura pari a 7°C). In termini quantitativi si prevedono 18 000 m³/h come valore di picco, quindi un ingente volume di acqua che sarà impiegata a questo scopo. Il progetto è tuttavia privo di una quantificazione di questo danno e di una valutazione degli effetti sulla fauna marina nel tempo, oltre che sulle attività economiche ad essa connesse.

Si chiede pertanto di inserire nel progetto una valutazione degli impatti del procedimento descritto e le misure per la riduzione e la compensazione di tali impatti.

Si possono inoltre prevedere forme di inquinamento chimico, quale l'uso di biocidi a base di cloro prodotte in situ dall'elettrolisi dell'acqua fino a 0,2 mg/l. Per quanto riguarda queste sostanze, necessarie affinché l'acqua a contatto con l'impianto non comporti la proliferazione di organismi che possono andare ad impattare sul funzionamento complessivo, il progetto è privo di uno studio

analitico che possa quantificare nel medio-lungo termine gli effetti dello sversamento in mare dell'acqua che le contiene nello spazio in prossimità della nave.

Si chiede pertanto di inserire nel progetto una valutazione degli impatti del procedimento descritto e le misure per la riduzione e la compensazione di tali impatti.

Sono state inoltre considerate di scarso rilievo le ricadute medie annue di NOx e particolato atmosferico, sia per quanto riguarda le fasi di cantiere che quelle di esercizio. Si evidenzia tuttavia come tali valutazioni elaborate dalla modellistica pare non siano state valutate a livello cumulativo con le altre attività che ad oggi insistono e che altre insisteranno, sul tratto di mare di interesse.

Si chiede pertanto di integrare lo studio contenuto nel progetto valutando gli effetti complessivi dovuti all'inserimento dell'impianto nel contesto territoriale in cui sarà localizzato.

Occorre infine considerare le valutazioni relative all'inquinamento acustico: all'interno del progetto esse vengono decisamente sottovalutate a fronte di una considerazione circa la non vicinanza dell'impianto ad eventuali recettori sensibili, tenendo conto dell'ubicazione della FSRU a 8,5 km dalla costa. Tale fatto, tuttavia, non pregiudica il rischio che conseguenze rilevanti possano riguardare la fauna marina. Si tratta di aspetti sui quali si ritiene opportuno un approfondimento: infatti, come riporta la relazione ambientale sulla fase di esercizio dell'impianto, *"...le uniche emissioni sonore che potrebbero causare un potenziale disturbo alla fauna fanno riferimento alla presenza dell'impianto di correzione dell'indice Wobbe localizzato in corrispondenza della progressiva 1+700 pk circa. Si precisa che, tale impianto sarà posizionato all'interno di fabbricati isolanti, dotati di pannelli fotoassorbenti e fotoisolanti in grado di minimizzare l'emissione sonora"*, rispetto ai quali tuttavia non viene fornita alcuna quantificazione relativa alla loro reale efficacia.

Si chiede pertanto di integrare la documentazione del progetto con una quantificazione dell'efficacia delle misure di mitigazione delle emissioni sonore.

In ultima analisi si ritiene doveroso sottoporre l'infrastruttura ad una procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale, ritenendo che non esistono i presupposti per la totale esclusione. Tale iter non entrerebbe peraltro in contrasto con le tempistiche di realizzazione.

Si chiede pertanto di procedere all'esecuzione della VIA.

Efficienza complessiva dell'impianto, bilancio energetico e bilancio emissivo

Si ritiene importante approfondire l'efficienza complessiva dell'impianto, in considerazione non solo degli aspetti intrinseci all'infrastruttura ma anche rispetto alla filiera complessiva del gas metano che riceve e mette in rete.

L'impianto verrà approvvigionato prevalentemente da gas liquefatto proveniente dagli USA e dal Medio Oriente. L'utilizzo di un approccio LCA consentirebbe di quantificare l'energia investita nell'estrazione di questa risorsa (particolarmente onerosa per il gas americano ottenuto con tecniche invasive quali il fracking), nel trasporto (in considerazione anche della necessità di mantenere temperature di -162°C e nel processo di rigassificazione: solo la fase finale di questa sequenza comporta di per sé una perdita di circa il 30% del gas complessivo. Oltretutto, sono da

considerarsi anche i consumi legati al funzionamento complessivo dell'impianto (11,7 MWe x 2 motori).

Si chiede pertanto di integrare il progetto con una valutazione di tipo LCA sulle varie fonti da cui proverrà plausibilmente il gas che verrà trattato, al fine di quantificare l'efficienza complessiva del processo di rigassificazione e garantire una valutazione trasparente e accurata sull'appropriatezza della tecnologia scelta. Si chiede altresì di eseguire un bilancio energetico preventivo sull'intero processo di predisposizione/installazione, esercizio e dismissione dell'impianto.

Si ritiene necessario adottare lo stesso approccio anche per compiere una quantificazione puntuale delle emissioni climalteranti. Questo consentirebbe di valutare l'effettiva efficienza di questa infrastruttura e di confrontarla con altre modalità di approvvigionamento energetico.

Si chiede pertanto di integrare il progetto con un bilancio preventivo delle emissioni climalteranti connesse alla fase di predisposizione/installazione, esercizio e dismissione dell'impianto.

Nonostante al momento della combustione il gas metano crei un inquinamento locale decisamente più contenuto rispetto ad altri combustibili fossili, la molecola del metano in realtà presenta delle caratteristiche climalteranti molto più potenti rispetto alla molecola di anidride carbonica: si stima infatti che una molecola di CH₄ sia in grado di trattenere 86 volte più calore rispetto alla CO₂. Questo comporta il fatto che eventuali emissioni dirette hanno un impatto considerevole rispetto al processo di riscaldamento globale, e quindi al cambiamento climatico. Solo in Europa le emissioni dirette di gas metano stimate derivano per il 19% dal settore energetico, ma il dato più interessante è quello che riguarda la filiera: dall'1 al 3% del gas metano viene infatti perso dalle varie infrastrutture lungo il percorso.

Si chiede pertanto l'elaborazione di un inventario specifico delle emissioni connesse all'impianto di rigassificazione, che contempli le fuoriuscite involontarie o volontarie (*venting*) di gas metano e le misure di riduzione/azzeramento dell'impatto che verranno adottate. Si chiede inoltre di eseguire una valutazione delle emissioni complessive all'interno della filiera di approvvigionamento del gas che verrà processato dall'impianto in fase di esercizio.

Traffico navale e rischi rilevanti

Dalle valutazioni tecniche si evince la previsione di operazioni di rifornimento del FSRU ogni 5/7 giorni; a queste si aggiunge la presenza di 4 rimorchiatori ad ogni operazione, insieme a 2 imbarcazioni alla settimana per il rifornimento dei beni necessari al personale, per un totale di 104 viaggi/anno per i rimorchiatori, 104 viaggi/anno per l'approvvigionamento civile ed una cinquantina di rifornimenti di GNL. Si può calcolare un totale di 260 viaggi/anno in più rispetto al contesto attuale.

Dallo studio tecnico si ritiene trascurabile l'entità del traffico navale anche in relazione all'interdizione dell'area di rispetto al FRSU che faciliterebbe le manovre in sicurezza. Rimane però da considerare che le operazioni e gli avvicinamenti avverranno comunque in prossimità di un porto canale, quindi all'interno di un'area caratterizzata da elevato traffico.



Si chiede pertanto di eseguire valutazioni specifiche nel merito dell'impatto sul traffico, e quindi sulla sicurezza navale, dell'intero tratto interessato e non della sola area in prossimità dell'impianto.

Ovviamente non si tratta di un impianto a rischio zero: anche se i processi industriali che contemplano il trattamento GNL non presenterebbero un'elevata frequenza di incidente, occorre considerare l'entità del danno che potrebbe riguardare un impianto di questo tipo.

La distanza di 8,5 km dalle prime infrastrutture terrestri è un elemento rassicurante, ma si tratta comunque di una nave che può contenere fino a 170 000 m³ di gas metano liquefatto con un elevato potenziale esplosivo, con possibili effetti a catena che potrebbero coinvolgere un'area già a rischio incidenti rilevanti.

Oltretutto le attuali tendenze climatiche stanno portando a scenari previsionali mutevoli rispetto alla frequenza degli eventi estremi e al verificarsi di eventi estremi con intensità mai registrate in precedenza. Nella relazione di sicurezza vengono elencate diverse ipotesi di incidenti con relativa frequenza di accadimento, ma sarebbe opportuno sviluppare un approfondimento specifico in relazione all'entità di eventuali rischi di esplosione o di rilascio di considerevoli volumi di gas, per le infrastrutture vicine e la sicurezza dell'area portuale e della costa.

Si chiede pertanto di integrare detta relazione con un approfondimento specifico sui temi indicati.

Per aumentare il grado di sicurezza, può essere utile valutare l'utilizzo di ulteriori infrastrutture più distanti dalla costa rispetto alla piattaforma PETRA di proprietà PIR, come ad esempio il terminal boe oceaniche "La giostra" a 20 km. Una scelta di questo tipo potrebbe essere motivata anche dalla necessità di scongiurare eventuali collisioni con il fondale in caso di forte moto ondoso in quanto nell'area di installazione si incontra un pescaggio di soli 12 m.

Si chiede pertanto una valutazione dei rischi legati alla profondità del fondale nell'area di interesse, che contempli una valutazione in forma di relazione tecnica relativa all'eventuale necessità di operare il dragaggio dei fondali dell'area, comprensiva di indicazioni specifiche sul destino dei fanghi asportati.

Rimozione dell'impianto

Ad integrazione dell'allegato 2B.04, si chiede di indicare nel dettaglio le fasi di cui si comporrà il processo di *decommissioning* dell'impianto, relativo alla rimozione dell'impianto, dei gasdotti e delle altre infrastrutture legate alla struttura, al termine del periodo di funzionamento. Si chiede altresì di indicare le modalità di ripristino ecologico-ambientale delle aree interessate dall'impianto stesso.