



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio*

DIREZIONE GENERALE PER LA SALVAGUARDIA AMBIENTALE

Roma,

Alla Società API S.p.A. Raffineria Ancona
Via Flaminia, 685
60015 Falconara Marittima(AN)

Regione Marche
Servizio progettazione OO.PP.
Attività estrattive e VIA
Via Palestro, 19
60100 Ancona

Oggetto: Verifica di esclusione dalla procedura di VIA per il progetto di adeguamento e di ammodernamento del ciclo di desolfurazione gasoli in attuazione della direttiva "Auto-Oil" della Raffineria di Falconara Marittima (AN), proposto da API S.p.A.

In data 5 novembre 2003 la Società API S.p.A. - Raffineria di Falconara Marittima (AN) , ha presentato istanza relativa alla verifica di esclusione dalla procedura di valutazione dell'impatto ambientale per il progetto consistente nell'intervento di modifica del ciclo di desolfurazione del gasolio Raffineria di Falconara Marittima (AN) .

Si riassumono le seguenti considerazioni in merito a tale istanza, sulla base delle valutazioni della Commissione VIA espresse in data 06.05.04, con parere n. 583.

Illustrazione sintetica del progetto

Situazione attuale

La raffineria di Falconara Marittima (AN) occupa una superficie di circa 700.000 m² sul lato costiero della pianura alluvionale del Fiume Esino.

Nella raffineria viene prodotta tutta la gamma caratteristica dei prodotti petroliferi. Inoltre dal 2000 la raffineria produce energia elettrica grazie all'inserimento nel ciclo di lavorazione di un impianto di cogenerazione energia elettrica (circa 2 miliardi di kWh/anno) e vapore (65 t/ora), alimentato dal gas prodotto dalla gassificazione degli idrocarburi provenienti dal ciclo di lavorazione (IGCC); l'energia elettrica è immessa in rete. L'impianto IGCC trasforma circa 500.000 t/anno di idrocarburi pesanti in gas di sintesi ed è raffreddato mediante acqua di mare. La raffineria ha una capacità di stoccaggio pari a 1.500.000 m³. Le materia prime arrivano alla raffineria esclusivamente via mare, mentre i prodotti finiti escono per il 30% via mare e per il 70% via terra.

Attualmente il ciclo di desolfurazione ha una capacità di trattamento di 6.000 t/giorno. Con l'attuale configurazione degli impianti di desolfurazione (previa sostituzione dei soli catalizzatori) può essere rispettato il limite di 50 ppm per benzine e gasoli ed il limite di 10 ppm per le sole benzine. Per ridurre il tenore di zolfo a 10 ppm anche nei gasoli sono necessari alcuni interventi impiantistici. Attualmente il ciclo di desolfurazione è articolato in tre unità (HDS1, HDS2, HDS3) oltre all'impianto idrogeno 2 (capacità 8.500 Nm³/h) integrato con l'unità HDS3, all'impianto idrogeno 1 (capacità 5.500 Nm³/h) all'idrogeno proveniente dall'impianto Platformer (capacità 1.250 Nm³/h). Il processo di desolfurazione avviene attraverso due sezioni:

- sezione di reazione in cui i prodotti di raffinazione vengono miscelati con un gas ricco di idrogeno, riscaldati, fatti reagire in presenza di catalizzatori e sottoposti a separazione in due fasi (fase acquosa inviata al sistema di trattamento acque acide di raffineria per la rimozione di H₂S e composti volatili e fase liquida costituita prevalentemente da idrocarburi inviata alla sezione *work out*);
- sezione di work out: i gasoli sono separati da gas (sottoposti a lavaggio amminico e poi inviati a rete di *fuel gas* – combustibile di raffineria) e acqua residua (sottoposta a processo di recupero).

Sono presenti due impianti di produzione idrogeno: idrogeno 1 per 5.500 Nm³/h e idrogeno 2 per 8.500 Nm³/h.

La raffineria di Falconara è stata perimetrata come sito di interesse nazionale con DM 26.2.2003, ai sensi del DM 471/99 in materia di bonifica. Il proponente ha in corso la caratterizzazione del suolo e del sottosuolo. L'adeguamento dell'attuale impianto di desolforazione non comporta occupazione di nuovi spazi liberi in quanto le nuove attrezzature saranno installate in seno all'attuale area occupata dall'impianto esistente.

La raffineria dispone di due sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni al camino: ECOS per le emissioni dei camini dell'impianto petrolifero (SO₂, NO_x); CEMS per il camino dell'impianto IGCC (SO₂, NO_x, PTS, CO, CO₂; H₂S al postcombustore; NH₃ al camino caldaia a recupero). Periodicamente laboratori esterni effettuano campagne di verifica dei risultati di monitoraggio. Indagini periodiche rilevano, tra l'altro, le emissioni di: CO, PTS, PM₁₀, Benzene, Composti organici volatili non metanici, idrocarburi aromatici policiclici, ecc.

La raffineria è inoltre dotata di due centraline per la rilevazione della qualità dell'aria (centralina CAF: SO_x, NO_x, PM₁₀, ozono; centralina pontile: NO_x e ozono). In prossimità dello stabilimento API ci sono inoltre 5 centraline gestite dalla Provincia di Ancona.

Motivazione dell'intervento

Il progetto consiste in interventi di ammodernamento degli impianti esistenti, finalizzati alla produzione di gasoli a basso tenore di zolfo, conformi alle disposizioni delle Direttive 98/70/CE (recepita dal DPCM 434/00) e 03/17/CE, le quali prevedono che entro il 1 gennaio 2005 il contenuto di zolfo nelle benzine e nei gasoli sia ridotto fino a 50 ppm in peso e sino a 10 ppm in peso entro il 1 gennaio 2009.

Attualmente il ciclo di desolforazione dei distillati medi della raffineria consiste in tre impianti di desolforazione (HDS1; HDS2; HDS3), con annessa produzione di idrogeno. Per raggiungere i 10 ppm di zolfo nel gasolio è necessario ammodernare gli impianti HDS oltre al conseguente adeguamento della produzione di idrogeno.

Benzine e gasoli sono già attualmente desolforate, nella raffineria in esame, fino ad un livello di 10 ppm per le benzine e 350 ppm per il gasolio, in quanto queste sono le attuali specifiche di legge. La capacità di lavorazione della raffineria, pari a 3.900.000 t/anno, rimarrà immutata.

Modifiche proposte

Le azioni di progetto previste sono:

- adeguamento dell'attuale impianto di desolforazione HDS3 (è prevista l'aggiunta di una nuova sezione di desolforazione, nonché il potenziamento del recupero di H₂S nella sezione esistente);
- messa fuori esercizio dell'impianto HDS2 e riutilizzo parziale delle apparecchiature;
- adeguamento dell'impianto produzione idrogeno 2, per incrementare la produzione di idrogeno fino a 17.000 Nm³/h;

- potenziamento della sezione di lavaggio dei gas di processo, al fine di ridurre le emissioni in atmosfera;
- sostituzione dei bruciatori attuali con bruciatori *Dry Low NOx* nel forno di HDS1 al fine di ridurre le emissioni di ossidi di azoto.

La capacità complessiva del trattamento di desolforazione raggiungerà le 6.800 t/giorno ed il completamento dei lavori è previsto entro il 2005.

In conseguenza delle modifiche impiantistiche verrà aumentata la quantità di zolfo recuperato per 1,7 t/giorno (a partire dalle attuali 102 t/giorno): lo zolfo sarà immesso sul mercato.

Il consumo di idrogeno passa da circa 65 Nm³ per t di gasolio a 100 Nm³/t; pertanto allo stato di progetto la necessità di idrogeno per il processo di desolforazione sarà incrementato di 8.500 Nm³/h (da 15.250 a 23.750 Nm³/h). Attualmente i 15.250 Nm³/h sono forniti per 5.500 Nm³/h dall'impianto idrogeno 1, per 5.500 da idrogeno 2 e 1.250 dall'impianto Platformer; l'incremento di 8500 Nm³/h sarà realizzato con le modifiche a carico dell'unità idrogeno 2 che passerà ad una capacità produttiva di 17.000 Nm³/h.

Emissioni in atmosfera. Le emissioni in atmosfera del ciclo di desolforazione sono dovute alla combustione nei forni di processo, deputati a fornire l'energia termica per lo svolgimento delle reazioni chimiche. Come risulta dalle tabelle seguenti, il confronto tra lo scenario emissivo attuale (anno 2002) e quello futuro si nota un miglioramento per quanto riguarda gli inquinanti esaminati.

Tabella – Emissioni in atmosfera ciclo desolforazione gasoli: concentrazioni in mg/Nm³

| | SO ₂ | NO _x | CO | Polveri totali (PTS) |
|---------------------------|-----------------|-----------------|------|----------------------|
| Situazione attuale | | | | |
| HDS1 | 288,6 | 236,5 | 11,1 | 15,3 |
| HDS2 | 13,1 | 154,7 | 75,7 | 18,2 |
| HDS3 + Idrogeno 2 | 341,5 | 33,39 | 3,5 | 9 |
| Situazione futura | | | | |
| HDS1 | 288,6 | 100 | 11,1 | 15,3 |
| HDS2 | - | - | - | - |
| HDS3 + Idrogeno 2 | 30 | 40 | 4 | 3,5 |

Tabella – Emissioni in atmosfera ciclo desolforazione gasoli: flussi di massa in t/anno

| | SO ₂ | NO _x | CO | Polveri totali (PTS) |
|---|-----------------|-----------------|-------------|----------------------|
| Situazione attuale | | | | |
| HDS1 | 19,7 | 16,2 | 0,76 | 1,1 |
| HDS2 | 0,7 | 8,7 | 4,3 | 1 |
| HDS3 + Idrogeno 2 | 41,1 | 4 | 0,4 | 1,1 |
| Situazione futura | | | | |
| HDS1 | 19,7 | 6,8 | 0,76 | 1,1 |
| HDS2 | - | - | - | - |
| HDS3 + Idrogeno 2 | 15,6 | 20,8 | 2,1 | 1,8 |
| Variazione situazione futura/attuale | | | | |
| Totale | -26,2 | -1,3 | -2,6 | -0,3 |

Per quanto riguarda le emissioni dell'impianto IGCC, queste rimarranno invariate.

Per quanto riguarda le emissioni diffuse (flange, pompe, valvole, ecc.) non sono previste variazioni apprezzabili rispetto allo stato attuale.

Per quanto riguarda la CO₂, la raffineria emette 520.000 t/anno (valore compreso nei 17,4 Mt/anno di CO₂ del settore petrolifero). Al settore raffinazione, in conseguenza della Direttiva Autoil II (2003/17/CE), è consentito un incremento di emissioni di CO₂ rispetto all'anno 2000 per

1,8 MtCO₂ eq, in quanto l'adeguamento degli impianti alla suddetta direttiva comporterà la produzione di carburanti a minore contenuto di zolfo e quindi una riduzione delle emissioni inquinanti del settore trasporti.

Per effettuare la desolforazione del gasolio a 10 ppm è necessario bruciare un maggior quantitativo di combustibile. L'incremento di emissioni dovute al progetto è di 60.000 t/anno di CO₂. Con le modifiche progettuali previste la raffineria avrà un fattore emissivo di 0,156 (rapporto tra CO₂ emessa e greggio lavorato) contro un fattore di 0,192 a livello nazionale per il settore raffinerie.

Pertanto sia allo stato attuale che allo stato di progetto verranno rispettati i limiti di legge, i limiti autorizzati ed i limiti volontari API.

Scarichi idrici. Nel ciclo di desolforazione si producono reflui acidi che dopo il passaggio dall'impianto trattamento acque acide (SWS) sono destinati all'impianto di trattamento effluenti dello stabilimento. Le modifiche progettuali non determinano variazioni qualitative dei reflui ma soltanto un incremento di quantità da 26 a 28 m³/h, compatibile con l'impianto SWS che ha una capacità di 30 m³/h.

Inoltre allo stato di progetto si avrà un incremento di reflui all'impianto di trattamento pari a 2 m³/h dovuto alle acque di blow-down del circuito dell'acqua di raffreddamento ed una diminuzione di 4 m³/h di reflui dovuti alle condense, attualmente inviate a trattamento e che in futuro saranno recuperate. Pertanto in ingresso all'impianto di trattamento non si avranno variazioni né qualitative né quantitative di reflui.

Consumi idrici. Nel ciclo desolforazione viene utilizzata acqua per il raffreddamento delle apparecchiature e per il lavaggio degli effluenti di reazione. La quantità di acqua necessaria allo stato di progetto per il reintegro delle acque di raffreddamento a ciclo chiuso sarà ridotta di 6 m³/h (da 140 m³/h attuali), perché sarà previsto il recupero degli scarichi di processo attualmente inviati all'impianto di trattamento reflui. Per l'impianto di lavaggio effluenti di reazione si prevede un incremento di 3 m³/h (da 250 m³/h attuali). Pertanto i consumi globali di acqua dolce si ridurranno di 3 m³/h.

Rumore. Gli interventi previsti non comportano alcuna variazione in termini di pressione sonora presso i recettori, che rimarranno inalterati e determineranno il rispetto dei limiti del DPCM 1.3.1991 (70 dBA di giorno e 60 dBA di notte).

Rifiuti. I catalizzatori esausti, da inviare a rigenerazione presso ditte specializzate, si incrementeranno in media di 23 t/anno.

Sicurezza. Per quanto riguarda la sicurezza, non sono previsti scenari incidentali diversi da quelli che caratterizzano attualmente la raffineria. Le modifiche impiantistiche in esame ricadono nell'ambito dell'art. 10 del D.Lgs. 334/99. Il proponente, in base ad uno specifico studio, ha presentato al Comitato Tecnico Regionale ed al Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco la Dichiarazione di non aggravio di rischio ai sensi del DM 9.8.2000. Di tale dichiarazione il sopracitato CTR ha preso atto il 28.1.2004, circostanza che costituisce la conclusione dell'iter relativo agli aspetti di sicurezza previsti dalla disciplina petrolifera e dal D.Lgs. 334/99.

Misure di mitigazione. Le misure previste sono:

- potenziamento della sezione lavaggio amminico dei gas combustibili di raffineria (riduzione delle emissioni di SO₂ in atmosfera);
- adozione di bruciatori Dry Low NOx (riduzione delle emissioni di NOx in atmosfera).

2. Riguardo alle interazioni ambientali

Per quanto riguarda la qualità dell'aria si avrà una generale diminuzione delle emissioni di inquinanti, con particolare riferimento agli ossidi di zolfo. Inoltre l'immissione in commercio di prodotti petroliferi a minore tenore di zolfo comporterà la riduzione delle emissioni globali di tale inquinante, dovute ai consumi energetici ed al settore dei trasporti.

Per quanto riguarda l'ambiente idrico non è previsto nessun incremento degli scarichi idrici da trattare. E' inoltre prevista una riduzione del quantitativo complessivo di acqua dolce approvvigionata.

Non si verifica nessun peggioramento del clima acustico presso i recettori circostanti la raffineria.

Il progetto non determinerà nessun consumo di suolo che non sia già urbanizzato.

Pertanto il quadro delle interferenze degli interventi di progetto con le componenti ambientali risulta sostanzialmente invariato, tale da non produrre significativi impatti negativi e da determinare alcuni effetti positivi.

In conclusione,

VISTA la Direttiva 97/11/CE ed in particolare i criteri di esclusione definiti nell'allegato III;

VISTA la richiesta di esclusione VIA da parte del proponente Società API S.p.A. Raffineria Ancona. in data 4 novembre 2003 e acquisita dalla Direzione VIA il 5 dicembre 2003;

CONSIDERATO che:

- le modifiche alla raffineria esistente sono dovute alle disposizioni della Comunità Europea (Direttiva 98/70/CE e Direttiva CEE/CEEA/CE n° 17 del 3/03/2003 di modifica della Direttiva 98/70/CE), recepite dal governo italiano con DPCM 434 del 23/11/2000 e Legge 31 ottobre 2003 n. 306, che impongono una riduzione del tenore di zolfo da 150 a 50 ppm, a partire dal 2005, ed un ulteriore diminuzione fino a 10 ppm a partire dal 2008;
- esiste la necessità di procedere rapidamente alla conversione di tutte le Raffinerie italiane sia per rilevante valenza ambientale che tali interventi comportano in termini di riduzione di emissioni globali dovuti ai consumi energetici legati ai trasporti, sia per non penalizzare le raffinerie italiane che non avranno ottemperato in tempo utile agli obblighi comunitari di cui sopra;
- nell'operazione di adeguamento dell'impianto sono insiti benefici ambientali, soprattutto in termini di qualità dell'aria, e considerato che tale adeguamento non comporta, sulle altre componenti ambientali, impatti peggiorativi rispetto alla situazione attuale;

si ritiene che l'adeguamento impiantistico in esame possa essere escluso dalla procedura di VIA, di cui all'art 6 della Legge 349/1986 e successive disposizioni subordinatamente all'attuazione delle misure mitigative individuate dal proponente nel progetto presentato.

IL DIRETTORE GENERALE
(Ing. Bruno Agricola)