



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

OGGETTO: Artt. 4 e 9 del R.D.L. n° 1741 del 2.11.1933 convertito in legge 8.2.1934 n° 367 e successive modificazioni e integrazioni. – Rinnovazione della Concessione per la lavorazione e il deposito di oli minerali della Raffineria di Falconara Marittima della Società API Raffineria di Ancona S.p.A.

**IL DIRETTORE DEL DIPARTIMENTO
"TERRITORIO E AMBIENTE"**

VISTA la DGR n. 2248 del 23.dicembre 2002 ad oggetto "Indirizzi per lo svolgimento dell'istruttoria relativa al rinnovo della concessione petrolifera richiesta dalla S.p.A. API Raffineria di Ancona e modifica della DGR .n.929 del 9 maggio 2001";

VISTA la DGR n. 908 del 25.6.2003 ad oggetto "L.R. 20/2001, art. 5, comma 4 Integrazione delle materie di competenza della P.F. Autorità Ambientale Regionale. Dipartimento Territorio e Ambiente";

VISTO il D.P.R. n° 420 del 18 aprile 1994;

VISTO il D.Lgs. 112/98;

VISTI gli esiti conclusivi della Conferenza di Servizi a fini istruttori appositamente convocata dal Responsabile del Procedimento per garantire, in linea con gli indirizzi della DGR n. 2248/02 sopra richiamata, la valutazione istruttoria coordinata della documentazione tecnica, inviata dal richiedente, da parte delle competenti Strutture dei Dipartimenti Territorio e Ambiente e Sviluppo Economico;

VISTI i pareri pervenuti dai Ministeri e dagli altri Enti pubblici competenti;

VISTO il documento istruttorio, riportato in calce al presente Decreto, predisposto dal Dirigente della Posizione di Funzione Autorità Ambientale Regionale in qualità di Responsabile del procedimento, dal quale si rileva la necessità di adottare il presente atto;

ACQUISITO sul documento istruttorio il parere favorevole del Direttore del Dipartimento Sviluppo Economico quale documento dell'intesa prevista dalla citata DGR n° 908/03;

PRESO ATTO che in data odierna è stato sottoscritto un Protocollo d'Intesa tra Regione Marche ed API RAFFINERIA Ancona S.p.A. con il quale le parti si impegnano a perseguire obiettivi generali di qualità, di sviluppo economico e sociale, della tutela dell'ambiente e della sicurezza dei lavoratori e delle comunità locali;

DATO ATTO che dal presente provvedimento non deriva né può derivare un impegno di spesa a carico della Regione;

RICHIAMATO il proprio precedente Decreto n. 17/03 del 27/06/2003;



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

D E C R E T A

- a. alla Società API Raffineria di Ancona .S.p.A. con sede legale in Falconara Marittima (AN) – Via Flaminia 685 - è rilasciata, fino al 31 gennaio 2020, in base alle motivazioni espresse nel documento istruttorio, la concessione all'esercizio dello stabilimento sito in Falconara Marittima, con gli assetti tecnologici quali/quantitativi ivi descritti;
- b. l'esercizio delle attività concesionate all'Azienda e ai suoi aventi causa dovrà svolgersi nel rispetto dei vincoli e prescrizioni indicati nel documento istruttorio, finalizzati a perseguire e garantire la piena sostenibilità ambientale e la sicurezza dello stabilimento, in particolare:
 1. Ai fini della verifica periodica dell'effettiva attuazione dei migliori accorgimenti tecnologici e gestionali finalizzati a prevenire incidenti rilevanti connessi alle sostanze pericolose stoccate e lavorate nell'impianto, a limitarne le conseguenze per l'uomo e per l'ambiente e alla luce degli esiti dell'istruttoria sul "Rapporto di Sicurezza. 2000", saranno effettuati step periodici di verifica generale correlati agli esiti delle istruttorie tecniche dei rapporti di sicurezza di cui all'art. 8 del D.Lgs 334/99. Il primo step sarà quello relativo al R.d.S. da presentare entro il giugno 2004. I successivi seguiranno le scadenze di cui al comma 7 del soprarichiamato art. 8 del D.Lgs 334/99. In caso di esito positivo delle verifiche periodiche l'attività concessionata procederà in modo ordinario; in caso contrario la Regione procederà ad approfondimenti tecnico istruttori finalizzati al superamento da parte dell'Azienda delle criticità evidenziate, diffidando formalmente la stessa all'esecuzione degli interventi richiesti e adottando in caso di perdurante inadempienza i provvedimenti conseguenziali previsti a norma di legge;
 2. Nello Stabilimento di Falconara complessivamente gestito da API Raffineria di Ancona S.p.A., dovranno essere utilizzati per l'impianto di gassificazione e relativa centrale termoelettrica IGCC, esclusivamente prodotti derivanti dal ciclo di produzione della raffineria stessa;
 3. Obbligo di adempimento entro i termini indicati dall'Autorità Competente alle eventuali prescrizioni che deriveranno dall'applicazione in itinere del D.M. n° 293/2001 (Porti industriali e petroliferi);
 4. Obbligo di integrale ottemperanza:
 - ad ulteriori disposizioni eventualmente impartite dall'Autorità Marittima in materia di sicurezza degli accosti agli apprestamenti foranei della raffineria e di tutela del mare da inquinamenti degli idrocarburi e da altre sostanze nocive;
 - alle vigenti disposizioni in materia di aree demaniali in concessione con particolare riferimento, per i beni del demanio marittimo, a quanto specificatamente previsto dal Titolo II Cap. I del Codice della Navigazione;
 - alle disposizioni relative ai collaudi e alle ispezioni periodiche di cui agli art. 48 e 49 del vigente Regolamento per la Navigazione Marittima;
 5. Obbligo di puntuale integrale adempimento in caso di eventuale inquinamento di aree del pubblico demanio assegnate alla disponibilità del concessionario delle determinazioni degli Enti ed autorità competenti ai sensi della vigente normativa in materia;
 6. Il cattivo uso delle aree concesionate e/o l'eventuale inadempienza alle prescrizioni sopraindicate comportano la decadenza della specifica concessione demaniale ai sensi dell'art. 47 del vigente codice della navigazione;
 7. Per tutto il periodo di validità della concessione petrolifera sono esclusi:
 - per le aree già concesionate, utilizzi diversi da quelli autorizzati se non eventualmente per finalità esclusive di miglioramento delle complessive condizioni ambientali e previa



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- valutazione, a cura dell'Autorità competente al rilascio delle autorizzazioni petrolifere, di uno specifico studio di impatto ambientale presentato dall'Azienda;
- l'utilizzo di aree del demanio pubblico per la collocazione e l'esercizio di nuovi impianti e/o depositi che per caratteristiche impiantistiche, prodotti depositati, modalità operative possano creare situazioni di criticità e rischio;
8. In considerazione della contemporanea istruttoria in corso presso la PF Risorse Idriche della Regione Marche del rinnovo della concessione di grande derivazione e previ gli opportuni coordinamenti con l'Autorità di Bacino Regionale, la stessa sarà limitata ad un periodo di 2 anni decorrenti dalla data del suo rilascio. Entro tale termine l'Azienda, sulla base di un progetto da presentare entro un anno dal rilascio della concessione di grande derivazione, dovrà delocalizzare l'opera di presa sita in sponda sinistra del Fiume Esino o, in alternativa, ove verificata l'impossibilità tecnica di tale spostamento, dovrà essere realizzata entro lo stesso termine una nuova stazione di pompaggio ed accumulo abilitata a funzionare anche sotto battente idraulico. La realizzazione di quanto sopra, e di conseguenza la concessione idraulica attualmente in fase di rinnovo, potranno essere prorogate di un ulteriore anno per motivate esigenze tecnico – progettuali;
 9. L'Azienda, sulla base degli esiti di specifici studi da presentare entro il 31.12.2004, dovrà inoltre verificare la fattibilità tecnica ed economica di utilizzi, anche parziali, di risorse idriche alternative che privilegino il riutilizzo di acque reflue depurate, razionalizzando anche l'attuale sistema delle piccole derivazioni;
 10. L'integrale rispetto del cronoprogramma attuativo delle prescrizioni CTR 10.12.02 così come integrato dalle osservazioni dallo stesso formulate in data 1.4.2003 è condizione indispensabile allo svolgimento delle attività petrolifere concessionate. A tal fine un quadro riassuntivo del cronoprogramma viene allegato alla concessione petrolifera a costituirne parte integrante (**Allegato 1**). L'ARPAM è incaricata di produrre alla Regione Marche relazioni semestrali sullo stato di attuazione delle prescrizioni individuate;
 11. L'attuale confine tra l'intera area di sedime degli impianti ferroviari (lato mare) e l'area della raffineria costituisce il limite oltre il quale non è possibile collocare nuovi impianti con caratteristiche operative critiche. In caso di delocalizzazione dell'attuale linea ferroviaria, previa conformità con quanto previsto dagli strumenti di gestione del territorio al momento vigenti, la relativa area di sedime potrà essere utilizzata dall'azienda per ricollocarvi impianti ed attrezzature al fine di migliorare le condizioni generali di sicurezza;
 12. Qualsiasi futuro sviluppo impiantistico e/o modifiche ed ammodernamenti di impianti e depositi non potranno prescindere dalla disponibilità di adeguati spazi che consentano il mantenimento di idonee reciproche distanze di sicurezza ai sensi della normativa vigente;
 13. Vanno verificate ipotesi di razionalizzazione degli stoccaggi di prodotti infiammabili che pur garantendo il rispetto di idonee distanze di sicurezza reciproche e con gli impianti, possa portare alla creazione di una fascia di rispetto lungo la SS 16 interna al perimetro dello stabilimento, mantenendo comunque l'attuale perimetro dello stesso in modo da non ridurre le distanze di sicurezza dalle opere esterne;
 14. Ogni futura modifica della configurazione attuale dovrà essere effettuata nel pieno rispetto del Decreto 9 agosto 2000 pubblicato nella G.U. n° 196 del 23.8.2000;
 15. In relazione alla prescrizione CTR di aggiornamento del Rapporto di Sicurezza da presentare entro giugno 2004, l'Azienda dovrà attuare quanto concordato con il CTR stesso circa le metodologie di analisi da utilizzare per la parte relativa alla individuazione del rischio e alla valutazione dei pericoli secondo il criterio della "migliore metodologia di analisi disponibile";



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

16. L'azienda dovrà garantire un processo continuo di controllo e verifica della procedura "Sistema Gestione della Sicurezza";
17. Oltre all'integrale ottemperanza delle disposizioni via via impartite dall'Autorità Marittima in materia di sicurezza degli accosti agli apprestamenti foranei della raffineria, il concessionario dovrà garantire l'integrale rispetto della vigente normativa in materia di sicurezza della navigazione marittima con particolare riferimento al Decreto del Ministero delle Infrastrutture e Trasporti del 21.2.2003 e ss.mm.ii;
18. L'Azienda dovrà recepire ed attuare quanto contenuto nel cronoprogramma di cui alla tabella trasmessa dall'Azienda al punto 12 della documentazione inviata con nota Api n° 701/2003 che è allegato alla concessione (**allegato 2**) a costituirne parte integrante;
19. All'avvenuta demolizione dei Serbatoi TK 201, 202, 209, 210, 211, prevista dal cronoprogramma di cui sopra entro il 31.12.2004, le quantità complessive autorizzate di stoccaggio dei prodotti di Cat. C saranno ridotte di 38.300 mc;
20. con riferimento alla imminente registrazione EMAS, le emissioni complessive della raffineria relativamente ai singoli inquinanti indicati dal Ministero dell'Ambiente con l'approvazione della VIA IGCC non devono superare, a parità di quantità di greggio annualmente lavorato e di ciclo di lavorazione autorizzato, quelle conseguite nell'anno 2002 per quanto note; i nuovi limiti devono far riferimento alle stesse unità di misura e alle scadenze temporali indicate nell'atto di VIA sopra menzionato;
21. In relazione al sistema di abbattimento DeNOx, alla luce delle esperienze conseguite con la gestione coordinata dei "protocolli ozono 2001 e 2002" e riscontrato un complessivo basso utilizzo del sistema, l'efficienza dovrà essere garantita ad un livello non inferiore al 30% massimizzandone la performance nei periodi pre estivi ed estivi ritenuti critici;
22. In esecuzione del parere espresso ai sensi dell'art.17 del DPR 203/88 dal Ministero dell'Ambiente con prot. 7691/94/SIAR del 16/5/94, i dati rilevati dai Sistemi di Monitoraggio in continuo delle Emissioni saranno resi disponibili alla Autorità competente per le necessarie verifiche permanenti. I dati di cui sopra potranno essere resi disponibili e utilizzabili eventualmente attraverso collegamento telematico permanente. A tal fine Autorità competente e l'Azienda dovranno definire entro il 31.12.2003, le modalità della loro acquisizione da parte dell'organo di controllo. Gli oneri per i collegamenti con l'Autorità sopra individuata sono a carico del concessionario;
23. L'Azienda, sentita l'ARPAM, dovrà presentare rapporti semestrali sugli inconvenienti operativi minori, non riferibili al Piano di Emergenza Esterno, ma comunque ritenuti significativi per gli effetti sull'atmosfera, documentandone le caratteristiche essenziali. Per i singoli inconvenienti di cui sopra sarà data immediata sintetica comunicazione all'Autorità Competente e all'ARPAM precisando almeno le seguenti notizie: data, durata, probabili cause ed effetti, ed interventi eventualmente già intrapresi;
24. In linea con le prescrizioni di cui al parere espresso ai sensi dell'art.17 del DPR 203/88 dal Ministero dell'Ambiente con prot. 7691/94/SIAR del 16/5/94, al fine di garantire il proseguimento del processo di riduzione delle emissioni diffuse di idrocarburi, il concessionario dovrà definire, entro 12 mesi dal rilascio della presente concessione, un sistema di contabilizzazione generale delle emissioni diffuse (indicativamente EPA 453/95) a seguito del quale saranno definite le tipologie degli interventi e loro tempistica, nell'ambito delle BREF delle Raffinerie.
25. Al fine di monitorare nel tempo la situazione di rumorosità di tipo continuo prodotta dai vari impianti, API Raffineria dovrà continuare ad effettuare con periodicità annuale campagne di misure negli stessi punti già presi in esame nei monitoraggi degli anni precedenti. Allo



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- scopo di poter valutare e quantificare nel modo migliore possibile il contributo fornito direttamente dagli impianti della raffineria API, tali monitoraggi dovranno essere effettuati sia con gli impianti (compresa IGCC) a regime, sia nel periodo di fermata annuale secondo il programma di manutenzione. Tali monitoraggi, che dovranno essere svolti in entrambi i periodi di riferimento diurno e notturno, dovranno comprendere, per ciascuna sessione di misure, un numero di giorni adeguato a caratterizzare la rumorosità presente nei vari punti di misura. API Raffineria dovrà presentare, con periodicità annuale, alla Regione Marche e agli altri organi competenti una relazione tecnica contenente i risultati di tali monitoraggi;
26. Al fine di tenere sotto controllo, e soprattutto non modificare in senso peggiorativo, la situazione di rumorosità prodotta dai vari impianti della raffineria API, sia in occasione dell'installazione di nuovi impianti in sostituzione o ad integrazione di impianti precedenti sia in occasione di modifiche significative agli impianti esistenti, le relative richieste di autorizzazione ai sensi della vigente normativa petrolifera dovranno essere comunque integrate da un'apposita valutazione di impatto acustico da produrre alla Regione Marche e agli enti competenti. Tale valutazione comprenderà, ove possibile, uno studio "ante-operam" e sempre misure "post-operam". La valutazione istruttoria sarà effettuata congiuntamente dal competente Servizio Regionale con il concorso degli Enti e degli organi competenti in materia di inquinamento acustico;
 27. Per quel che concerne il rispetto dei limiti di emissione ed immissione assoluti sono ancora in vigore i limiti di accettabilità di cui all'art. 6 del DPCM 1/3/91. Come previsto dalla normativa vigente (L.R. 28/01), entro 6 mesi dall'approvazione della zonizzazione acustica del Comune di Falconara M.ma, l'Azienda dovrà presentare agli Organi competenti, una nuova valutazione di impatto acustico della propria attività, nella quale venga effettuato il confronto con i nuovi limiti di zona. Tale relazione tecnica, in caso di superamento dei nuovi limiti di zona, dovrà contenere un opportuno piano di adeguamento che dovrà essere successivamente approvato dagli enti competenti. Tale piano di risanamento acustico volontario (PRAV) dovrà riportare le modalità di adeguamento e la relativa tempistica, che non può comunque essere superiore ad un periodo di 30 mesi dalla data di presentazione dello stesso (art. 11 L.R. 28/2001);
 28. Per quanto riguarda specificatamente l'installazione della nuova valvola di controllo in pressione (PVC), che dovrebbe consentire la modulazione dello scarico del vapore in eccesso in caso di blocco della caldaia ausiliaria o della sola turbina a vapore, in sostituzione di quella attuale di tipo ON/OFF (installazione prevista per settembre 2003 in occasione della fermata annuale degli impianti), dovrà essere fornita, entro 3 mesi dall'installazione della stessa, una valutazione di impatto acustico con rilievi fonometrici, sia durante il normale funzionamento degli impianti, sia, attraverso un blocco simulato degli stessi;
 29. Al fine di poter controllare e valutare sul lungo periodo la rumorosità prodotta da eventi di tipo transitorio e soprattutto poter verificare se le opere di mitigazione messe in atto abbiano realmente ridotto il numero di tali episodi rumorosi, l'Azienda, sentita l'ARPAM, dovrà presentare rapporti semestrali su tali inconvenienti, comunque ritenuti significativi per i loro effetti acustici, documentandone le caratteristiche essenziali.
 30. L'Azienda dovrà provvedere oltre che al monitoraggio giornaliero degli scarichi a mare e in acque superficiali, anche a quello mensile dei 4 fossi che attraversano la raffineria, sia a monte che a valle della stessa, comprendendo tra i parametri da ricercare, oltre a COD, oli minerali, conducibilità, ammoniaca, nitrati, anche il MTBE e l'ETBE, pur non normati nella attuale legislazione, ciò al fine di acquisire dati sull'effettiva quantità di questi composti di sintesi che arrivano alle acque, e di riscontrare in tempo reale l'effetto di cambiamenti



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- nell'utilizzo di materie prime nei cicli di lavorazione. La periodicità di tale monitoraggio potrà essere ricalibrata nel corso degli anni in funzione dell'andamento dei risultati ottenuti.
31. L'Azienda dovrà presentare entro il 31.12.2004 sulle altre matrici ambientali (con particolare riferimento ai sedimenti) previste dal D.Lgs 152/99, un piano di monitoraggio periodico le cui modalità verranno concordate con l'Autorità competente;
 32. L'Azienda dovrà provvedere a rivedere entro il 31.12.2003, il sistema di rilevamento della temperatura delle acque marine in corrispondenza dello scarico IGCC a mare; nel frattempo va mantenuto il sistema di boe con garanzia di esatto posizionamento attraverso verifiche mensili;
 33. Le acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree esterne impermeabili dovranno essere convogliate ed opportunamente trattate in impianti idonei, il cui scarico dovrà essere regolarmente autorizzato ai sensi del D.Lgs.152/99 e ss.mm.ii. Il relativo progetto contenente i tempi di attuazione dovrà essere presentato entro 12 mesi dal rilascio della presente concessione;
 34. Nel rispetto delle competenze e delle procedure vigenti, conseguenti all'inserimento del sito di raffineria tra quelli di interesse nazionale, così come individuato dal decreto di perimetrazione Ministro Ambiente 26 febbraio 2003 pubblicato sul supplemento ordinario n.83 alla G.U. n.121 del 27 maggio 2003, l'Azienda dovrà accelerare il processo di approfondita analisi del fenomeno nonché quello di bonifica delle aree contaminate secondo un'adeguata tempistica, che tenga conto dell'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili; In particolare, il modello idrogeologico ed il modello di trasporto, basati sulle risultanze tecnico-scientifiche finora acquisite, verranno presentati agli organi competenti entro il mese di settembre 2003; le successive fasi di caratterizzazione 2° fase e di progetto preliminare saranno di seguito sviluppate in accordo con la tempistica che sarà definita dagli stessi in base alle procedure vigenti, fermo restando l'impegno dell'azienda ad accelerare per quanto nelle sue possibilità l'iter di cui sopra. In ogni caso, salvo oggettiva e documentata impossibilità tecnica o di una diversa più restrittiva tempistica dettata dal Ministero titolare del procedimento, l'Azienda dovrà presentare le risultanze del Piano di caratterizzazione di seconda fase entro il 31 dicembre 2004.
 35. Alla luce di quanto risulta dal Piano di Assetto Idrogeologico adottato definitivamente dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino Regionale con delibera n° 42 del 7.5.2 (del quale la Giunta Regionale ha preso atto con la DGR n° 872 del 17.6.03) e viste le norme di salvaguardia approvate con DGR n° 873 del 17.6.03, al fine di ridurre l'entità del rischio di esondazione del Fiume Esino nel tratto terminale di foce, l'Azienda procederà all'elaborazione, in coerenza con gli scenari individuati dal PAI, di uno studio per la mitigazione del rischio idraulico e la rinaturalizzazione della Foce. Tale elaborato, che l'azienda dovrà produrre entro il 31.12.2004, dovrà rispondere anche ai requisiti richiesti dal CTR con il verbale del 10.12.02 e dovrà essere coordinato con le procedure di bonifica sopra richiamate. Sulla base degli esiti di tale studio saranno definite le soluzioni tecniche individuate come necessarie e i relativi tempi di attuazione.
 - c. gli assetti impiantistici autorizzati sono quelli sinteticamente descritti al punto 4 del documento istruttorio; restano confermate tutte le clausole e le condizioni contenute nel pregresso sistema autorizzatorio contenuto nei DD.MM. espressamente citati **nell'allegato 3**, parte integrante al presente decreto, salvo quanto eventualmente modificato in conseguenza delle prescrizioni riportate al precedente punto 2;
 - d. il presente decreto verrà pubblicato per estratto sul BUR della Regione Marche.



GIUNTA REGIONE MARCHE
DIPARTIMENTO "AMBIENTE E TERRITORIO"

**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

Si attesta inoltre che dal presente decreto non deriva ne può derivare un impegno di spesa a carico della Regione.

Il presente Decreto si compone di n° 7 pagine oltre al documento istruttorio, a n° 3 allegati ed una planimetria dello stabilimento allegata al documento istruttorio.

IL DIRETTORE DEL DIPARTIMENTO
Ing. Libero Principi



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

DOCUMENTO ISTRUTTORIO

Normativa di riferimento:

- *R.D.L 2 novembre 1933 n° 1741 convertito nella L. 8 febbraio 1934 n°367;*
- *R.D.L. 20 luglio 1934 n° 1303 "Regolamento di esecuzione del D.L. 2 novembre 1933 n. 1741 convertito nella L. 8 febbraio 1934, n. 367;*
- *Legge 9 gennaio 1991, n. 9 (art 16 e 17);*
- *D.P.R. 18 aprile 1994, n. 420 "Regolamento recante semplificazioni delle procedure di concessione per l'installazione di impianti di lavorazione o di deposito di oli minerali";*
- *Decreto del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato 1 febbraio 1995 "modalità e contenuti delle domande di concessione e/o di autorizzazione all'installazione di impianti di lavorazione o di deposito di oli minerali";*
- *D.Lgs 31 marzo 1998, n. 112 (artt. 29 e 30);*
- *DGR n. 929 del 9 maggio 2001" L.R. 44/94 art 2 e 3 – Integrazione dei procedimenti amministrativi di competenza dei servizi Artigianato e Industria e Turismo ed attività ricettive e dei termini entro cui devono concludersi. Modifica alla DGR n. 808/97";*
- *D.G.R. n. 2248 del 23 dicembre 2002"Indirizzi per lo svolgimento dell'istruttoria relativa al rinnovo della concessione petrolifera richiesta dalla S.p.A. API Raffineria di Ancona e modifica della DGR n. 929 del 9 maggio 2001."*
- *D.G.R. n. 908 del 25.06.2003 "L.R. 20/2001 art. 5, comma 4 Integrazione delle materie di competenza della P.F. Autorità Ambientale Regionale del Dipartimento Territorio e Ambiente"*

Motivazione:

Considerata la complessità del presente procedimento e l'esigenza di relazionare, in linea con gli indirizzi della sopra richiamata DGR n. 2248/02, sul complesso delle valutazioni effettuate nella fase istruttoria, adeguatamente motivando le conclusioni alle quali si è giunti in ordine al sistema prescrittivo, il documento istruttorio è organizzata per punti secondo l'indice di seguito riportato:

Indice

1. LA RAFFINERIA DI FALCONARA M.MA: IL SITO INDUSTRIALE E IL TERRITORIO

- **Descrizione del sito**
- **Le fasi storiche dello sviluppo**
- **La raffineria oggi**
- **Sintetica descrizione dell'impianto**
- **Alcuni dati economici sul gruppo API**
- **Le criticità evidenziate e i rapporti tra concessione petrolifera e il Piano di Risanamento dell'area ERCA**

2. IL RUOLO ECONOMICO ED ENERGETICO DELLA RAFFINERIA

- **Lo scenario energetico marchigiano con riferimento al settore dei combustibili fossili e alla produzione di energia**
 - **I consumi di energia elettrica**
 - **I consumi di prodotti petroliferi**
- **Il contributo energetico della raffineria nell'attuale contesto**
- **I trasferimenti economici alla collettività: benefici e costi**
-



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

3. L'INNOVAZIONE TECNOLOGICA COME GARANZIA DI QUALITA' A TUTELA DELL'AMBIENTE E DEL TERRITORIO

- Una valutazione dei processi di innovazione a tutt'oggi realizzati
- L'evoluzione normativa e di mercato nel settore energetico in Italia
- Gli obiettivi del protocollo di Kyoto, aspetti tecnologici, energetici e ambientali
- L'industria della raffinazione nello scenario energetico – le aziende energetiche integrate

4. INQUADRAMENTO DELL'ITER PROCEDURALE

- Progressa situazione autorizzatoria e descrizione degli attuali assetti
- Esame dei pareri pervenuti
- Il recepimento delle raccomandazioni della CTU di cui all'Ordinanza TAR Marche n° 4/2002

5. IL SISTEMA PRESCRITTIVO

- Durata della concessione e verifica periodica della permanenza delle condizioni di compatibilità ambientale e territoriale
- Aspetti energetici
- Aree utilizzate in concessione
- Prelievi e risparmio idrico
- Prevenzione degli incidenti rilevanti
- Sicurezza della navigazione marittima
- Emissioni in atmosfera
- Inquinamento acustico
- Tutela delle acque
- Suolo
- Rischio Idraulico e adeguamento PAI

1 LA RAFFINERIA DI FALCONARA M.MA: IL SITO INDUSTRIALE E IL TERRITORIO

DESCRIZIONE DEL SITO

Il sito produttivo API di Falconara, nato come deposito di oli minerali su un'area destinata ad insediamenti industriali, si è sviluppato come raffineria negli anni '50. Oggi la sua capacità di lavorazione si attesta sui 3,9 milioni di tonni/anno con una produzione netta di circa 2,8 milioni di tonni/anno di prodotti petroliferi e di oltre 1,5 miliardi di kWh/anno di energia elettrica.

LE FASI STORICHE DELLO SVILUPPO

Alla sua nascita, circa 60 anni fa, l'impianto contava solo un'unità di distillazione primaria (distillazione atmosferica ed impianti di distillazione sotto vuoto).

La costituzione, alla fine degli anni '60, dell'impianto di Visbreaking, - che aumenta la produzione di prodotti pregiati - permette alla raffineria di superare la crisi petrolifera degli anni '70. Nel corso degli stessi anni il Visbreaking viene ammodernato, vengono inoltre introdotti a livello gestionale una serie di interventi finalizzati alla riduzione dell'autoconsumo di combustibili. E' degli stessi anni la realizzazione dell'impianto di trattamento acque.

E' però agli inizi degli anni '80 che si sviluppa il primo consistente programma di investimenti con l'obiettivo principale di rendere più competitiva la raffineria ed adeguarne gli impianti ai vincoli e alle prescrizioni che derivano dalle nuove normative ambientali. E' parte integrante di tale processo la totale conversione e la gestione centralizzata (grazie all'introduzione delle tecnologie



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

computerizzate) delle strumentazioni e delle procedure di processo e la realizzazione della sala controllo centralizzata e bunkerizzata.

Gli anni '90 hanno visto l'avvio del progetto di gassificazione e cogenerazione combinato (IGCC), entrato in definitivo esercizio nell'aprile 2001, attraverso il quale è stata eliminata la produzione di combustibili ad alto tenore di zolfo.

LA RAFFINERIA OGGI

La raffineria occupa oggi un'area di circa 700.000 mq in una zona costiera della pianura alluvionale del Fiume Esino, immediatamente contigua al centro urbano di Falconara Marittima. Confina a Nord Est con il mare Adriatico, sul lato Sud Ovest con la SS.16 "Adriatica" e la frazione di Fiumesino, a Nord Ovest con il Fiume Esino e con il quartiere di Villanova a Sud Est.

Parallelamente al suo sviluppo industriale, che è stato ininterrotto per oltre 50 anni, la Raffineria di Falconara si è andata progressivamente caratterizzando come polo energetico anche grazie ad una posizione strategica lungo l'Adriatico in un'area in cui non esistono altri insediamenti del genere tra Taranto e Marghera.

La vicinanza geografica rispetto ai mercati di riferimento, un sostanziale corretto dimensionamento della produzione rispetto alla domanda di prodotti, insieme ad una serie di considerazioni di carattere logistico, sono infatti il primo fattore del successo e dello sviluppo di questa Azienda.

La sua è infatti una posizione chiave, lungo una dorsale ad alta richiesta energetica e ad elevata intensità industriale.

A queste prime considerazioni, fa riscontro, dal punto di vista tecnico ed operativo, l'ubicazione dello stabilimento, presso i grandi nodi di comunicazione e della intermodalità (porto, aeroporto, linee ferroviarie adriatica e romana, Autostrada A14, Statale 76) e che quindi, nella logica aziendale, risponde pienamente alla necessità di disporre di infrastrutture di grande importanza a supporto dello sviluppo delle proprie attività.

Sintetica descrizione dell'impianto

La lavorazione della raffineria, è basata su un ciclo Topping- Reforming Catalitico - Isomerizzazione - Vacuum - Visbreaking - Thermal Cracking, la cui localizzazione nella raffineria è desumibile dalla planimetria allegata al presente documento (**allegato A**).

Il **TOPPING** è la colonna di distillazione atmosferica da 3.900.000 ton/a attraverso la quale vengono separati, dal greggio preriscaldato (< 370°C), il Gasolio, le Benzine ed i gas (condensabili e non).

Il prodotto rimanente dalla distillazione atmosferica (Residuo) viene distillato sottovuoto così da estrarre alcuni componenti idrocarburici pesanti, che contribuiscono anche alla formazione della carica degli impianti di Cracking termico; a tale scopo sono preposti i due impianti **VACUUM-1** da circa 825.000 ton/a, e **VACUUM-3** da circa 2.000.000 ton/a.

A tali processi di distillazione vengono affiancati altri processi che hanno lo scopo di modificare la struttura delle molecole idrocarburiche, il processo di **CRACKING TERMICO** per esempio permette di rompere le molecole più pesanti in composti più leggeri che hanno un maggior valore commerciale; la carica è in genere costituita dal residuo del Topping o del Vacuum e l'impianto installato nella raffineria API ha una producibilità di circa 2.000.000 ton/a. Un particolare tipo di Cracking Termico è il **VISBREAKING** che ha lo scopo di ridurre la viscosità dei residui di distillazione grazie alla rottura delle catene lunghe paraffiniche; la producibilità è di circa 1.300.000 ton/a.

Un impianto di Desolfurazione catalitica e stabilizzazione dei distillati da circa 900.000 ton/a, l'**UNIFINER** garantisce la depurazione dei prodotti leggeri prima del processo di reforming catalitico; mentre 3 impianti di **DESOLFORAZIONE CATALITICA** provvedono alla riduzione del contenuto di zolfo nei petroli e gasoli mediante reazione in atmosfera di idrogeno; la capacità complessiva è di circa 2.000.000 ton/a, uno di tali impianti è dotato di una sezione di **Deparaffinazione** dei gasoli pesanti da 231.000 ton/a.



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

Sono inoltre presenti:

- un impianto di **REFORMING** catalitico, realizzato su processo UOP, della capacità di circa 600.000 tonn/a, per la produzione di benzine alto-ottaniche;
- un impianto **NAPHTA SPLITTER** da circa 900.000 tonn/a che ha lo scopo di frazionare la carica desolforata in 2 tagli (uno di fondo, privo di benzeni, che può essere trattato direttamente nel Reforming ed un altro che deve essere sottoposto ad Isomerizzazione in atmosfera di idrogeno per eliminare i benzeni presenti);
- un impianto di **ISOMERIZZAZIONE** realizzato su processo UOP, della capacità di circa 250.000 tonn/a, per la produzione di benzine leggere prive di aromatici;
- due impianti "steam reforming", da circa 14.000 Nmc/h, per la **PRODUZIONE IDROGENO** necessario per i processi catalitici di desolforazione;
- un impianto di frazionamento del GPL in Propano e Butano della capacità di circa 100.000 tonn/a – lo **SPLITTER C3/C4**; gli 8 serbatoi di stoccaggio del GPL, da 1500 m³ cadauno, sono interrati;
- un impianto di **RIGENERAZIONE AMMINE**, da circa 145 tonn/h, dove viene eliminata la quota di H₂S, poi inviata agli impianti di **RECUPERO ZOLFO** da circa 160 tonn/g.;
- l'impianto **IGCC** che consente di produrre energia elettrica, sfruttando la gassificazione degli idrocarburi pesanti di raffineria;

Un impianto di **ETILAZIONE BENZINE** che è disattivato (con il minimo tecnico di prodotto estraibile) in quanto provvedeva alla formazione di benzine super, additivate con TEL-CB (piombo tetraetile cloro-bromo) ed eliminate dal mercato dei carburanti, completa gli impianti principali della raffineria.

Sintetica descrizione dell'impianto IGCC

L'impianto di gassificazione degli idrocarburi pesanti per la produzione di energia elettrica e vapore in cogenerazione (IGCC), che rappresenta l'innovazione sostanziale rispetto agli assetti impiantistici precedentemente concessionati, è stato progettato e realizzato per gassificare idrocarburi pesanti provenienti dal ciclo di lavorazione di Raffineria e per utilizzare quindi il gas di sintesi così ottenuto per la produzione di vapore ed energia elettrica. La sua messa in esercizio ha consentito la dismissione della vecchia centrale elettrica di tipo convenzionale tecnicamente ed energeticamente obsoleta alimentata ad olio combustibile e gas di raffineria.

Il vapore prodotto dall'impianto IGCC è destinato a coprire il fabbisogno delle varie utenze di raffineria, mentre l'energia elettrica prodotta è interamente destinata alla rete elettrica nazionale.

Il ciclo produttivo dell'impianto IGCC può considerarsi suddiviso in due impianti (sezioni) tra loro tecnicamente integrati:

- **gassificazione degli idrocarburi pesanti provenienti dal ciclo di lavorazione di raffineria;**
- **cogenerazione di energia elettrica e vapore**

Le tabelle che seguono riassumono le unità che compongono le due sezioni, specificandone lo scopo e, ove per il processo vi è una specifica licenza, la società licenziataria



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

Tabella 1/1

SEZIONE GASSIFICAZIONE			
Unita n°	Nome	Soc.Licen.	Scopo
8000	Gassification	TEXACO	Gassificazione della carica (n° 2 unità)
8100	Carbon Extraction	TEXACO	Rimozione ceneri e carboncino dall'acqua di quench
8200	Syngas cooling and COS hydrolysis	--	Raffreddamento del syngas e rimozione del COS
8300	SELEXOL	UOP	Assorbimento H ₂ S dal syngas
8400	Sulphur	PARSON's	Recupero Zolfo (n° 2 unità)
8500	Tail gas Treatment	PARSON's	Trattamento gas di coda dalle unità di recupero zolfo
8600	Grey water treatment	TEXACO	Recupero metalli pesanti dalle acque di spurgo
8900	Air Separation Unit	PRAXAIR	Produzione ossigeno e azoto
9700	Slop System	---	Raccolta slop
9800	Flare System	---	Sistema torcia idrocarburica acida e sonica

Tabella 1/2

SEZIONE COGENERAZIONE			
Unit. N°	Nome	Soc.Licenz.	Scopo
8700	Condensate Treatment	Termomec.	Trattamento condense di recupero
	Elettroclorazione	SESPI	Additivazione acque di mare
8800	Demi Water production	Termomec.	Produzione acqua demineralizzata
9000	Gas Turbine	ABB -PGT	Produzione energia elettrica nella turbina a gas
9100	HRSG and Stream Turbine	ABB - PGT	Produzione vapore tramite recupero calore dai fumi della turbina a gas e produzione energia elettrica nella turbina a vapore
	DeNOx	SADELMI	Abbattimento Nox fumi turbina a gas
9200	Auxiliary boiler	---	Caldaia ausiliaria di produzione vapore
9300	Sea Water intake and Cooling System	---	Sistema acqua di mare e raffreddamento

Completano la sezione cogenerazione:

- impianto di trasformazione energia elettrica da 15,75 kV a 132 KV (tensione richiesta dalla rete di distribuzione di EE) e da 132 kV a 10/6.6 kV (tensione richiesta per i consumi interni dell'impianto)
- impianto di trasformazione e distribuzione di energia elettrica per gli utilizzi interni di impianto

Le principali caratteristiche dell'impianto IGCC possono essere così sinteticamente riassunte:

- alta efficienza globale del ciclo termico dovuta ad una integrazione termica spinta tra le sezioni di gassificazione e di cogenerazione nonché al recupero ed utilizzo del calore anche a basso livello termico. L'impianto è peraltro predisposto per l'eventuale futuro inserimento di un sistema di teleriscaldamento che potrà servire utenze esterne allo stabilimento;
- produzione di energia elettrica ottenuta da risorse interne di raffineria (idrocarburi pesanti provenienti dai cicli di lavorazione);
- utilizzazione di prodotti che precedentemente entravano nella composizione degli oli combustibili ad alto tenore di zolfo la cui commercializzazione e il cui utilizzo, peraltro sempre più difficile in virtù delle stringenti normative ambientali, comporterebbe pesanti ricadute negative in termini di inquinamento



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**



ALCUNI DATI ECONOMICI SUL GRUPPO API

Api è oggi uno dei più importanti gruppi industriali privati italiani ed europei operanti nel settore dell'energia e svolge le proprie attività attraverso società operative facenti capo al gruppo gestendo a livello totalmente integrato l'intero ciclo petrolifero, dall'approvvigionamento della materia prima alla raffinazione, distribuzione, vendita e marketing di tutti i prodotti petroliferi. Fortemente posizionato nel mercato di settore il Gruppo gode di una solida organizzazione logistica e commerciale gestendo oltre alla propria raffineria, circa 1600 stazioni di servizio, con un fatturato annuo complessivo consolidato di oltre 3.500 Meuro e una quota di mercato attestata attorno al 5% (15% nel settore dei bitumi) e circa 1000 dipendenti diretti (dei quali circa la metà occupati presso lo stabilimento di Falconara).

Il Gruppo API è presente nel settore energetico prevalentemente attraverso:

API anonima petroli italiana S.p.A, società capogruppo con sede in Roma,

API Services Ltf che si occupa fundamentalmente di commercializzazione di petrolio con sede a Londra,

API raffineria di Ancona S.p.a. proprietaria della raffineria di Falconara con sede in Falconara,

API energia S.p.a società proprietaria dell'impianto IGCC, anch'essa con sede in Falconara M.ma, costituita nel 1991 dal gruppo API (51%) assieme a due partner internazionali, il Gruppo ABB (Asea Brow Boveri multinazionale nei settori della produzione e trasporto di energia elettrica – 25%) e la compagnia petrolifera americana Texaco (24%),

APIsoiservice S.p.A. costituita in comproprietà tra API Raffineria (50%) e ABB Soimi S.p.A e finalizzata alla vendita di servizi "global service" nei settori delle manutenzioni di raffinerie di petrolio ed impianti IGCC,

oltre ad una serie di altre società controllate operanti prevalentemente nel settore delle energie rinnovabili.

Nell'organizzazione del Gruppo API la Società capogruppo anonima petroli italiana, coordina e assicura i seguenti settori di attività:

1. l'approvvigionamento diretto di greggio e semilavorati da destinare alla lavorazione;
2. l'acquisizione dei prodotti finiti e il loro trasporto;
3. gli scambi con le altre società petrolifere rivolti ad ottimizzare la logistica di distribuzione;
4. le attività finanziarie complementari sul mercato del greggio e dei prodotti derivati finalizzate alla massimizzazione dei volumi trattati, alla sicurezza degli approvvigionamenti e al perseguimento delle adeguate economie di scala

I rapporti di API Raffineria con la controllante Anonima Petroli italiana sono regolati da contratti in conto lavorazione che si articolano, a fronte dell'utilizzo esclusivo degli impianti e delle attrezzature di ricezione e stoccaggio della raffineria da parte della controllante, secondo il modello di costo-remunerazione. La società capofila, per tramite delle proprie attività di marketing, garantisce anche la fornitura dei combustibili necessari ai consumi degli impianti.

Api Energia S.p.A è la società del Gruppo proprietaria dell'impianto IGCC realizzato con concessione di diritto di superficie all'interno dell'area di Raffineria e finanziato con un "project financing" che coinvolge circa 75 banche internazionali. Dalla data di entrata in esercizio (febbraio 2000) esso viene gestito con le seguenti modalità:

- API Anonima Petroli italiana (società capogruppo) è fornitore della materia prima (residui e oli pesanti da gassificare);
- Api Raffineria è il soggetto esercente l'impianto (operator) e per tali attività viene retribuito dalla società proprietaria (APIEnergia);
- APIEnergia è titolare del contratto di fornitura a GRTN della totalità dell'energia elettrica prodotta.



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

LE CRITICITA' EVIDENZIATE E I RAPPORTI TRA CONCESSIONE PETROLIFERA E PIANO DI RISANAMENTO - IN CORSO DI PREDISPOSIZIONE - DELL'AREA AD ELEVATO RISCHIO DI CRISI AMBIENTALE

La specifica struttura insediativa ed infrastrutturale dell'area, in cui è localizzata la raffineria, si caratterizza per un quadro complesso di criticità di carattere ambientale, territoriale, e socio economiche, che hanno assunto, negli anni, notevole spessore e alti livelli di attenzione.

Il complesso di tali criticità è stato la causa che ha portato la Regione Marche ad adottare la Deliberazione del Consiglio Regionale n°305 del 1.3.2000 di Dichiarazione, ai sensi di quanto previsto dall'Art. 74 del D.Lgs. 112/98, dell'Area di Ancona, Falconara e della Bassa Valle dell'Esino, ad elevato rischio di crisi ambientale. A tale dichiarazione, dovrà seguire, sulla base di quanto previsto dalla normativa vigente in materia, un organico Piano di risanamento, di cui è in corso la predisposizione del preliminare, sui presupposti delle indicazioni fornite dalla Giunta regionale con la DGR 2205/02.

In tale quadro, se l'area ad elevato rischio di crisi ambientale si caratterizza per un complesso di fattori che determinano l'alto livello di criticità del territorio, la presenza della raffineria API e soprattutto la sua collocazione in rapporto alle aree residenziali, alle infrastrutture, ai caratteri fisico morfologici del sito, è stata una delle cause primarie della dichiarazione di cui alla DACR 305/2000.

Tali considerazioni furono alla base dell'indirizzo formulato dal Consiglio regionale nell'allegato 2 "Prime linee del Piano di Risanamento" alla delibera 305/2000, che indicò uno scenario, sul medio e lungo periodo di incompatibilità della raffineria con il territorio circostante, così come era allora configurata in dimensioni e assetti di lavorazione.

Rispetto a quanto sopra è necessario preliminarmente evidenziare che, nel quadro normativo di riferimento, quanto contenuto nel suddetto allegato alla DACR 305/2000 ha esclusiva natura di "disposizione di indirizzo" non prescrittiva e in quanto tale assoggettata alle indispensabili verifiche tecnico – amministrative.

Proprio in virtù di tale contesto, nella procedura di rilascio della concessione petrolifera, si è tenuto conto delle conoscenze e degli elementi valutativi emersi sulla situazione dell'area in particolare derivanti dagli studi ARPAM ed ENEA nonché delle conclusioni cui è pervenuto il Comitato Tecnico Regionale Marche in data 10.12..02 in merito al giudizio di compatibilità territoriale dello stabilimento previo il rispetto di un complesso sistema di prescrizioni.

Si è tenuto conto altresì, in linea con quanto espressamente previsto dalla DGR 2248/02 dei contenuti della Relazione Peritale depositata in data 28 novembre 2002 dalla CTU a suo tempo disposta dal TAR Marche in relazione al contenzioso pendente con API Raffineria S.p.A. sulla "Dichiarazione di Ara ad elevato rischio" che ha documentato il percorso di progressivo miglioramento delle condizioni di esercizio dello stabilimento in materia di sicurezza ed ambiente.

In questa sede si può evidenziare che, l'avvenuta delocalizzazione dello stabilimento Liquigas, la valutazione delle documentazioni istruttorie acquisite, le esigenze energetiche oggettivamente coperte dalle attività di raffineria, gli esiti conclusivi di specifiche istruttorie collegate, quale ad esempio quella del CTR sopratrachiamata o avviate (es. sito d'interesse nazionale di Falconara di cui alla L 179/02), il sistema prescrittivo individuato, la concreta possibilità di definire attraverso lo strumento di accordi volontari, interventi concertati di ripristino degli aspetti ambientali compromessi, definiscono un processo di progressiva e attentamente verificabile riduzione degli impatti aziendali nel territorio circostante, del quale dovrà necessariamente tener conto il futuro Piano di risanamento, stimolando e incentivando ulteriormente un sistema prestazionale di qualità certificata.



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

2. IL RUOLO ECONOMICO ED ENERGETICO DELLA RAFFINERIA

**LO SCENARIO ENERGETICO MARCHIGIANO CON RIFERIMENTO AL SETTORE DEI
COMBUSTIBILI FOSSILI E ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA**

In estrema sintesi, il sistema energetico regionale si caratterizza per tre aspetti principali:

1. Una forte produzione di energia primaria sotto forma di gas naturale, che pone la Regione al secondo posto tra le regioni italiane produttrici ed esportatrici di energia primaria. Il volume prodotto nel 2001 ammonta a 4,30 miliardi di mc in gran parte derivanti da produzioni off-shore immessi sul territorio regionale in centrali di raccolta e compressione per essere poi avviati alle reti distributive;
2. La forte dipendenza dall'importazione di energia elettrica, peraltro consistentemente ridotta negli ultimi due anni con l'entrata in esercizio delle centrali a cogenerazione di API Raffineria (potenza 280 MW) e di Jesi Energia -c/o Zuccherificio Sadam di Jesi (125 MW);
3. La presenza di un importante impianto di raffinazione di petrolio grezzo, la Raffineria di Falconara, che con la sua potenzialità di 3,9 milioni di tonn/anno rifornisce il mercato marchigiano e buona parte di quello di regioni limitrofe.

I CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA

Le Marche pur essendo una regione ad elevato tasso di sviluppo con un livello di industrializzazione (comprese attività artigianali di medie e grandi dimensioni) medio alto, non sono dotate di un adeguato sistema di produzione di energia elettrica tale da garantirne la sostanziale autosufficienza. Anzi esse presentano in questo settore uno dei deficit sulla domanda regionale più alti, stimato (dati GRTN 20001) in circa 4.770 GWh pari a circa il 66%, colmato dalle importazioni. E' anche utile evidenziare come la domanda aumenti nella Regione a tassi più alti di quello medio nazionale. Di fronte ad una crescita media del 3% registrata in Italia fra il 1999 e il 2000 i consumi regionali sono infatti aumentati di oltre il 6%.

Una tendenza questa che anche le stime estese al 2010 sembrano confermare.

I CONSUMI DI PRODOTTI PETROLIFERI

Per quanto concerne i prodotti petroliferi, la domanda regionale è decisamente sostenuta. Sulla base di dati del Ministero delle Attività Produttive riferiti in particolare a gasoli e benzine, la quantità venduta pro-capite nelle Marche è pari a 0,833 t/anno, superiore alla media nazionale ferma a 0.708 t/anno.

Appare però necessario evidenziare che, a fronte di una prevista sostanziale stabilità nel futuro della domanda complessiva, è prevista una modifica della composizione qualitativa. Continuerà ad essere sostenuta la domanda finalizzata alla mobilità (Benzine, ma soprattutto gasoli e GPL) mentre gli oli combustibili, in linea con le tendenze generali, tenderanno sempre più ad essere sostituiti da prodotti più pregiati (in primo luogo gas naturale).

IL CONTRIBUTO ENERGETICO DELLA RAFFINERIA NELL'ATTUALE CONTESTO

Lo stabilimento ha una capacità lavorativa di 3,9 milioni di tonn/anno di materia prima con una produzione di oltre 2,5 milioni di tonn/anno di prodotti finiti (carburanti e altri distillati) con i quali viene coperta la totalità della domanda del mercato marchigiano e dell'Umbria orientale, ma che si estende a coprire parte delle esigenze di un territorio più vasto (parte della Toscana, Emilia orientale, Abruzzo, parte della Puglia).

La tabella che segue è riferita alle lavorazioni negli ultimi sette anni



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

Tabella 2 - Lavorazioni Raffineria API di Falconara anni 1996 - 2002

T/anno	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
LAVORATO	3.533.350	3.609.716	3.672.551	3.503.030	3.292.386	3.725.008	3.737.200
cali e perdite	26.331	29.315	16.790	18.810	15.618	22.053	139.300
gas incondens.	75.523	84.267	93.206	69.126	64.691	88.510	
res .bitume				76.347			
GPL	109.874	117.347	117.665	108.468	103.398	122.992	130.600
Benzine (3)	655.663	683.082	653.870	625.258	584.276	657.647	772.600
Gasoli (3)	1.616.780	1.617.731	1.727.327	1.562.400	1.440.857	1.681.671	1.659.300
oli combustibili (1)	729.563	691.949	674.329	664.479	701.195	741.829	276.600
bitume	295.253	369.721	370.801	356.938	361.188	381.794	390.300
zolfo (2)	14.362	29.315	18.563	21.203	21.163	28.511	27.000
Energia elettrica (Mwh/a)	==	==	==	==	499.858	1.414.720	1.505.174

1) a partire dall'anno 2000 in gran parte gassificati per alimentazione impianto IGCC

(2) destinato all'industria chimica

(3) Un aspetto particolare, fa ben comprendere il legame tra l'economia del territorio e la raffineria: essa infatti rifornisce tutta la rete stradale di stazioni di servizio delle Marche, non solo quelle a marchio API, ma, in base a meccanismi di scambio di prodotto tra compagnie petrolifere, anche tutti i punti vendita dei diversi marchi presenti in regione.

In relazione al mercato elettrico, i 280 MW di potenza della centrale IGCC della raffineria di Falconara corrispondenti ad una produzione potenziale di quasi 2 miliardi di kWh rappresentano oggi la fonte energetica regionale più significativa. Si può stimare che la produzione elettrica eccedente gli usi di raffineria, permetta oggi di coprire tra il 20% e il 25% del fabbisogno regionale.

I TRASFERIMENTI ECONOMICI ALLA COLLETTIVITA' LOCALE: BENEFICI E COSTI

L'azienda ha fatto effettuare a ISTAO (anno 2000) specifici studi finalizzati a definirne il ruolo socio economico nel contesto marchigiano; di seguito se ne riportano in sintesi gli esiti.

L'analisi del ruolo socio economico della raffineria prende in considerazione tre sottosistemi di attività: uno esterno e due interni. Quello esterno è costituito dall'insieme degli operatori del territorio attivati da risorse che provengono da API. I due interni sono costituiti, il primo, dagli addetti che a vario titolo operano nell'impianto e, il secondo, per la sua rilevanza, dal nuovo impianto di cogenerazione.

In termini quantitativi attraverso lo studio sopra citato, è stato ricostruito un flusso di risorse dalla raffineria verso il contesto locale per un valore stimato attorno ai 75 milioni di euro all'anno (esclusi gli effetti moltiplicatori generati dalle successive decisioni di spesa dei soggetti interessati).

Ai dipendenti diretti si indirizzano, secondo i dati forniti da API, circa 19 milioni di euro annui.

I dipendenti del Gruppo API a vario titolo riferiti allo stabilimento di Falconara (il dato è aggiornato secondo i dati forniti dall'azienda al 31.12.02) ammontano complessivamente a n° 503 di cui 420 direttamente dipendenti di API Raffineria, 48 di APISoi, 3 di APIEnergia, 29 di API Anonima e 3 co.co.co, - 90 sono complessivamente gli addetti all'IGCC.

Tali dati sono sostanzialmente confermati dagli esiti preliminari degli studi in materia socio-economica commissionati dalla Regione Marche a SVIM S.p.A. nell'ambito delle attività finalizzate alla predisposizione del preliminare del Piano di Risanamento dell'Area ad elevato rischio. Tali analisi (ancora alla fase preliminare) confermano un impatto sotto il profilo occupazionale diretto e indiretto complessivo dell'API rilevante non solo sul territorio comunale ma complessivamente su quello di tutta l'area di studio, che tende però a minimizzarsi (per le peculiarità economiche del territorio di riferimento) se rapportato alla complessiva situazione occupazionale provinciale. La tabella che segue, tratta dagli studi SVIM, sopracitati fornisce un quadro riassuntivo sintetico.



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

Tabella 3 - La collocazione del sistema API nell'economia provinciale, dell'Area ERCA e comunale

Totale occupati diretti sistema API (v.a.)	503
Collocazione di API Raffineria nella classifica delle imprese con maggior numero di occupati nella Provincia*	18° (su 873)
Peso percentuale dell'occupazione diretta del sistema API su:	
- occupazione nel comune di Falconara Marittima	6.4%
- occupazione nell'industria del comune di Falconara Marittima	25%
- occupazione nell'Area ERCA	0.6%
- occupazione nell'industria dell'Area ERCA	2.9%
- occupazione nella provincia di Ancona	0.3%
- occupazione nell'industria della provincia di Ancona	0.8%

L'API inoltre, come già accennato, grazie ai numerosi rapporti sul territorio, genera un vasto indotto occupazionale, che l'impresa stessa stima in circa 2000 persone, per un totale di circa 900 fornitori accreditati, di cui 332 aziende locali (ISTAO, 2000). I fornitori locali possono essere raggruppati nella seguente maniera:

- servizi e forniture meccaniche, chimiche, elettriche e civili;
- trasporti di prodotti petroliferi;
- servizi vari (consulenze, etc.);
- servizi marittimi;
- bonifiche e smaltimenti;
- forniture.

L'ISTAO (2000) ha stimato per i fornitori locali una ripartizione del fatturato, a seconda del tipo di fornitore riassunta nella tabella che segue. Tale ripartizione vede i servizi e le forniture del primo tipo (meccaniche, etc.) assorbire da sole il 62% del fatturato.

Tabella 4 - stima dell'occupazione indiretta del sistema API

(tabella desunta dai rapporti preliminari SVIM – ove la stima degli occupati non è disponibile si intende che i dati API sono in corso di verifica)

Sistema dei fornitori* (ISTAO, 2000):	Ripartizione del fatturato per specializzazione dei fornitori locali	Stima occupati
- servizi e forniture meccaniche, elettriche e civili	62% (58% Consorzi CIM e COIND)	n.d.
- trasporti prodotti petroliferi	15%	282**
- servizi vari (consulenze, etc.)	9%	n.d.
- servizi marittimi	7%	65***
- bonifiche e smaltimenti	4%	n.d.
- forniture	3%	n.d.

* Ripartizione del fatturato per specializzazione dei fornitori locali

** dato Istao, 2000

*** Dato rapporto Autorità Portuale riferito all'impatto sull'occupazione in caso di cessazione attività API

Anche se gli studi e le verifiche in corso sembrano ipotizzare uno scenario complessivo di minore entità, l'impatto complessivo diretto ed indiretto dell'API sul territorio non solo comunale, è



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

comunque rilevante, sotto il profilo occupazionale, sia in quantità che in qualità (caratteristiche di professionalità, di sicurezza occupazionale, del tipo di lavoro).

L'importanza del sistema API va valutata anche in termini di trend dell'occupazione a Falconara Marittima. I dati in questo comune mostrano chiaramente come:

- nel corso degli anni '90 l'occupazione a Falconara è cresciuta poco (+1.1%) grazie alle istituzioni (enti pubblici e nonprofit), mentre si è registrata una diminuzione sensibile da parte di quella generata dalle imprese (-6.5%);
- all'interno dell'area delle imprese l'industria ha fatto registrare tassi di diminuzione consistenti (-12%).

Il dato del sistema API, cresciuto nel corso dello stesso periodo, è quindi in controtendenza e ha rappresentato un effetto di parziale contrappeso ai trend negativi più generali registrati nel comune.

Un impatto non trascurabile sull'economia locale è inoltre rappresentato dalle contribuzioni fiscali di API nei confronti di enti e istituzioni locali, soprattutto a seguito del recente trasferimento (realizzato nel corso del 2001) delle sedi sociali sul territorio marchigiano. Ciò comporta un flusso annuale (dati API) di oltre 7,7 milioni di euro principalmente da Irap, tasse portuali ed ICI.

L'impianto di gassificazione e produzione di elettricità di APIEnergia, entrato in attività nel 2000 e corrispondente ad un investimento di oltre 800 milioni di euro, è stato essenzialmente finanziato attraverso capitale internazionale. Esso rappresenta un consistente esempio della potenzialità di attrazione di investimenti connessa alla presenza della raffineria. Gli effetti positivi in termini economici (oltre alla creazione e distribuzione di reddito durante la fase di realizzazione – ormai completata) rappresenta un oggettivo stimolo all'incremento dei trasferimenti derivanti dalla raffineria, il cui valore complessivo, proprio in virtù di tale realtà viene stimato, dagli stessi studi (ISTAO 2000), passare da 75 a circa 85 milioni di euro complessivi.

A questi tre sottosistemi, per la rilevanza che assume nel contesto economico locale, va inserita la valutazione di un'altra significativa componente rappresentata dalla rilevanza della movimentazione dei prodotti petroliferi e del conseguente ruolo dell'API sul complesso delle attività del Porto di Ancona. Grazie alle strutture a mare gestite direttamente dalla raffineria per la movimentazione dei prodotti petroliferi, a tutt'oggi – dati 2002 – quest'ultimi rappresentano, come risulta dalla tabella sotto riportata, oltre un terzo delle merci complessive in transito per il Porto.

Tabella 5 - Merci movimentate (migliaia di tonnellate) dal Porto di Ancona anni 1996/2002

Anno	Totale merci	Merci (oli minerali) movimentate dai terminal API	% API su totale
1996	8.532	4.808	56,35
1997	8.889	4.904	55,17
1998	9.833	5.066	51,52
1999	10.035	4.649	46,32
2000	11.152	4.863	43,60
2001	13.717	5.123	37,35
2002	12.513	5.056	40,00

Per concludere questo sintetico capitolo di analisi occorre però anche accennare ai possibili rischi intrinseci al "sistema API" in termini occupazionali e demografici per Falconara Marittima e più in generale per il territorio circostante. Si tratta infatti di una attività economica che con la sua presenza da un lato crea ricchezza ed occupazione, dall'altro disincentiva però potenziali attività alternative nella stessa area, portatrici anche esse di ricchezza ed occupazione, non trascurando



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

che gli aspetti negativi o problematici, di seguito sinteticamente indicati, non sono potenzialmente riconducibili solamente al sistema API ma ad un più generale intreccio, fra API, infrastrutture pesanti e crescente presenza di traffico sulle reti viarie stressate all'interno e attorno a centri urbani e conurbazioni.

I potenziali effetti di "spiazzamento" riconducibili (anche) al sistema API sono in estrema sintesi fondamentalmente di due tipi:

- a. **demografici – abitativi** (che si esplicitano attraverso il consistente decremento della popolazione residente nel comune di Falconara)
- b. **economico – occupazionali** (ovvero la difficoltà ad attivare usi ed attività economiche alternativi)

Se l'API rappresenta un polo di sviluppo e di attrazione occupazionale altamente rilevante per Falconara, per il territorio circostante e per la Provincia di Ancona, si rilevano alcuni nodi problematici, in termini demografici - abitativi e occupazionali - economici, di cui l'API è potenzialmente e solo parzialmente co-responsabile, esprimibili in possibili effetti di "spiazzamento" (gli studi economico – sociali in corso ne preciseranno le caratteristiche).

3. L'INNOVAZIONE TECNOLOGICA COME GARANZIA DI QUALITA' E TUTELA DELL'AMBIENTE E DEL TERRITORIO

UNA VALUTAZIONE DEI PROCESSI DI INNOVAZIONE A TUTT'OGGI REALIZZATI

I processi di profonda innovazione tecnologica che hanno caratterizzato lo sviluppo della raffineria, soprattutto a partire dalla fine degli anni '70, sinteticamente elencati ai punti precedenti sono indubbia dimostrazione del complesso sforzo di innovazione tecnologica indispensabile a garantire la competitività degli impianti e la fornitura di prodotti in linea con le mutevoli esigenze del mercato. Appare interessante, pur con la necessaria schematicità, verificare se e quanto tali innovazioni abbiano incrementato le garanzie di qualità dei processi e la tutela dell'ambiente e della sicurezza. Grazie all'attuale assetto degli impianti e soprattutto grazie alla realizzazione dell'IGCC (peraltro inserito in un più vasto programma di investimenti denominato "Sicurezza, Energia e Ambiente" – il cui valore è quantificato dall'Azienda in circa 800 Meuro), è oggettivo che la raffineria di Falconara si presenti oggi con una configurazione tra le più moderne d'Italia e d'Europa per quanto riguarda i cicli di produzione e per l'eliminazione dei prodotti più pesanti

Tabella 6 - Posizionamento raffineria di Falconara (classificazione Wood Mackenzie *)

Posizione rispetto al campione

Parametri	ITALIA su 16 raffinerie	EUROPA su 101 raffinerie
Indice di complessità	6 [^]	36 [^]
Indice qualità benzina	4 [^]	39 [^]

* società inglese specializzata in consulenze ambientali

Al fine di verificare la coerenza del percorso intrapreso dall'azienda, soprattutto nell'ultimo decennio, è necessario individuare almeno i principali interventi in questo settore.

Importanza fondamentale va assegnata al progetto già citato "Sicurezza , Energia e Ambiente", che oltre alla realizzazione del nuovo impianto IGCC ha consentito anche quella di interventi specificamente miranti alla sicurezza e alla tutela ambientale. Nell'ambito della realizzazione di tale progetto particolarmente rilevante è stato, sotto il profilo della sicurezza la realizzazione del nuovo impianto, compresi serbatoi interrati della capacità complessiva di circa 12.000 mc, di stoccaggio e carico di GPL (gas da petrolio liquefatto)

Ulteriori interventi che hanno interessato la sicurezza possono essere così individuati:



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- rinuncia all'installazione di nuovi serbatoi di Greggio e GPL già autorizzati con la conseguente significativa riduzione complessiva dei prodotti di categoria A;
- nuova collocazione della torcia in mare.

Per quanto riguarda il contenimento degli effetti sull'ambiente a vario titolo connessi con l'attività produttiva le azioni intraprese più significative possono così essere riassunte:

1. eliminazione degli oli combustibili ad alto tenore di zolfo precedentemente utilizzati per la combustione sia interna alla raffineria che in industrie esterne e l'invio di tali prodotti al gassificatore dell'impianto ICGG per la produzione di energia elettrica;
2. un sempre più consistente utilizzo nei processi di combustibili pregiati come il metano con un notevole abbattimento dell'uso di combustibili densi MTZ e ATZ;

3. l'integrazione e la massimizzazione dei recuperi termici, principalmente dall'impianto di cogenerazione, che consente di ridurre i consumi interni di combustibile, per riscaldare la carica nei vari processi di distillazione, con conseguente riduzione di emissioni gassose in atmosfera.

Seppure gli interventi per gli aspetti complessi della tutela ambientale e della sicurezza, sono stati sicuramente incisivi, essi appaiono però, a tutt'oggi, ulteriormente incrementabili e resi ancora più sistematici e diffusi come chiaramente risulta dalla conclusione dell'istruttoria condotta, in attuazione dell'art. 21 del D.Lgs. 334/99, dal Comitato Tecnico Regionale di prevenzione Incendi (seduta del 10.12.02) che ha condizionato la compatibilità ambientale e territoriale dell'Azienda ad una serie complessa di prescrizioni e indicazioni indispensabili a garantire condizioni ancora più adeguate di sicurezza per la popolazione e per l'ambiente.

L'EVOLUZIONE NORMATIVA E DI MERCATO NEL SETTORE ENERGETICO IN ITALIA

In attuazione di specifiche direttive comunitarie abbiamo assistito negli ultimi anni nel nostro paese all'avvio di una progressiva liberalizzazione del mercato energetico precedentemente caratterizzato, almeno nei settori dell'energia e elettrica e del gas naturale, da mercati, anche se con regole diverse, sostanzialmente monopolistici.

In relazione alle esigenze della presente istruttoria è opportuno soffermarsi brevemente sulle caratteristiche e le tendenze del mercato elettrico nazionale.

La direttiva comunitaria 96/92/Ce, recepita in Italia con il D.Lgs 79/99, cosiddetto decreto "Bersani" ha imposto ai paesi membri dell'Unione Europea il superamento del regime di monopolio nella produzione di energia elettrica.

Nel nostro Paese si sta dunque assistendo alla nascita e allo sviluppo graduale di un libero mercato dell'energia elettrica; alla fase tipicamente monopolistica della distribuzione e della gestione delle infrastrutture e di gran parte della produzione in capo ad ENEL, si sono affiancate ampie possibilità di liberalizzazione tanto nel settore della vendita quanto in quello della generazione di energia tramite la costruzione e la gestione di nuove centrali, che dovrebbero facilitare la formazione di prezzi di mercato flessibili sulla base delle condizioni di produzione e della quantità di domanda e di offerta. Di conseguenza la possibilità di un impianto di produrre energia per il mercato dovrebbe legarsi sia alla sua capacità di produrre a prezzi competitivi che, almeno teoricamente, alla capacità di garantire efficienza tecnologica accompagnata da effettiva sostenibilità economica e compatibilità ambientale.

In realtà, in una situazione tecnica ed economica ancora contraddistinta da notevoli vincoli e accompagnata, anche in considerazione delle caratteristiche geografiche del Paese, da evidenti problemi di localizzazione per i nuovi impianti, il processo appare molto lento e a tutt'oggi non in grado né di limitare il pesante deficit di produzione né di sviluppare adeguatamente impianti e tecnologie a costi più bassi nell'effettiva garanzia del rispetto dell'ambiente.

Dall'esame del contributo percentuale delle singole fonti alla produzione di energia elettrica nei vari paesi più industrializzati, (tabella seguente) si evidenzia come l'Italia, anche in questo settore (e senza tener conto delle importazioni), in assenza di nucleare e pur con una consistente quota di



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

utilizzo di metano, sia fortemente dipendente, più degli altri paesi, dal petrolio e dai suoi derivati. Nell'attuale contesto internazionale, ciò può rappresentare un fattore di oggettiva fragilità.

Tabella 7 - Contributi % delle fonti energetiche per la produzione di energia elettrica (anno 1999)

Paese	Carbone	Olio combust.	Gas	Nucleare	Rinnovabili
Italia	11	35	34	=	20
Francia	6	2	1	76	15
Germania	52	1	10	31	6
Gran Bretagna	29	2	39	26	4
Stati Uniti	52	3	16	20	9

Un dato, oggettivamente positivo è quello delle energie rinnovabili (in gran parte idroelettriche) dove l'Italia è ai primi posti.

Va infine aggiunto che il parco centrali italiano, non tra i più obsoleti in termini di età fra quelli dei paesi occidentali, è sicuramente tra i meno efficienti.

Nonostante favorevoli condizioni di mercato e l'interesse dimostrato dagli investitori e dal settore industriale, il nodo di garantire la necessaria maggiore produzione di energia elettrica con impatti ambientali sostenibili è ancora in gran parte da sciogliere.

Puntare su combustibili alternativi agli oli combustibili tradizionali e su tecnologie innovative è quindi per l'Italia particolarmente prioritario e urgente. E' questa una delle scommesse che sta di fronte al sistema Italia oggi e per i prossimi anni.

Le condizioni per un'inversione di tendenza possono essere così sinteticamente riassunte:

1. Aumento della quota di gas metano utilizzato nella produzione di energia elettrica;
2. Incremento delle fonti tradizionalmente meno pregiate e quindi meno costose come il carbone purché adottate con tecnologie avanzate e ambientalmente sostenibili;
3. Incentivazione di tutte le fonti di energia rinnovabile.;
4. Aumentare i livelli di efficienza del parco centrali soprattutto attraverso la realizzazione di impianti a ciclo combinato di ultima generazione;
5. Una consistente e diffusa attività di risparmio energetico.

In tale contesto la scelta operata da API di integrare i processi di raffinazione tradizionale degli oli minerali con uno finalizzato alla produzione di energia elettrica, utilizzando i residui del primario ciclo con ricadute energetiche e ambientali positive, appare in linea e coerente con quanto sopra indicato.

GLI OBIETTIVI DEL PROTOCOLLO DI KYOTO: ASPETTI TECNOLOGICI, ENERGETICI E AMBIENTALI CONNESSI CON L'ATTIVITA' DA CONCESSIONARE

Nella valutazione complessiva dei futuri scenari energetici, agli aspetti puramente economici e politici a vario titolo collegati e alle problematiche ambientali e di impatto di carattere locale vanno aggiunte quelle derivanti dalle emergenze delle problematiche ambientali su scala globale.

Il surriscaldamento terrestre è la faccia nascosta del bilancio economico dell'era industriale. Nell'ambito del protocollo di Kyoto l'Italia si è impegnata a diminuire entro il 2012 le emissioni di CO₂ del 6,5% rispetto al 1990, equivalenti, sulla base degli attuali consumi reali, ad una percentuale attorno al 16%

Le emissioni di anidride carbonica – in quanto gas serra – costituiscono un aspetto sovranazionale dell'impatto ambientale complessivo e quindi, per tali motivi non appare opportuna una specifica valutazione della complessa problematica in relazione alle attività da concessionare. E' però utile evidenziare che grazie agli alti rendimenti dell'IGCC (circa il 50%) e grazie ai combustibili (in gran parte oli pesanti che sarebbero in alternativa destinati all'alimentazione di centrali elettriche



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

convenzionali a minor rendimento) e ai processi utilizzati, tale impianto ha già oggettivamente contribuito nei suoi primi anni di attività ad una riduzione effettiva della CO2 prodotta.

L'INDUSTRIA DELLA RAFFINERIA NELLO SCENARIO ENERGETICO (LE AZIENDE ENERGETICHE INTEGRATE)

Con i capitoli precedenti si sono sommariamente delineati alcuni elementi dello scenario energetico nazionale che risulta dipendente in maniera assolutamente rilevante e superiore a quella degli altri paesi occidentali dal petrolio e dai suoi derivati. In tale contesto, appare interessante analizzare, partendo dal caso specifico dell'API di Falconara, il ruolo che nel sopradetto scenario assumono le aziende petrolifere e le trasformazioni che le stanno attraversando.

Le aziende petrolifere più avvedute e moderne, seguendo la strada che per prima è stata tracciata negli Stati Uniti e in Europa dalla Shell, stanno trasformandosi da semplici raffinatori e distributori di prodotti ad aziende energetiche integrate, in grado cioè di operare lungo tutta la filiera dell'energia intesa in senso ampio e che comprende, oltre al tradizionale business petrolifero, la generazione di energia elettrica, la gestione del ciclo del gas naturale e lo sviluppo di fonti di energia rinnovabile. Le raffinerie dunque stanno diventando il centro di un sistema complesso che da una parte punta alla produzione di prodotti tradizionali, ma con caratteristiche di qualità sempre più stringenti, finalizzata a coprire la domanda di aree geografiche ben determinate (escluse le grandi raffinerie che continuano a lavorare per le esportazioni) e dall'altra tendono ad ottimizzare i propri cicli produttivi individuando soluzioni innovative per eliminare dal mercato i prodotti meno pregiati.

E' questo un processo, avviato dal Gruppo API in cui la Raffineria di Falconara svolge un oggettivo ruolo primario, sicuramente ancora in atto e che occorrerà monitorare nella sua futura evoluzione.

E' comunque un dato che già oggi:

- la produzione di energia elettrica mediante impianto a ciclo combinato ad alto rendimento, è abbinata alla sostanziale eliminazione degli oli combustibili ad alto tenore di zolfo e dei prodotti densi, gassificati per la successiva combustione nel cogeneratore;
- al dimensionamento ottimale della capacità di raffinazione nei confronti della domanda del mercato di riferimento è abbinata una forte flessibilità operativa delle strutture di raffineria sia produttive che logistiche
- esistono, grazie ad una dimostrata capacità innovativa e al know-how derivanti dalla consolidata padronanza della gestione di tecnologie complesse, le potenzialità per sviluppare settori di mercato innovativi quali quelli dei biocarburanti, della produzione di idrogeno ecc. in grado di rispondere alle nuove potenziali esigenze del mercato energetico.

Tali condizioni sono un presupposto oggettivo, che abbinato al continuo aggiornamento degli standard di sicurezza ed ambientali ed al mantenimento della necessaria competitività tecnologica ed economica, può permettere di puntare, in linea con gli obiettivi della politica energetica e ambientale regionale e del protocollo volontario sottoscritto tra Regione Marche e Azienda, nel prossimo futuro ad una raffineria per così dire "bianca", tecnologicamente sempre più avanzata, con produzioni di prodotti leggeri di alta qualità e di basso impatto sull'ambiente, attrezzata, in virtù delle future evoluzioni del mercato, per la produzione di prodotti innovativi e non inquinanti quali ad esempio l'idrogeno.

INQUADRAMENTO DELL'ITER PROCEDURALE

Sintetica descrizione dell'iter procedurale

- Con Decreto del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato n° 14392 del 24.3.1988 veniva rinnovata per venti anni e fino al 23 marzo 2008, la concessione accordata alla Società API Raffineria di Ancona per l'esercizio dello stabilimento di Falconara Marittima, alle medesime clausole e condizioni delle pregresse autorizzazioni in esso citate.



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- Con la nota del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato n° 671364 del 28.7.1994 veniva autorizzata, ai sensi dell'art. 5 del DPR 420/94, la realizzazione dell'intero programma di interventi denominato "Sicurezza, Energia e Ambiente" conformemente ai progetti a suo tempo depositati da API Raffineria e, contestualmente, ne veniva consentito l'esercizio provvisorio;
- La parte più rilevante del suddetto progetto "Sicurezza Energia e Ambiente", è rappresentato dall'impianto integrato di gassificazione degli idrocarburi pesanti derivanti dal ciclo produttivo di raffineria e di cogenerazione a ciclo combinato (IGCC) la cui realizzazione, pur senza ampliamento delle capacità complessive di lavorazione di greggio, ha sostanzialmente modificato gli assetti impiantistici complessivi della raffineria, e le quantità e qualità dei prodotti finali della lavorazione rispetto a quelli precedentemente concessionati con il Decreto n° 14392 sopra citato;
- Ai sensi di quanto previsto dall'art. 11 del DPR 420/94 l'impianto IGCC è definitivamente entrato in esercizio a seguito di collaudo conclusosi in data 23 aprile 2001
- La complessiva pregressa situazione autorizzatoria dello stabilimento, contenente le relative clausole e condizioni di esercizio, è sinteticamente riportata **nell'allegato n° 1** che si propone di allegare al Decreto Dirigenziale di concessione, contenente l'elenco descrittivo dei principali atti amministrativi, decreti ministeriali e collaudi, la cui documentazione originale è depositata presso l'Ufficio istruttorio;
- Ai sensi del combinato disposto degli art. 29 e 30 del D.Lgs n° 112/98 le funzioni amministrative in materia di lavorazione, deposito e distribuzione degli oli minerali e dei carburanti sono state assegnate alla competenza delle Regioni;
- in data 30 maggio 2002 API Raffineria di Ancona S.p.A. ha presentato l'istanza (in atti del Servizio Industria al n° 4411 del 31.5.2002) con la quale ha richiesto ai sensi dell'art. 9 del RDL 2.11.1933 n° 1741, convertito in legge 8.2.34 n° 367, il rinnovo della concessione petrolifera ventennale nella configurazione attuale così come risultante dall'insieme delle autorizzazioni rilasciate dal Ministero dell'Industria Commercio e Artigianato e descritte nell'allegato n° 1;
- L'art. 9 del RD n° 1741/33 prevede che "il titolare di una concessione per il trattamento industriale degli oli o dei residui che introduca nei suoi impianti industriali trasformazioni profonde che applichino nuovi processi di lavorazione, potrà ottenere, anche prima della scadenza, la rinnovazione della concessione per un periodo fino a 20 anni dalla attivazione di detti impianti";
- Oltre alla previgente normativa statale in materia petrolifera, e limitatamente alla procedura per il rinnovo della concessione in questione, è applicabile la DGR n° 929 del 9.5.2001 così come modificata dalla DGR n° 2248 del 23/12/02 ad oggetto "Indirizzi per lo svolgimento dell'istruttoria relativa al rinnovo della concessione petrolifera richiesta dalla S.p.A. API Raffineria di Ancona e modifica della DGR n° 929/2001";
- La DGR 2248/02 fissa precisi indirizzi alle competenti strutture dei Dipartimenti Territorio e Ambiente e Sviluppo Economico per l'istruttoria coordinata e integrata dell'istanza in oggetto, dei cui esiti si da successivamente conto per i singoli aspetti nel presente documento;
- La stessa DGR assegna la titolarità del procedimento a Struttura da individuare all'interno del Dipartimento Territorio e Ambiente;
- Tate titolarità è stata assegnata con nota raccomandata n° DIP4/2688 del 24.12.02 al Servizio Tutela e Risanamento Ambientale e la responsabilità del procedimento affidata all'Arch. Antonio Minetti;
- A seguito della ridefinizione della struttura organizzativa dei Dipartimenti Regionali, con Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente n° 7/03 del 19.3.03 il procedimento in questione è stato assegnato alla competenza della Posizione di Funzione Autorità Ambientale Regionale. La responsabilità del procedimento è stata confermata nella persona dell'Arch. Antonio Minetti. Di quanto sopra è stata data formale comunicazione a quanti coinvolti e interessati nel procedimento con nota raccomandata DIP4/1311/07/04/2003;



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- Sulla base degli esiti dell'istruttoria preliminare condotta in linea con gli indirizzi della DGR 2248/02, il Responsabile del procedimento, con nota raccomandata n° 234 del 10.1.2003 formulava all'Azienda richiedente una richiesta di documentazione integrativa;
- In data 3 marzo 2003 (nota n° 701/2003 in atti. Servizio Tutela e Risanamento Ambientale al prot n° 2311) API Raffineria di Ancona S.p.A. depositava la documentazione integrativa a suo tempo richiesta, costituita da una relazione tecnica e da numerosi allegati in essa elencati e depositati in unico esemplare presso l'Ufficio istruttorio.
- In linea con gli indirizzi formulati dalla DGR 2248, al fine di garantire una valutazione integrata e coordinata della documentazione connessa al procedimento da parte di tutte le strutture regionali coinvolte, il Responsabile del procedimento convocava una specifica Conferenza di Servizi a fini di supporto istruttorio alla quale sono stati chiamati a partecipare, sulla base delle specifiche competenze, i rappresentanti dei seguenti Servizi e Strutture regionali:
 - P.F. Autorità Ambientale Regionale
 - Servizio Tutela Ambientale
 - Servizio Industria
 - Segreteria dell'Autorità di Bacino Regionale
 - P.F. Risorse Idriche e Pianificazione Porti,oltre a, con funzioni di supporto tecnico,:
 - ARPAM Direzione Generale
 - ARPAM Dipartimento Provinciale di Ancona nelle sue varie strutture organizzative
 - Ispettorato Regionale VV.F. delle Marche
- A seguito dell'esame della documentazione pervenuta da API con nota n° 701/2003 è stata verificata l'esigenza di acquisire ulteriori notizie e documentazioni ritenute utili. La richiesta è stata inoltrata con nota raccomandata dell'Autorità Ambientale n° DIP4/2496 del 13.5.2003 anticipata nella stessa data a mezzo fax.
Api Raffineria ha depositato l'ulteriore documentazione con nota n. 1655 in data 16 maggio 2003
La Conferenza Istruttoria si è riunita nelle seguenti date:
 - 23 aprile 2003
 - 7 maggio 2003
 - 21 maggio 2003
 - 27 maggio 2003
 - 16 giugno 2003

I verbali delle singole sedute sono depositate in originale presso l'Ufficio istruttorio

I pareri sono stati dati in forma collegiale, ferma restando le distinte responsabilità secondo le rispettive competenze delle strutture che hanno partecipato alla Conferenza.

- Alla luce di quanto previsto dall'art. 5 comma 4 della L.R. 20/2001, la Giunta Regionale, con la DGR n° 908 del 25.6.2003 ha confermato, secondo quanto già definito dalla DGR n° 2248/02 l'attribuzione delle competenze all'istruttoria e al rilascio della nuova concessione petrolifera alla S.p.A. API Raffineria di Ancona al Dipartimento Territorio e Ambiente;
- Con la stessa deliberazione è stata integrata la declaratoria delle competenze della Posizione di Funzione "Autorità Ambientale Regionale" del Dipartimento Territorio e Ambiente di cui all'allegato A della DGR 270/03 con l'inserimento del seguente punto: "provvede alla cura del procedimento di nuova concessione petrolifera alla S.p.A. API Raffineria di Ancona, d'intesa con il Dipartimento Sviluppo Economico garantendone l'istruttoria e provvedendo al rilascio della concessione";
- L'intesa con il Dipartimento Sviluppo Economico sul presente documento istruttorio è stata acquisita con la nota del suo Direttore n°4637 del 30.06.2003;
- Con decreto n° 17/03 del 27.6.03, il Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente ha deciso, stante la rilevanza della materia, di riservarsi l'adozione del Decreto di Concessione ai sensi dell'art. 6, comma 2, della Legge Regionale 15 ottobre 2001, n. 20.



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

PREGRESSA SITUAZIONE AUTORIZZATORIA – DESCRIZIONE DEGLI ATTUALI ASSETTI

L'assetto quali/quantitativo dell'attuale produzione dello stabilimento di API di Falconara è il frutto di un adeguamento nel tempo alle modificate esigenze espresse dal mercato energetico a cui l'azienda fa riferimento e ad adeguamenti finalizzati a fornire adeguati riscontri alle mutate normative in materia ambientale e della sicurezza.

L'attuale assetto è quindi frutto di un processo di continua trasformazione ed ammodernamento.

Il già citato elenco dei principali atti amministrativi (decreti ministeriali e collaudi) fornisce la sintetica descrizione di tale evoluzione (**allegato 3 al Decreto**).

La situazione autorizzata così come desumibile dalla documentazione in atti è la seguente:

Capacità di lavorazione annua complessiva: 3.900.000 tonn/anno di oli minerali (1)

(1) Sono da intendersi con tale definizione: tutti gli oli minerali greggi, i residui delle loro lavorazioni, e tutte le specie e qualità di prodotti petroliferi derivati ed assimilati, compresi il gas di petrolio liquefatto e il biodisel comunque da avviare ai processi di raffinazione.

Capacità tecnica bilanciata: 3.900.000 tonn/anno (2)

(2) per capacità "tecnica bilanciata" si intende la capacità di lavorazione delle materie prime supportata da un ciclo di lavorazione dei prodotti intermedi adeguato alla produzione di benzine e gasoli a specifica di mercato.

Tabella 8 - Capacità degli impianti così come risultante dagli atti autorizzatori

	DENOMINAZIONE UNITA'	SIGLA UNITA'	CAPACITA' IMPIANTO
1	Topping.	1000	11640 ton/g
2.	Vacuum 1	1150	2500 ton/g
3	Vacuum 3	1400	6.200 ton/g
4/	VisbbreaKing/terminal Cracking	1800/1850	4000/5000 ton/g
5	IGCC (1)	8000/9000	Potenza lorda 286,3 MW
6	Unifiner	2500	2750 ton/g
7	Nafhta splitter	2100	2450 ton/g
8	Reforming catalitico (Platforming)	2600	1650 ton/g
9	Isomerizzazione	2800/2200/3400	750 ton/g
10	HDS 1	3100	2400 ton/g
11	HDS 2/MDDW	3200	1400 ton/g
12	HDS 3a+	3300	2200 ton/g
13	Impianto produzione Idrogeno 2.	3650	8500 Nmc/h
14	Impianto produzione Idrogeno 1	3600	5500 Nnc/h
15	Impianto compressione gas	3500	12000 Nmc/h
16	Impianti Splitter C3/C4	2700	300 ton/g
17	Impianto rigenerazione Ammine	3700	145 ton/h
18	Linee recupero zolfo	3750/3800	80 ton/g cad

(1) le singole unità di processo, comprese quelle dell'impianto IGCC, sono descritte al cap. n.1
L'attuale capacità complessiva del parco serbatoi risulta essere, compreso l'autorizzato inglobamento all'interno del perimetro fiscale, del deposito nazionale di oli minerali (D.M. n° 16872 del 5.2.2001 (in fase di realizzazione) di mc 1.522.981.



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

La tabella che segue, fornisce un quadro riassuntivo della situazione attuale degli stoccaggi di raffineria.

Tabella 9

STOCCAGGI: SITUAZIONE ATTUALE DI RAFFINERIA		
	Totale serbatoi	Totale capacità
GPL	8	12.000
CAT.A	29	1.019.302
CAT. B	12	56.624
CAT. C	61	435.055
TOTALE	110	1.522.981

All'interno della raffineria sono inoltre presenti una serie di stoccaggi non petroliferi destinati al processo o ai servizi ausiliari e antincendio tra i quali si segnalano in particolare:

- N° 3 serbatoi asserviti all'impianto trattamento effluenti (TK1, TK 2, TK8 i primi due da 7.000 mc e il terzo da 10.000 mc)
- N° 3 serbatoi per acque di processo (TK 8101, TK 8871 e TK 8872 tutti da circa 4.800 mc)
- N° 3 serbatoi asserviti all'impianto recupero zolfo (TK 3751, TK 3752, TK 3753 i primi due da 750 mc e il terzo da 1500 mc)
- N° 2 serbatoi ossigeno (rispettivamente da 30 e 22 mc)
- N° 1 serbatoio per piombo tetraetile (della capacità di 10 mc che risulta dismesso con il livello al minimo estraibile in attesa di essere messo in sicurezza)

I serbatoi fuori terra per i prodotti di categoria A e B con capacità variabili tra 1.200 e 160.000 mc risultano tutti forniti di tetto galleggiante.

Le tabelle n° 10.5.3 (GPL) 10.5.4,(CAT A) 10.5.5 (CAT. B) E 10.5..6 (CAT C) aggiornate alla situazione attuale trasmesse da API con nota n° 2187/2003 del 27.06.03 a parziale integrazione e modifica di quelle allegata alla documentazione integrativa a suo tempo trasmessa dal richiedente, forniscono l'elenco complessivo degli stoccaggi in attività descrivendo per ogni serbatoio il numero identificativo, la capacità la categoria, la tipologia del prodotto destinato.

Una planimetria generale della raffineria viene allegata (**allegato A**) al presente documento onde agevolare l'individuazione dei singoli impianti, il perimetro del sito industriale nonché le aree demaniali interne ed esterne al suddetto perimetro e comunque connesse e integrate alle attività da concessionare.

ESAME DEI PARERI PERVENUTI

Sulla base del quadro normativo di riferimento espressamente citato nelle premesse del presente documento istruttorio, la procedura di rilascio della Concessione petrolifera di API Raffineria di Ancona S.p.A., prevede l'acquisizione di una serie di pareri di Ministeri ed Enti a vario titolo competenti.

Nello specifico del procedimento in questione sono stati acquisiti i seguenti pareri:

- **Ministero delle Finanze – Agenzia delle Dogane:** nota n° 2575.02 del 23.9.2002 – Parere favorevole con le seguenti motivazioni "Al riguardo, questa Agenzia, sentita la Direzione Regionale, esprime per quanto di competenza, parere favorevole al rinnovo anticipato della concessione nella configurazione attuale, risultante dall'insieme delle autorizzazioni rilasciate dal preesistente Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato".
- **Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Direzione Generale per le Infrastrutture della Navigazione Marittima ed Interna:** nota DEM 2B – 0622 del ... maggio 2003 – con le seguenti motivazioni " Al riguardo l'Autorità Portuale di Ancona con la nota n° 2001 del 24.3.2003 ha



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

comunicato che il Comitato Portuale nella seduta del 20.3.2003, esaminata la domanda di anticipato rinnovo ventennale della suddetta concessione, ha espresso parere favorevole in ordine alla possibilità di consentire l'utilizzazione delle zone demaniali marittime sulle quali insistono gli impianti della raffineria in argomento. Premesso quanto sopra, si fa presente che, anche questo Ministero per quanto di competenza nulla ha in contrario all'accoglimento della richiesta in questione." In relazione al complessivo iter istruttorio è opportuno evidenziare che la sopra richiamata nota n° 2001 dell'Autorità Portuale di Ancona contiene e subordina il citato parere favorevole ad una serie di condizioni che sono state tutte riprese nella costruzione del sistema prescrittivo alla concessione petrolifera e di cui si da conto in una separata parte del documento istruttorio.

- **Ministero dell'Interno – Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile – Direzione Centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica – Area Rischi Industriali:** nota DCPST/A4/141/RS del 22 gennaio 2003 con le seguenti motivazioni "...sentito l'ispettorato Regionale dei Vigili del Fuoco per la regione Marche, si esprime parere favorevole al rinnovo della concessione per la lavorazione degli oli minerali e dei loro residui, nella configurazione risultante dalle autorizzazioni già rilasciate dal Ministero delle Attività produttive (ex Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato). Ogni futura modifica della configurazione attuale dovrà essere effettuata nel pieno rispetto del decreto 9 agosto 2000 pubblicato nella G.U. n° 196 del 23.8.2000."
- **Comune di Falconara Marittima:** Deliberazione della Giunta Municipale n° 106 del 18.3.2003 ad oggetto "D.P.R. 18.4.1994 n.420 – DGR 2248 del 23.12.2002 – valutazione di conformità degli impianti di API Raffineria S.p.A. di Ancona - stabilimento di Falconara Marittima" trasmessa con nota n° 13097 del 20.3.03 con la quale nell'approvare un allegato documento a firma del Dirigente del Settore Urbanistica, si formula "per quanto previsto dal PRG adottato e in via di approvazione definitiva, in concorso con i rischi e le compromissioni ambientali e le situazioni di impedimento allo sviluppo e al miglioramento urbano, richiamati nella relazione di cui sopra **ai punti A-B-C-D**, un giudizio di valutazione di conformità negativo per quanto è competenza del Comune di Falconara Marittima con espresso riferimento al comma 8 dell'art. 4 del DPR n° 420 del 1994". In relazione al suddetto parere negativo e alla sua rilevanza sul procedimento in oggetto si esprimono, in sintesi, le seguenti valutazioni:

PUNTO A "Commistione con le reti della mobilità e in particolare con la linea ferroviaria Bologna – Ancona e la strada SS 16 con conseguente appesantimento della funzionalità delle dette infrastrutture, rischi di interruzioni delle comunicazioni ferroviarie, potenziali connesse situazioni di rischio di incidente rilevante, possibili rischi connessi alla vicinanza del cono di atterraggio e decollo dell'aeroporto"

- Tutte le questioni sopraelencate sono state analiticamente valutate in sede di esame istruttorio del R.d.S. 2000 positivamente concluso dal CTR Marche nella seduta del 10.12.02 e presupposto al parere favorevole del Ministero dell'Interno di cui alla nota DCPST/A4/141/RS del 22 gennaio 2003 sopra richiamata, con precise prescrizioni all'Azienda e raccomandazioni per gli adempimenti di competenza ai Soggetti gestori le suddette infrastrutture;
- Sulla base degli esiti della suddetta istruttoria sia il Comune di Falconara Marittima che la Provincia di Ancona, ciascuno per le rispettive e specifiche competenze dovranno adeguare i propri strumenti urbanistici e territoriali in adempimento di quanto previsto dagli artt 3 e 4 del D.M. 9.5.2001 "Requisiti minimi di sicurezza in materia di Pianificazione Urbanistica e Territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante". In tale sede i due Enti competenti dovranno provvedere, mediante apposite varianti, ad adottare le previsioni e le relative normative di attuazione ritenute necessarie a garantire ed eventualmente incrementare i requisiti di sicurezza già verificati;
- Per quanto specificatamente concerne il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Ancona, tali adeguamenti sono altresì direttamente prescritti dalla Regione Marche con il Decreto del Presidente della Giunta Regionale n° 13 del 12.2.2003 ad oggetto "L.R. 34/92 – art. 25, comma 6 Accertamento di conformità del Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Ancona"



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- Uno specifico progetto relativo alla riorganizzazione funzionale del Nodo ferroviario di Falconara comprendente, tra l'altro l'arretramento dell'attuale tratto di linea Adriatica che attraversa lo stabilimento industriale, predisposto da RFI S.p.A è attualmente depositato presso le competenti strutture regionali per la Valutazione di Impatto Ambientale. Lo stesso progetto, inserito nell'Intesa Generale Quadro sottoscritta tra Regione Marche e Governo Centrale in data 24.10.2002 con una previsione di spesa di circa 129 Meuro, da realizzarsi a cura della stessa RFI, risulta depositato al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti per il definitivo finanziamento.

CONFORMITA' AL PRG (normativa di piano specifica per l'area di raffineria) e **PUNTO B:** *"Il permanere della raffineria contrasta con le previsioni urbanistiche più generali che comportano una riqualificazione turistica del tratto costiero del Comune ... determinando un trasferimento di vincoli sul territorio che vanno ben oltre quelli al cui interno dovrebbero essere limitati gli effetti distruttivi di un incidente rilevante"*

Sulla questione complessivamente posta sono stati formulati dal Servizio Legislativo della Regione Marche, su richiesta del Responsabile del procedimento, due distinti e concordanti pareri, il primo con nota n. 164 del 24.3.2003 e il secondo con nota n° 376 del 23.6.03. Nel merito si riporta quanto contenuto nella nota n° 376 sopracitata ritenendolo esaustivo e condiviso dalla struttura responsabile del procedimento:

"Questo Servizio Legislativo ritiene di dover ribadire il contenuto del parere espresso in data 24.3.2003, prot n° 164 e in particolare, che le norme di un piano regolatore generale non possono impedire o rendere di fatto impossibile la prosecuzione di attività legittimamente in atto, perché in tal caso assumerebbero natura espropriativa in violazione delle norme sulle espropriazioni e i conseguenti indennizzi.

Questo servizio ribadisce inoltre che la disposizione del nuovo PRG di Comune di Falconara Marittima in ordine al termine della concessione ministeriale non ha valore prescrittivo, limitandosi a fare riferimento alla sentenza del TAR Marche n. 1132 del 26.6.2001, poi confermata con la sentenza della VI Sezione del Consiglio di Stato n° 1917 del 9.4.2002.

Fa infine notare che il nuovo PRG del Comune di Falconara Marittima, come viene spiegato nella nota del 6.6.2003, prot. n° 44873 del VII Settore dell'Amministrazione Provinciale di Ancona, non è stato ancora approvato dalla Provincia e non è quindi in vigore.

Pertanto essa esplica i soli effetti correlati alle "misure di salvaguardia" di cui all'art. unico della legge 3 novembre 1952 n° 1902, come integrata e modificata dalla legge 5.7.1966 n° 517 (vedi art. 39, comma 1 della L.R. 5 agosto 1992 n. 349).

Le "misure di salvaguardia" impediscono all'amministrazione comunale di rilasciare concessioni o autorizzazioni edilizie contrastanti con le disposizioni del piano adottato, anche se conformi a quelle del piano in vigore, ma non esplicano alcun effetto sugli atti e provvedimenti di altre amministrazioni, ivi compresa la Regione"

La richiamata non rilevanza giuridico-amministrativa degli elementi forniti dal Comune di Falconara a supporto del suo giudizio di conformità negativo rispetto agli esiti del presente procedimento e all'unanime valutazione positiva formulata dagli altri Soggetti coinvolti per quanto di rispettiva competenza, non richiede l'attivazione dello strumento della Conferenza dei Servizi ex art. 14 L. 241/90.

PUNTO C: *"l'industria è ormai "conurbata" con il restante tessuto urbano determinando con questo un rapporto critico ed anche senza ulteriori modificazioni o espansioni di esso, la incompatibilità dell'attività industriale con le altre funzioni urbane si manifesta e per il rischio di incidente rilevante e per l'inquinamento acustico ed atmosferico prodotti dalla normale attività lavorativa"* e **PUNTO D:** *"l'area di sedime della Raffineria è inquinata da idrocarburi in concentrazioni superiori a quanto previsto dalla tabella 1 colonna B per le aree industriali del D.M. 471/99..... La presenza di impianti di produzione, rende impossibile l'attività di bonifica del suolo e delle acque e pertanto il rientro nei limiti tabellari del DM 471/99 è condizione necessaria se pur non sufficiente per consentire un riuso del suolo per attività ecocompatibili... la bonifica del suolo inquinato dall'impianto diventa sempre più urgente per la segnalata contaminazione della falda idrica del Fiume Esino e del mare""*



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- In relazione alle presunte incompatibilità connesse al "rischio industriale" si rimanda ancora una volta agli esiti di cui alla procedura dell'art. 8 del D.Lgs 334/99 già richiamata per quanto concerne il punto A;
- Per le problematiche di inquinamento atmosferico, nell'evidenziare le specifiche competenze della Regione Marche nell'ambito della normativa petrolifera e della Provincia di Ancona per effetto della Legge Regionale 12/99 (art. 1) si rimanda al parere formalmente espresso dalla Provincia di Ancona con nota n° 47311 del 13.6.03 e allo specifico sistema prescrittivo che integralmente lo recepisce;
- In relazione all'inquinamento del suolo, si evidenzia che, a seguito di quanto previsto dall'art. 14 della Legge 31.7.2002 n. 179, il sito di Falconara Marittima è stato inserito tra quelli di "interesse nazionale" di cui all'art. 1 comma 4 della Legge 9.12.1998 n. 426 e successive modificazioni e integrazioni. In conseguenza di quanto sopra, con D.M 26 febbraio 2003 pubblicato in G.U n° 121 del 27.5. 2003, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha provveduto alla definitiva perimetrazione del sito di cui sopra che ricomprende integralmente l'area di sedime della raffineria, le circostanti aree fluviali nonché, atteso il rischio di trasferimento dalla terra a mare della contaminazione, l'area marina antistante per un'estensione di tre Km dalla costa e comunque entro la batimetria di 50 metri. In considerazione di quanto sopra la complessiva competenza tecnico amministrativa relativa agli interventi di caratterizzazione, di messa in sicurezza d'emergenza, di bonifica e ripristino ambientale nonché le relative attività di monitoraggio delle aree inquinate sul Sito, comprese quelle relative alle attività di API Raffineria è transitata alla diretta competenza del Ministero dell'Ambiente sui presupposti e con la modalità della specifica normativa. In tale quadro e alla luce degli esiti della prima Conferenza di Servizi sul Sito Naz.le di Falconara M.ma svoltasi lo scorso 10 giugno e fatte salve le specifiche competenze, nel quadro del sistema prescrittivo alla concessione petrolifera, sono stati individuati concreti impegni a carico del concessionario finalizzati a definire il quadro tecnico e progettuale indispensabile a definire un concreto programma delle complessive attività finalizzate alla messa in sicurezza e al ripristino ambientale dell'area.
- Sulle questioni dell'inquinamento acustico, successivamente al parere formalmente espresso, e su esplicita richiesta del responsabile del procedimento finalizzata a garantire utili contributi all'attività istruttoria (nota A.A.R. DIP4/2308 dell'8.5.2003) il Comune di Falconara ha fatto pervenire due distinte note (n° 23857 del 22.5.2003 e n° 213/AMB del 24.5.2003), contenenti indicazioni in materia circa specifiche prescrizioni da individuare nella concessione petrolifera che, anche sulla base degli esiti della conferenza istruttoria, nel rispetto dell'attuale quadro di riferimento e in attesa della approvazione da parte del Comune stesso della zonizzazione acustica del proprio territorio, sono state parzialmente recepite e proposte nel presente documento.

Provincia di Ancona: nota n.24107 del 27 marzo 2003 ad oggetto "Società API Raffineria di Ancona S.p.A. – Istanza per il rilascio della concessione petrolifera della raffineria di Falconara M.ma – DGR 2248 del 23.12.02 – Parere" con la quale si esprime una valutazione di non competenza con le seguenti motivazioni: *"Nessuna norma di legge prevede l'obbligo di espressione del parere nell'ambito del procedimento de quo da parte della Provincia la cui partecipazione ad esso costituisce pertanto solo forma di collaborazione istituzionale con la Regione Marche con l'obiettivo di pervenire a soluzioni condivise. Ciò premesso, da un punto di vista prettamente formale la Provincia non può che rimandare agli atti in materia ambientale, urbanistica, di programmazione e pianificazione territoriale già deliberati e relativi alla gestione delle problematiche del territorio di Falconara connesse alla presenza della raffineria API, atti tutti a conoscenza di codesta Regione ed in particolare l'ultimo DPGR n° 13 del 12.02.2003 relativo all'accertamento di conformità del PTC. Dal punto di vista sostanziale si ritiene che la contemperazione degli interessi debba trovare sintesi nel Tavolo Istituzionale Permanente con funzioni di coordinamento generale tra Regione Marche, Provincia di Ancona e Comune di Falconara M.ma costituito sulla base dell'intesa sottoscritta il 5.11.2002"*



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

Successivamente alla nota di qui sopra su esplicita richiesta del responsabile del procedimento finalizzata a garantire utili contributi all'attività istruttoria (nota A.A.R DIP4/2309 dell'8.5.2003) la Provincia di Ancona, alla luce di quanto previsto dalla L.R. 25 maggio 1999 n. 12, articolo 1, comma 2, lettera b, ha fatto pervenire (nota n. 47311 del 13.6.2003 un esplicito parere in relazione alla vigente specifica normativa in materia di emissioni in atmosfera delle raffinerie di cui all'art. 17 del DPR 203/88 e successive modificazioni e integrazioni. Tale parere, sentita la Conferenza istruttoria, è stato integralmente recepito nella proposta di sistema prescrittivo alla concessione da rilasciare. La stessa Provincia ha fatto altresì pervenire documentazioni e indicazioni in materia normata dal D.Lgs 152/99 utili alla costruzione delle prescrizioni in tale materia.

Il recepimento delle raccomandazioni della CTU di cui all'Ordinanza TAR Marche n° 4/2002

La DGR n. 2248/02 formulava il preciso indirizzo che l'istruttoria dovesse tener conto dei contenuti della Relazione Peritale depositata in data 28 novembre 2002 dalla CTU e disposta dal TAR Marche in relazione al contenzioso pendente sulla "Dichiarazione di Area ad elevato rischio" di cui alla DACR 305/2000.

In tale quadro, in sede di richiesta di ulteriore documentazione istruttoria, sulle proposte di interventi migliorativi specificatamente suggeriti dalla CTU per lo stabilimento in questione è stata richiesto all'Azienda di comunicare l'eventuale disponibilità alla loro attuazione e, in caso positivo, di individuare un cronoprogramma dettagliato per la loro attivazione

L'azienda, ha dato riscontro positivo trasmettendo un dettagliato programma.

API Raffineria dovrà recepire ed attuare quanto contenuto nel cronoprogramma di cui alla tabella trasmessa dall'Azienda al punto 12 della documentazione inviata con nota Api n° 701/2003 che si propone venga allegato al Decreto di concessione a costituirne parte integrante.

Particolarmente rilevante è la programmata demolizione entro il 2004, dei serbatoi posti in adiacenza della SS 16 identificati con le sigle TK 201, TK 202, TK 209, TK 210 e TK 211 attualmente destinati a prodotti di categoria C

Conseguentemente a quanto sopra, le quantità complessive autorizzate di stoccaggio dei prodotti di Cat. C complessivamente individuate alla specifica tabella n° 9 del presente documento saranno ridotte di 38.300 mc.

Durata della concessione

Alla luce di quanto previsto dall'art 9 del R.D.L. n° 1741/33 (possibilità di "rinnovazione anticipata per un periodo fino a venti anni dalla attivazione degli impianti che abbiano introdotto rinnovazioni profonde"), e di quanto specificatamente dichiarato dal richiedente nell'istanza di rinnovo circa la data di entrata in esercizio di tali innovazioni, e fermo restando le generali competenze della Regione e degli Enti Locali sull'osservanza delle prescrizioni contenute nell'atto di concessione nonché in materia di sicurezza, igiene e salute pubblica, si propone che la concessione abbia una durata di venti anni decorrenti dall'1.2.2000 con conseguente scadenza il 31.1.2020.

Nel merito si specifica:

- che nell'istanza di rinnovazione, la data dell'1.2.2000 è quella esplicitamente dichiarata come l'avvio della gestione dell'IGCC e coincidente con la sua messa in esercizio in conseguenza al collaudo positivo effettuato dalla Commissione Interministeriale prevista dall'art. 48 del Regolamento di Esecuzione del Codice della Navigazione;
- che il 2020 è l'anno della scadenza del contratto che attualmente obbliga APIEnergia (società proprietaria dell'IGCC) alla fornitura totale dell'Energia elettrica prodotta a GRTN. Trattandosi di una quota consistente della produzione elettrica regionale, la relativa fornitura può oggettivamente essere garantita solo dagli attuali assetti complessivi della raffineria.



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

5 IL SISTEMA PRESCRITTIVO

Sulla base degli esiti del complesso lavoro istruttorio sopradescritto e dell'articolato quadro normativo che regola i vari aspetti connessi alle attività da concessionare, visti i pareri e i contributi tecnici pervenuti, nonché gli esiti della Conferenza Istruttoria, si propone di condizionare l'esercizio delle attività petrolifere della Raffineria API di Falconara M.ma al sottoelencato sistema di condizioni e prescrizioni con le motivazioni per ciascun punto indicate:

Verifiche periodiche sull'attuazione dei migliori accorgimenti tecnologici e gestionali

Ai fini della verifica periodica dell'effettiva attuazione dei migliori accorgimenti tecnologici e gestionali finalizzati a prevenire incidenti rilevanti connessi alle sostanze pericolose stoccate e lavorate nell'impianto, a limitarne le conseguenze per l'uomo e per l'ambiente e alla luce degli esiti dell'istruttoria sul "R.d.S 2000" si propone *l'effettuazione di step periodici di verifica correlati agli esiti delle istruttorie tecniche dei rapporti di sicurezza di cui all'art. 8 del D.Lgs 334/99. Il primo step sarà quello relativo al R.d.S. da presentare entro il giugno 2004. In caso di esito positivo delle verifiche periodiche l'attività concessionata procederà in modo ordinario. In caso contrario, la Regione procederà ad approfondimenti tecnico istruttori finalizzati al superamento da parte dell'Azienda delle criticità evidenziate, diffidando formalmente la stessa all'esecuzione degli interventi richiesti e adottando in caso di perdurante inadempienza i provvedimenti consequenziali a norma di legge.*

Aspetti energetici

In considerazione del quadro descrittivo degli attuali assetti (nei quali l'impianto IGCC è parte integrante del ciclo complessivo di raffineria) delle attività che si andranno a concessionare e della conseguente oggettiva integrazione funzionale tra i due processi, risulta opportuno escludere un utilizzo diretto nella gassificazione di residui e/o prodotti di provenienza diversa da quella della raffineria di Falconara.

Pertanto si ritiene opportuna l'individuazione di una specifica prescrizione circa l'utilizzo esclusivo nell'impianto di gassificazione e relativa centrale termoelettrica di prodotti derivanti esclusivamente dal ciclo di produzione della Raffineria di Falconara.

Aree utilizzate in regime di concessione

Alla luce del parere formulato dal Ministero delle Infrastrutture e Trasporti con nota DEM 2b-0622 del 14 maggio 2003 che recepisce integralmente quanto deliberato dal Comitato dell'Autorità Portuale di Ancona nella seduta del 20.3.2003, si propone che la concessione contenga le seguenti condizioni prescrittive:

- a) *adempimento entro i termini indicati dall'Autorità Competente delle eventuali prescrizioni che deriveranno dall'applicazione in itinere del D.M. n° 293/2001 (Porti industriali e petroliferi);*
- b) *integrale ottemperanza di ulteriori disposizioni eventualmente impartite dall'Autorità Marittima in materia di sicurezza degli accosti agli apprestamenti foranei della raffineria e di tutela del mare da inquinamenti degli idrocarburi e da altre sostanze nocive;*
- c) *obbligo di ottemperanza alle vigenti disposizioni in materia di aree demaniali in concessione con particolare riferimento, per i beni del demanio marittimo, a quanto specificatamente previsto dal Titolo II Cap. I del Codice della Navigazione.*
- d) *Ottemperanza delle disposizioni relative ai collaudi e alle ispezioni periodiche di cui agli art. 48 e 49 del vigente regolamento per la navigazione marittima.*
- e) *Obbligo di puntuale integrale adempimento in caso di eventuale inquinamento di aree del pubblico demanio assegnate alla disponibilità del concessionario delle determinazioni degli Enti ed autorità competenti ai sensi della vigente normativa in materia.*

Il cattivo uso delle aree concessionate e/o l'eventuale inadempienza alle prescrizioni sopraindicate comportano la decadenza della specifica concessione demaniale ai sensi dell'art 47 del vigente codice della navigazione.



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

Per tutto il periodo di validità della concessione petrolifera sono esclusi:

- *Per le aree già concessionate utilizzi diversi da quelli autorizzati se non eventualmente per finalità esclusive di miglioramento delle complessive condizioni ambientali e previa valutazione, da effettuarsi a cura dell'Autorità competente, al rilascio delle autorizzazioni petrolifere., di uno specifico studio di impatto ambientale presentato dall'azienda;*
- *L'utilizzo di aree del demanio pubblico per la collocazione e l'esercizio di nuovi impianti e/o depositi che per caratteristiche impiantistiche, prodotti depositati, modalità operative possano creare situazioni di criticità e rischio.*

La planimetria allegata al presente documento (allegato A) delimita le aree in concessione interne ed esterne del perimetro complessivo dello stabilimento comunque funzionali all'attività.

Prelievi e risparmio idrico

La formulazione delle prescrizioni di cui al presente punto è frutto del coordinamento dei contributi forniti dalle competenti strutture Regionali (Segreteria dell'Autorità di Bacino Regionale e PF Risorse Idriche) e dall'Area tutela delle acque, territorio e demanio idrico del VII Settore della Provincia di Ancona.

E' in corso su istanza datata 18.7.2001 la richiesta di API Raffineria di Ancona per il rinnovo della concessione per uso industriale per derivazione di mod 1,40 (l/sec. 140 dal Fiume Esino (canale vallato del Mulino – Località Rocca Priora in Comune di Falconara M.ma) a suo tempo rilasciata con Decreto Interministeriale n° 390 del 15.2.1972 giunto a scadenza.

La raffineria API per approvvigionamento idrico da acque di sub alveo del fiume Esino ha inoltre una concessione per n. 6 pozzi presenti in sponda sinistra del fiume stesso. La Provincia di Ancona ha in corso di istruttoria la domanda di concessione per altri 3 pozzi in sponda destra del corso d'acqua.

Ai sensi del D. lgs.275/1993 l'API ha denunciato la presenza di n. 15 opere di captazione delle acque sotterranee, 9 delle quali con denuncia datata 1994 per uso industriale e le restanti n. 6 con denuncia del 2002 nell'ambito del monitoraggio e gestione del sottosuolo della raffineria.

In considerazione della evidente interrelazione tra i procedimenti in corso per il rinnovo della concessione petrolifera e quello per la "grande derivazione" con l'obiettivo di perseguire il duplice obiettivo, da una parte di ottimizzare a fronte delle effettive esigenze i consumi idrici e dall'altra di contribuire, in linea con quanto previsto dagli obiettivi del Piano di salvaguardia e del PAI adottato, al risanamento idraulico dell'area di foce, si propone l'individuazione della seguente prescrizione:

In considerazione della contemporanea istruttoria in corso presso la PF Risorse Idriche della Regione Marche per il rinnovo della concessione di grande derivazione e previ gli opportuni coordinamenti con l'Autorità di Bacino Regionale, la stessa sarà limitata ad un periodo di 2 anni decorrenti dalla data del suo rilascio. Entro tale termine l'Azienda, sulla base di un progetto da presentare entro un anno dal rilascio della concessione di grande derivazione, dovrà delocalizzare l'opera di presa sita in sponda sinistra del Fiume Esino, o, in alternativa, ove verificata l'impossibilità tecnica di tale spostamento, dovrà essere realizzata entro lo stesso termine una nuova stazione di pompaggio ed accumulo abilitata a funzionare anche sotto battente idraulico. La realizzazione di quanto sopra, e di conseguenza la concessione idraulica attualmente in fase di rinnovo, potranno essere prorogate di un ulteriore anno per motivate esigenze tecnico – progettuali.

L'Azienda, sulla base degli esiti di specifici studi da presentare entro il 31.12.2004 dovrà inoltre verificare la fattibilità tecnica ed economica di utilizzi, anche parziali, di risorse idriche alternative che privilegino il riutilizzo di acque reflue depurate, razionalizzando anche l'attuale sistema delle piccole derivazioni.



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

Prevenzione degli incidenti rilevanti

Visti gli esiti di uno specifico Gruppo Tecnico costituito a supporto della conferenza istruttoria allegati al verbale della seduta del 7.5.03 e preso atto degli esiti dell'istruttoria condotta dal CTR sul RdS 2000 conclusasi con il verbale del 10.12.2002 e alla luce del conseguente parere favorevole espresso dal Ministero dell'Interno con nota n°DCPST/A4/141/RS del 22.3.2003, si propongono sull'argomento le seguenti prescrizioni:

1. *l'integrale rispetto del cronoprogramma attuativo delle prescrizioni CTR 10.12.02 così come integrato dalle osservazioni dallo stesso formulate in data 1.4.2003 è condizione indispensabile allo svolgimento delle attività petrolifere concessionate. A tal fine si propone che un quadro riassuntivo del cronoprogramma venga allegato alla concessione petrolifera a costituirne parte integrante; Si suggerisce che l'ARPAM sia incaricata di produrre alla Regione Marche relazioni semestrali sullo stato di attuazione delle prescrizioni individuate;*
2. *L'attuale confine tra l'intera area di sedime degli impianti ferroviari (lato mare) e l'area della raffineria costituisce il limite oltre il quale non è possibile collocare nuovi impianti con caratteristiche operative critiche. In caso di delocalizzazione dell'attuale linea ferroviaria, previa conformità con quanto previsto dagli strumenti di gestione del territorio al momento vigenti, la relativa area di sedime potrà essere utilizzata dall'azienda per ricollocarvi impianti ed attrezzature al fine di migliorare le condizioni generali di sicurezza;*
3. *Qualsiasi futuro sviluppo impiantistico e/o modifiche ed ammodernamenti di impianti e depositi non potranno prescindere dalla disponibilità di adeguati spazi che consentano il mantenimento di idonee reciproche distanze di sicurezza ai sensi della normativa vigente;*
4. *Vanno verificate ipotesi di razionalizzazione degli stoccaggi di prodotti infiammabili che pur garantendo il rispetto di idonee distanze di sicurezza reciproche e con gli impianti, possa portare alla creazione di una fascia di rispetto lungo la SS 16 interna al perimetro dello stabilimento, mantenendo comunque l'attuale perimetro dello stesso in modo da non ridurre le distanze di sicurezza dalle opere esterne.*
5. *In relazione alla prescrizione CTR di aggiornamento del Rapporto di sicurezza 2004, l'azienda dovrà attuare quanto concordato con il CTR stesso circa le metodologie di analisi da utilizzare per la parte relativa alla individuazione del rischio e alla valutazione dei pericoli secondo il criterio della "migliore metodologia di analisi disponibile".*
6. *L'azienda dovrà altresì garantire un processo continuo di controllo e verifica della procedura "Sistema Gestione della Sicurezza".*

Sicurezza della navigazione marittima

Si propone che oltre all'integrale ottemperanza delle disposizioni via via impartite dall'Autorità Marittima in materia di sicurezza degli accosti agli apprestamenti foranei della raffineria, il concessionario debba garantire l'integrale rispetto della vigente normativa in materia di sicurezza della navigazione marittima con particolare riferimento al Decreto del Ministero delle Infrastrutture e Trasporti del 21.2.2003 e ss.mm.ii.

Emissioni in atmosfera

Alla luce della vigente specifica normativa in materia di emissioni in atmosfera delle raffinerie di prodotti petroliferi e visto il parere formulato dalla Provincia di Ancona ai sensi dell'art. 1 della L.R. 12/99, con nota n° 47311 del 13.06.03, su specifica richiesta del Responsabile del Procedimento (nota n° 41622 del 28.5.03), in base agli esiti della Conferenza istruttoria, si individua la seguente proposta di quadro prescrittivo:

1. con riferimento alla imminente registrazione EMAS, le emissioni complessive della raffineria relativamente ai singoli inquinanti indicati dal Ministero dell'Ambiente con l'approvazione della VIA IGCC non devono superare, a parità di quantità di greggio annualmente lavorato e di ciclo di lavorazione autorizzato, quelle conseguite nell'anno



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- 2002 per quanto note; i nuovi limiti devono far riferimento alle stesse unità di misura e alle scadenze temporali indicate nell'atto di VIA sopra menzionato.
2. In relazione al sistema di abbattimento DeNOx, alla luce delle esperienze conseguite con la gestione coordinata dei "protocolli ozono" 2001 e 2002 e riscontrato un complessivo basso utilizzo del sistema, l'efficienza dovrà essere garantita ad un livello non inferiore al 30% massimizzandone la performance nei periodi pre estivi ed estivi ritenuti critici;
 3. In esecuzione del parere espresso ai sensi dell'art.17 del DPR 203/88 dal Ministero dell'Ambiente con prot. 7691/94/SIAR del 16/5/94, i dati rilevati dai Sistemi di Monitoraggio in continuo delle Emissioni saranno resi disponibili alla Autorità competente per le necessarie verifiche permanenti. I dati di cui sopra potranno essere resi disponibili e utilizzabili eventualmente attraverso collegamento telematico permanente. A tal fine Autorità competente e l'Azienda si impegnano a definire entro il 31.12.2004. Le modalità della loro acquisizione da parte dell'organo di controllo. Gli oneri per i collegamenti con l'Autorità sopra individuata sono a carico del concessionario.
 4. L'Azienda, sentita l'ARPAM, dovrà presentare rapporti semestrali sugli inconvenienti operativi minori, non riferibili al PEE, ma comunque ritenuti significativi per gli effetti sull'atmosfera, documentandone le caratteristiche essenziali; per i singoli inconvenienti di cui sopra sarà data immediata sintetica comunicazione all'Autorità Competente e all'ARPAM precisando le seguenti notizie: data, durata, probabili cause ed effetti, ed interventi eventualmente già intrapresi.
 5. In linea con le prescrizioni di cui al parere espresso ai sensi dell'art.17 del DPR 203/88 dal Ministero dell'Ambiente con prot. 7691/94/SIAR del 16/5/94, al fine di garantire il proseguimento del processo di riduzione delle emissioni diffuse di idrocarburi, il concessionario dovrà definire un sistema di contabilizzazione generale delle emissioni diffuse (indicativamente EPA 453/95) a seguito del quale saranno definite le tipologie degli interventi e loro tempistica, nell'ambito delle BREF delle Raffinerie.

Inquinamento acustico

Sulla base dei contributi acquisiti e tenuto conto che il Comune di Falconara ha in corso di predisposizione la zonizzazione acustica del proprio territorio, si individuano le seguenti proposte prescrittive:

1. *Al fine di monitorare nel tempo la situazione di rumorosità di tipo continuo prodotta dai vari impianti, API Raffineria dovrà continuare ad effettuare con periodicità annuale campagne di misure negli stessi punti già presi in esame nei monitoraggi degli anni precedenti. Allo scopo di poter valutare e quantificare nel modo migliore possibile il contributo fornito direttamente dagli impianti della raffineria API, tali monitoraggi dovranno essere effettuati sia con gli impianti (compresa IGCC) a regime, sia nel periodo di fermata annuale secondo il programma di manutenzione. Tali monitoraggi, che dovranno essere svolti in entrambi i periodi di riferimento diurno e notturno, dovranno comprendere, per ciascuna sessione di misure, un numero di giorni adeguato a caratterizzare la rumorosità presente nei vari punti di misura. API Raffineria dovrà presentare, con periodicità annuale, alla Regione Marche e agli altri organi competenti una relazione tecnica contenente i risultati di tali monitoraggi.*
2. *Al fine di tenere sotto controllo, e soprattutto non modificare in senso peggiorativo, la situazione di rumorosità prodotta dai vari impianti della raffineria API, sia in occasione dell'installazione di nuovi impianti in sostituzione o ad integrazione di impianti precedenti sia in occasione di modifiche significative agli impianti esistenti, le relative richieste di autorizzazione ai sensi della vigente normativa petrolifera dovranno essere comunque integrate da un apposita valutazione di impatto acustico agli enti competenti. Tale valutazione comprenderà, ove possibile, uno studio "ante-operam" e sempre misure "post-operam". La valutazione istruttoria sarà effettuata congiuntamente dal competente Servizio*



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

Regionale con il concorso degli Enti e degli organi competenti in materia di inquinamento acustico

3. *Per quel che concerne il rispetto dei limiti di emissione ed immissione assoluti sono ancora in vigore i limiti di accettabilità di cui all'art. 6 del DPCM 1/3/91. Come previsto dalla normativa vigente (L.R. 28/01), entro 6 mesi dall'approvazione della zonizzazione acustica del Comune di Falconara M.ma, l'Azienda dovrà presentare agli organi competenti, una nuova valutazione di impatto acustico della propria attività, nella quale venga effettuato il confronto con i nuovi limiti di zona. Tale relazione tecnica, in caso di superamento dei nuovi limiti di zona, dovrà contenere un opportuno piano di adeguamento che dovrà essere successivamente approvato dagli enti competenti. Tale piano di risanamento acustico volontario (PRAV) dovrà riportare le modalità di adeguamento e la relativa tempistica, che non può comunque essere superiore ad un periodo di 30 mesi dalla data di presentazione dello stesso (art. 11 L.R. 28/2001).*
4. *Per quanto riguarda specificatamente l'installazione della nuova valvola di controllo in pressione (PVC), che dovrebbe consentire la modulazione dello scarico del vapore in eccesso in caso di blocco della caldaia ausiliaria o della sola turbina a vapore, in sostituzione di quella attuale di tipo ON/OFF (installazione prevista per settembre 2003 in occasione della fermata annuale degli impianti), dovrà essere fornita, entro 3 mesi dall'installazione della stessa, una valutazione di impatto acustico con rilievi fonometrici, sia durante il normale funzionamento degli impianti, sia, attraverso un blocco simulato degli stessi,*
5. *Al fine di poter controllare e valutare sul lungo periodo la rumorosità prodotta da eventi di tipo transitorio e soprattutto poter verificare se le opere di mitigazione messe in atto abbiano realmente ridotto il numero di tali episodi rumorosi, l'Azienda, sentita l'ARPAM, dovrà presentare rapporti semestrali su tali inconvenienti, comunque ritenuti significativi per i loro effetti acustici, documentandone le caratteristiche essenziali.*

Acque

Alla luce dei contributi tecnici pervenuti si propongono le seguenti prescrizioni:

1. *L'Azienda dovrà provvedere oltre che al monitoraggio giornaliero degli scarichi, anche quello mensile dei 4 fossi che attraversano la raffineria, sia a monte che a valle della stessa, comprendendo tra i parametri da ricercare, oltre a COD, oli minerali, conducibilità, ammoniaca, nitrati, anche il MTBE e l'ETBE, pur non normati nella attuale legislazione, ciò al fine di acquisire dati sull'effettiva quantità di questi composti di sintesi che arrivano alle acque, e di riscontrare in tempo reale l'effetto di cambiamenti nell'utilizzo di materie prime nei cicli di lavorazione. La periodicità di tale monitoraggio potrà essere ricalibrata nel corso degli anni in funzione dell'andamento dei risultati ottenuti.*
2. *L'Azienda dovrà inoltre presentare entro il 31.12.2004 sulle altre matrici ambientali con particolare riferimento ai sedimenti previste dal D.Lgs 152/99, un piano di monitoraggio periodico le cui modalità verranno concordate con l'Autorità competente;*
3. *L'Azienda dovrà provvedere inoltre a rivedere entro il 31.12.2003, il sistema di rilevamento della temperatura delle acque marine in corrispondenza dello scarico IGCC a mare; nel frattempo va mantenuto il sistema di boe con garanzia di esatto posizionamento attraverso verifiche mensili.*
4. *Le acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree esterne impermeabili dovranno essere convogliate ed opportunamente trattate in impianti idonei, il cui scarico dovrà essere regolarmente autorizzato ai sensi del D.Lgs.152/99 e s.m.i..*

Suolo

Il 31 agosto 2001 il Comune di Falconara Marittima, sentita la conferenza dei Servizi, approvava il Piano di Caratterizzazione 1° Fase; API ha presentato i risultati dello stesso come materiale



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

documentale per il procedimento di concessione petrolifera.

E' da notare che lo stesso materiale è stato presentato, nel giugno del 2002 all'attenzione degli Enti, ai sensi del procedimento ex D.M. 471/99. Nelle riunioni tecniche effettuate successivamente si sono evidenziate delle incongruenze sui valori di inquinamento che hanno portato alla determinazione di esplicitare una intercalibrazione fra i laboratori pubblici e privati.

Nel novembre 2002 API ha presentato, sempre nell'ambito della procedura D.M. 471/99, un modello idrogeologico dell'area di raffineria, anche questa documentazione tecnica ha avuto una istruttoria tecnica da parte degli Enti preposti, che pur evidenziando l'importanza dell'opera ha richiesto ad API di produrre tutti gli elementi di input al fine di poter capire meglio gli output del modello.

Sempre ai sensi delle procedure D.M. 471/99 Api ha provveduto all'esecuzione di misure di messa in sicurezza di emergenza, quali pozzi di recupero surnatante, barriere idrauliche a protezione del Fiume Esino e monitoraggi sullo stato delle acque e del surnatante da espletare mensilmente.

Fino al giugno 2003 le procedure di cui al D.M.471/99 erano in capo al Comune di Falconara Marittima.

In data 26 febbraio 2003 il Ministro dell'Ambiente emanava il decreto di perimetrazione del Sito Nazionale Falconara Marittima (pubblicato sul suppl. ord. n.83 alla G.U. n.121 del 27 maggio 2003) nella cui area ricade anche il sito API Raffineria.

In data 10 giugno 2003 il Ministero dell'Ambiente convocava la prima Conferenza dei Servizi per il sito nazionale Falconara Marittima; in questa sede si è sancito il passaggio delle procedure dal Comune di Falconara al Ministero dell'Ambiente.

La Regione Marche, tramite la presenza del Servizio competente, partecipa alle conferenze istruttorie e decisorie in merito all'approvazione delle progettualità di caratterizzazione e bonifica che Api raffineria dovrà presentare mentre l'ARPAM è stata chiamata a far parte della Segreteria Tecnica competente alle istruttorie delle varie fasi progettuali.

Nella 1° Conferenza svoltasi presso il Ministero dell'ambiente è stato stabilito che API Raffineria debba presentare entro il 20 luglio 2003 il Piano della Caratterizzazione II° Fase ed un resoconto completo delle azioni di messa in sicurezza effettuate completo del loro stato di efficienza.

Nel rispetto delle competenze e delle procedure vigenti, conseguenti all'inserimento del sito di raffineria tra quelli di interesse nazionale si propone di inserire nel quadro prescrittivo alla concessione petrolifera tendente a garantire concreti impegni alla rapida definizione di una quadro tecnico e progettuale finalizzato a realizzare il complessivo programma delle attività di messa in sicurezza e ripristino ambientale del sito.

Pertanto si propone che l'Azienda dovrà accelerare il processo di approfondita analisi del fenomeno nonché quello di bonifica delle aree contaminate secondo un'adeguata tempistica, che tenga conto dell'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili.

In particolare, il modello idrogeologico ed il modello di trasporto, basati sulle risultanze tecnico-scientifiche finora acquisite, verranno presentati agli organi competenti entro il mese di settembre 2003; le successive fasi di caratterizzazione 2° fase e di progetto preliminare saranno di seguito sviluppate in accordo con la tempistica che sarà definita dagli stessi in base alle procedure vigenti, fermo restando l'impegno dell'azienda ad accelerare per quanto nelle sue possibilità l'iter di cui sopra.

In ogni caso, salvo oggettiva e documentata impossibilità tecnica o di una diversa più restrittiva tempistica dettata dal Ministero titolare del procedimento, l'Azienda dovrà presentare le risultanze del Piano di caratterizzazione di seconda fase entro il 31 dicembre 2004.



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

Rischio idraulico e adeguamento al PAI

Acquisito e condiviso in sede di Conferenza di Servizi a fini istruttori il sotto riportato parere dell'Autorità di Bacino Regionale fornito con nota n° 1170 del 16.6.2003 e allegato al verbale conclusivo della Conferenza istruttoria del 16.6.03:

"Al fine di ridurre l'entità del rischio di esondazione del Fiume Esino nell'area di foce di cui al perimetro individuato dalla DGR n. 2701/2000 (cod. E-11042018-12-1), attuativa del Piano Straordinario di cui alla DACR n. 300/2000, e di cui al coincidente perimetro (cod. E-12-0002) individuato dal Piano di Assetto Idrogeologico adottato definitivamente dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino Regionale delle Marche con delibera n. 42 del 07 maggio 2003, il concessionario procederà, in coerenza con gli scenari descritti dalla citata DGR. n. 2701/2000 e riconfermati dal Piano per l'Assetto Idrogeologico, all'elaborazione di uno studio per la mitigazione del rischio e per la rinaturalizzazione della foce.

Tale elaborato, che il concessionario dovrà proporre entro la fine dell'anno 2004, dovrà essere coordinato con gli interventi di bonifica ai sensi del D.M. n. 471/99 e secondo le disposizioni già impartite dal CTR. Sulla base degli esiti di tale studio saranno definite le soluzioni tecniche individuate come necessarie ed i relativi tempi di attuazione da parte del concessionario"

e preso atto che:

- con DGR n° 872 del 17.6.03 la Giunta Regionale ha preso atto della soprarichiamata delibera del Comitato Istituzionale n° 42/03 e trasmesso i relativi elaborati del PAI al Consiglio regionale per l'approvazione;
- con DGR n° 873 del 17.6.03 sono state approvate le misure di salvaguardia da applicare alle aree a rischio individuate dal Piano di Assetto idrogeologico
- che sono a tutt'oggi vigenti le norme di salvaguardia di cui al Piano Straordinario (DACR 300/00)
- che le nuove norme di salvaguardia per le aree a rischio individuate dal PAI di cui alla DGR 873/03 sopra richiamata saranno a breve vincolanti in conseguenza della relativa pubblicazione sul BUR;

si individua la seguente prescrizione da inserire all'interno della concessione petrolifera:

Alla luce di quanto risulta dal Piano di Assetto Idrogeologico adottato definitivamente dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino Regionale con delibera n° 42 del 7.5.2 (del quale la Giunta Regionale ha preso atto con la DGR n° 872 del 17.6.03) e viste le norme di salvaguardia approvate con DGR n° 873 del 17.6.03, al fine di ridurre l'entità del rischio di esondazione del Fiume Esino nel tratto terminale di foce, l'Azienda procederà all'elaborazione, in coerenza con gli scenari individuati dal PAI, di uno studio per la mitigazione del rischio idraulico e la rinaturalizzazione della Foce. Tale elaborato, che l'azienda dovrà produrre entro fine 2004, dovrà rispondere anche ai requisiti richiesti dal CTR con il verbale del 10.12.02 e dovrà essere coordinato con le procedure di bonifica richiamate al precedente punto "M".

Sulla base degli esiti di tale studio saranno definite le soluzioni tecniche individuate come necessarie e i relativi tempi di attuazione.

Esito dell'istruttoria

Alla luce del complesso delle motivazioni sopraindicate si propone:

- (a) alla Società API Raffineria di Ancona .S.p.A. con sede legale in Falconara Marittima (AN) – Via Flaminia 685 - è rilasciata, fino al 31 gennaio 2020, in base alle motivazioni espresse nel documento istruttorio, la concessione all'esercizio dello stabilimento sito in Falconara Marittima, con gli assetti tecnologici quali/quantitativi ivi descritti;
- (b) l'esercizio delle attività concesionate all'Azienda e ai suoi aventi causa dovrà svolgersi nel rispetto dei vincoli e prescrizioni indicati nel documento istruttorio e finalizzati a perseguire e garantire la piena sostenibilità ambientale e la sicurezza dello stabilimento; in particolare:



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

1. Ai fini della verifica periodica dell'effettiva attuazione dei migliori accorgimenti tecnologici e gestionali finalizzati a prevenire incidenti rilevanti connessi alle sostanze pericolose stoccate e lavorate nell'impianto, a limitarne le conseguenze per l'uomo e per l'ambiente e alla luce degli esiti dell'istruttoria sul "Rapporto di Sicurezza. 2000", saranno effettuati step periodici di verifica generale correlati agli esiti delle istruttorie tecniche dei rapporti di sicurezza di cui all'art. 8 del D.Lgs 334/99. Il primo step sarà quello relativo al R.d.S. da presentare entro il giugno 2004. I successivi seguiranno le scadenze di cui al comma 7 del soprarichiamato art. 8 del D.L.gs 334/99. In caso di esito positivo delle verifiche periodiche l'attività concessionata procederà in modo ordinario; in caso contrario la Regione procederà ad approfondimenti tecnico istruttori finalizzati al superamento da parte dell'Azienda delle criticità evidenziate, diffidando formalmente la stessa all'esecuzione degli interventi richiesti e adottando in caso di perdurante inadempienza i provvedimenti consequenziali previsti a norma di legge;
2. Nello Stabilimento di Falconara complessivamente gestito da API Raffineria di Ancona S.p.A., dovranno essere utilizzati per l'impianto di gassificazione e relativa centrale termoelettrica IGCC, esclusivamente prodotti derivanti dal ciclo di produzione della raffineria stessa;
3. Obbligo di adempimento entro i termini indicati dall'Autorità Competente alle eventuali prescrizioni che deriveranno dall'applicazione in itinere del D.M. n° 293/2001 (Porti industriali e petroliferi);
4. Obbligo di integrale ottemperanza:
 - ad ulteriori disposizioni eventualmente impartite dall'Autorità Marittima in materia di sicurezza degli accosti agli apprestamenti foranei della raffineria e di tutela del mare da inquinamenti degli idrocarburi e da altre sostanze nocive;
 - alle vigenti disposizioni in materia di aree demaniali in concessione con particolare riferimento, per i beni del demanio marittimo, a quanto specificatamente previsto dal Titolo II Cap. I del Codice della Navigazione;
 - alle disposizioni relative ai collaudi e alle ispezioni periodiche di cui agli art. 48 e 49 del vigente Regolamento per la Navigazione Marittima;
5. Obbligo di puntuale integrale adempimento in caso di eventuale inquinamento di aree del pubblico demanio assegnate alla disponibilità del concessionario delle determinazioni degli Enti ed autorità competenti ai sensi della vigente normativa in materia;
6. Il cattivo uso delle aree concesionate e/o l'eventuale inadempienza alle prescrizioni sopraindicate comportano la decadenza della specifica concessione demaniale ai sensi dell'art. 47 del vigente codice della navigazione;
7. Per tutto il periodo di validità della concessione petrolifera sono esclusi:
 - per le aree già concesionate, utilizzi diversi da quelli autorizzati se non eventualmente per finalità esclusive di miglioramento delle complessive condizioni ambientali e previa valutazione, a cura dell'Autorità competente al rilascio delle autorizzazioni petrolifere, di uno specifico studio di impatto ambientale presentato dall'Azienda;
 - l'utilizzo di aree del demanio pubblico per la collocazione e l'esercizio di nuovi impianti e/o depositi che per caratteristiche impiantistiche, prodotti depositati, modalità operative possano creare situazioni di criticità e rischio;
8. In considerazione della contemporanea istruttoria in corso presso la PF Risorse Idriche della Regione Marche del rinnovo della concessione di grande derivazione e previ gli opportuni coordinamenti con l'Autorità di Bacino Regionale, la stessa sarà limitata ad un periodo di 2 anni decorrenti dalla data del suo rilascio. Entro tale termine l'Azienda, sulla base di un progetto da presentare entro un anno dal rilascio della concessione di grande derivazione, dovrà delocalizzare l'opera di presa sita in sponda sinistra del Fiume Esino o, in alternativa, ove verificata l'impossibilità tecnica di tale spostamento, dovrà essere realizzata entro lo stesso termine una nuova stazione di pompaggio ed accumulo abilitata a



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- funzionare anche sotto battente idraulico. La realizzazione di quanto sopra, e di conseguenza la concessione idraulica attualmente in fase di rinnovo, potranno essere prorogate di un ulteriore anno per motivate esigenze tecnico – progettuali;
9. L'Azienda, sulla base degli esiti di specifici studi da presentare entro il 31.12.2004, dovrà inoltre verificare la fattibilità tecnica ed economica di utilizzi, anche parziali, di risorse idriche alternative che privilegino il riutilizzo di acque reflue depurate, razionalizzando anche l'attuale sistema delle piccole derivazioni;
 10. L'integrale rispetto del cronoprogramma attuativo delle prescrizioni CTR 10.12.02 così come integrato dalle osservazioni dallo stesso formulate in data 1.4.2003 è condizione indispensabile allo svolgimento delle attività petrolifere concesionate. A tal fine un quadro riassuntivo del cronoprogramma viene allegato alla concessione petrolifera a costituirne parte integrante (**Allegato 1**). L'ARPAM è incaricata di produrre alla Regione Marche relazioni semestrali sullo stato di attuazione delle prescrizioni individuate;
 11. L'attuale confine tra l'intera area di sedime degli impianti ferroviari (lato mare) e l'area della raffineria costituisce il limite oltre il quale non è possibile collocare nuovi impianti con caratteristiche operative critiche. In caso di delocalizzazione dell'attuale linea ferroviaria, previa conformità con quanto previsto dagli strumenti di gestione del territorio al momento vigenti, la relativa area di sedime potrà essere utilizzata dall'azienda per ricollocarvi impianti ed attrezzature al fine di migliorare le condizioni generali di sicurezza;
 12. Qualsiasi futuro sviluppo impiantistico e/o modifiche ed ammodernamenti di impianti e depositi non potranno prescindere dalla disponibilità di adeguati spazi che consentano il mantenimento di idonee reciproche distanze di sicurezza ai sensi della normativa vigente;
 13. Vanno verificate ipotesi di razionalizzazione degli stoccaggi di prodotti infiammabili che pur garantendo il rispetto di idonee distanze di sicurezza reciproche e con gli impianti, possa portare alla creazione di una fascia di rispetto lungo la SS 16 interna al perimetro dello stabilimento, mantenendo comunque l'attuale perimetro dello stesso in modo da non ridurre le distanze di sicurezza dalle opere esterne;
 14. Ogni futura modifica della configurazione attuale dovrà essere effettuata nel pieno rispetto del Decreto 9 agosto 2000 pubblicato nella G.U. n° 196 del 23.8.2000;
 15. In relazione alla prescrizione CTR di aggiornamento del Rapporto di Sicurezza da presentare entro giugno 2004, l'Azienda dovrà attuare quanto concordato con il CTR stesso circa le metodologie di analisi da utilizzare per la parte relativa alla individuazione del rischio e alla valutazione dei pericoli secondo il criterio della "migliore metodologia di analisi disponibile";
 16. L'azienda dovrà garantire un processo continuo di controllo e verifica della procedura "Sistema Gestione della Sicurezza";
 17. Oltre all'integrale ottemperanza delle disposizioni via via impartite dall'Autorità Marittima in materia di sicurezza degli accosti agli apprestamenti foranei della raffineria, il concessionario dovrà garantire l'integrale rispetto della vigente normativa in materia di sicurezza della navigazione marittima con particolare riferimento al Decreto del Ministero delle Infrastrutture e Trasporti del 21.2.2003 e ss.mm.ii;
 18. L'Azienda dovrà recepire ed attuare quanto contenuto nel cronoprogramma di cui alla tabella trasmessa dall'Azienda al punto 12 della documentazione inviata con nota Api n° 701/2003 che è allegato alla concessione (**allegato 2**) a costituirne parte integrante,
 19. All'avvenuta demolizione dei Serbatoi TK 201, 202, 209, 210, 211, prevista dal cronoprogramma di cui sopra entro il 31.12.2004, le quantità complessive autorizzate di stoccaggio dei prodotti di Cat. C saranno ridotte di 38.300 mc;
 20. con riferimento alla imminente registrazione EMAS, le emissioni complessive della raffineria relativamente ai singoli inquinanti indicati dal Ministero dell'Ambiente con l'approvazione della VIA IGCC non devono superare, a parità di quantità di greggio annualmente lavorato e di ciclo di lavorazione autorizzato, quelle conseguite nell'anno



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- 2002 per quanto note; i nuovi limiti devono far riferimento alle stesse unità di misura e alle cadenze temporali indicate nell'atto di VIA sopra menzionato;
21. In relazione al sistema di abbattimento DeNOx, alla luce delle esperienze conseguite con la gestione coordinata dei "protocolli ozono 2001 e 2002" e riscontrato un complessivo basso utilizzo del sistema, l'efficienza dovrà essere garantita ad un livello non inferiore al 30% massimizzandone la performance nei periodi pre estivi ed estivi ritenuti critici;
 22. In esecuzione del parere espresso ai sensi dell'art.17 del DPR 203/88 dal Ministero dell'Ambiente con prot. 7691/94/SIAR del 16/5/94, i dati rilevati dai Sistemi di Monitoraggio in continuo delle Emissioni saranno resi disponibili alla Autorità competente per le necessarie verifiche permanenti. I dati di cui sopra potranno essere resi disponibili e utilizzabili eventualmente attraverso collegamento telematico permanente. A tal fine Autorità competente e l'Azienda dovranno definire entro il 31.12.2003, le modalità della loro acquisizione da parte dell'organo di controllo. Gli oneri per i collegamenti con l'Autorità sopra individuata sono a carico del concessionario;
 23. L'Azienda, sentita l'ARPAM, dovrà presentare rapporti semestrali sugli inconvenienti operativi minori, non riferibili al Piano di Emergenza Esterno, ma comunque ritenuti significativi per gli effetti sull'atmosfera, documentandone le caratteristiche essenziali. Per i singoli inconvenienti di cui sopra sarà data immediata sintetica comunicazione all'Autorità Competente e all'ARPAM precisando almeno le seguenti notizie: data, durata, probabili cause ed effetti, ed interventi eventualmente già intrapresi;
 24. In linea con le prescrizioni di cui al parere espresso ai sensi dell'art.17 del DPR 203/88 dal Ministero dell'Ambiente con prot. 7691/94/SIAR del 16/5/94, al fine di garantire il proseguimento del processo di riduzione delle emissioni diffuse di idrocarburi, il concessionario dovrà definire, entro 12 mesi dal rilascio della presente concessione, un sistema di contabilizzazione generale delle emissioni diffuse (indicativamente EPA 453/95) a seguito del quale saranno definite le tipologie degli interventi e loro tempistica, nell'ambito delle BREF delle Raffinerie.
 25. Al fine di monitorare nel tempo la situazione di rumorosità di tipo continuo prodotta dai vari impianti, API Raffineria dovrà continuare ad effettuare con periodicità annuale campagne di misure negli stessi punti già presi in esame nei monitoraggi degli anni precedenti. Allo scopo di poter valutare e quantificare nel modo migliore possibile il contributo fornito direttamente dagli impianti della raffineria API, tali monitoraggi dovranno essere effettuati sia con gli impianti (compresa IGCC) a regime, sia nel periodo di fermata annuale secondo il programma di manutenzione. Tali monitoraggi, che dovranno essere svolti in entrambi i periodi di riferimento diurno e notturno, dovranno comprendere, per ciascuna sessione di misure, un numero di giorni adeguato a caratterizzare la rumorosità presente nei vari punti di misura. API Raffineria dovrà presentare, con periodicità annuale, alla Regione Marche e agli altri organi competenti una relazione tecnica contenente i risultati di tali monitoraggi;
 26. Al fine di tenere sotto controllo, e soprattutto non modificare in senso peggiorativo, la situazione di rumorosità prodotta dai vari impianti della raffineria API, sia in occasione dell'installazione di nuovi impianti in sostituzione o ad integrazione di impianti precedenti sia in occasione di modifiche significative agli impianti esistenti, le relative richieste di autorizzazione ai sensi della vigente normativa petrolifera dovranno essere comunque integrate da un apposita valutazione di impatto acustico da produrre alla Regione Marche e agli enti competenti. Tale valutazione comprenderà, ove possibile, uno studio "ante-operam" e sempre misure "post-operam". La valutazione istruttoria sarà effettuata congiuntamente dal competente Servizio Regionale con il concorso degli Enti e degli organi competenti in materia di inquinamento acustico;
 27. Per quel che concerne il rispetto dei limiti di emissione ed immissione assoluti sono ancora in vigore i limiti di accettabilità di cui all'art. 6 del DPCM 1/3/91. Come previsto dalla normativa vigente (L.R. 28/01), entro 6 mesi dall'approvazione della zonizzazione acustica



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

del Comune di Falconara M.ma, l'Azienda dovrà presentare agli Organi competenti, una nuova valutazione di impatto acustico della propria attività, nella quale venga effettuato il confronto con i nuovi limiti di zona. Tale relazione tecnica, in caso di superamento dei nuovi limiti di zona, dovrà contenere un opportuno piano di adeguamento che dovrà essere successivamente approvato dagli enti competenti. Tale piano di risanamento acustico volontario (PRAV) dovrà riportare le modalità di adeguamento e la relativa tempistica, che non può comunque essere superiore ad un periodo di 30 mesi dalla data di presentazione dello stesso (art. 11 L.R. 28/2001);

28. Per quanto riguarda specificatamente l'installazione della nuova valvola di controllo in pressione (PVC), che dovrebbe consentire la modulazione dello scarico del vapore in eccesso in caso di blocco della caldaia ausiliaria o della sola turbina a vapore, in sostituzione di quella attuale di tipo ON/OFF (installazione prevista per settembre 2003 in occasione della fermata annuale degli impianti), dovrà essere fornita, entro 3 mesi dall'installazione della stessa, una valutazione di impatto acustico con rilievi fonometrici, sia durante il normale funzionamento degli impianti, sia, attraverso un blocco simulato degli stessi;
29. Al fine di poter controllare e valutare sul lungo periodo la rumorosità prodotta da eventi di tipo transitorio e soprattutto poter verificare se le opere di mitigazione messe in atto abbiano realmente ridotto il numero di tali episodi rumorosi, l'Azienda, sentita l'ARPAM, dovrà presentare rapporti semestrali su tali inconvenienti, comunque ritenuti significativi per i loro effetti acustici, documentandone le caratteristiche essenziali.
30. L'Azienda dovrà provvedere oltre che al monitoraggio giornaliero degli scarichi a mare e in acque superficiali, anche a quello mensile dei 4 fossi che attraversano la raffineria, sia a monte che a valle della stessa, comprendendo tra i parametri da ricercare, oltre a COD, oli minerali, conducibilità, ammoniaca, nitrati, anche il MTBE e l'ETBE, pur non normati nella attuale legislazione, ciò al fine di acquisire dati sull'effettiva quantità di questi composti di sintesi che arrivano alle acque, e di riscontrare in tempo reale l'effetto di cambiamenti nell'utilizzo di materie prime nei cicli di lavorazione. La periodicità di tale monitoraggio potrà essere ricalibrata nel corso degli anni in funzione dell'andamento dei risultati ottenuti.
31. L'Azienda dovrà presentare entro il 31.12.2004 sulle altre matrici ambientali (con particolare riferimento ai sedimenti) previste dal D.Lgs 152/99, un piano di monitoraggio periodico le cui modalità verranno concordate con l'Autorità competente;
32. L'Azienda dovrà provvedere a rivedere entro il 31.12.2003, il sistema di rilevamento della temperatura delle acque marine in corrispondenza dello scarico IGCC a mare; nel frattempo va mantenuto il sistema di boe con garanzia di esatto posizionamento attraverso verifiche mensili;
33. Le acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree esterne impermeabili dovranno essere convogliate ed opportunamente trattate in impianti idonei, il cui scarico dovrà essere regolarmente autorizzato ai sensi del D.Lgs.152/99 e ss.mm.ii. Il relativo progetto contenente i tempi di attuazione dovrà essere presentato entro 12 mesi dal rilascio della presente concessione;
34. Nel rispetto delle competenze e delle procedure vigenti, conseguenti all'inserimento del sito di raffineria tra quelli di interesse nazionale, così come individuato dal decreto di perimetrazione Ministro Ambiente 26 febbraio 2003 pubblicato sul supplemento ordinario n.83 alla G.U. n.121 del 27 maggio 2003, l'Azienda dovrà accelerare il processo di approfondita analisi del fenomeno nonché quello di bonifica delle aree contaminate secondo un'adeguata tempistica, che tenga conto dell'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili; In particolare, il modello idrogeologico ed il modello di trasporto, basati sulle risultanze tecnico-scientifiche finora acquisite, verranno presentati agli organi competenti entro il mese di settembre 2003; le successive fasi di caratterizzazione 2° fase e di progetto preliminare saranno di seguito sviluppate in accordo con la tempistica che sarà definita dagli



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

stessi in base alle procedure vigenti, fermo restando l'impegno dell'azienda ad accelerare per quanto nelle sue possibilità l'iter di cui sopra. In ogni caso, salvo oggettiva e documentata impossibilità tecnica o di una diversa più restrittiva tempistica dettata dal Ministero titolare del procedimento, l'Azienda dovrà presentare le risultanze del Piano di caratterizzazione di seconda fase entro il 31 dicembre 2004.

35. Alla luce di quanto risulta dal Piano di Assetto Idrogeologico adottato definitivamente dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino Regionale con delibera n° 42 del 7.5.2 (del quale la Giunta Regionale ha preso atto con la DGR n° 872 del 17.6.03) e viste le norme di salvaguardia approvate con DGR n° 873 del 17.6.03, al fine di ridurre l'entità del rischio di esondazione del Fiume Esino nel tratto terminale di foce, l'Azienda procederà all'elaborazione, in coerenza con gli scenari individuati dal PAI, di uno studio per la mitigazione del rischio idraulico e la rinaturalizzazione della Foce. Tale elaborato, che l'azienda dovrà produrre entro il 31.12.2004, dovrà rispondere anche ai requisiti richiesti dal CTR con il verbale del 10.12.02 e dovrà essere coordinato con le procedure di bonifica sopra richiamate. Sulla base degli esiti di tale studio saranno definite le soluzioni tecniche individuate come necessarie e i relativi tempi di attuazione.
- (c) gli assetti impiantistici autorizzati sono quelli sinteticamente descritti al punto 4 del documento istruttorio; restano confermate tutte le clausole e le condizioni contenute nel pregresso sistema autorizzatorio contenuto nei DD.MM. espressamente citati **nell'allegato 3**, parte integrante al presente decreto, salvo quanto eventualmente modificato in conseguenza delle prescrizioni riportate al precedente punto 2;
- (d) il presente decreto verrà pubblicato per estratto sul BUR della Regione Marche.

Allegati al documento istruttorio

A. Planimetria dell'area dello stabilimento con l'individuazione dei singoli impianti secondo gli attuali assetti, il perimetro del sito industriale nonché le aree demaniali interne ed esterne al suddetto perimetro e comunque connesse e integrate alle attività da concessionare.

Documenti che si propone di allegare al Decreto di Concessione

1. cronoprogramma tempi di attuazione prescrizioni CTR Marche (punto 10 del sistema prescrittivo);
2. cronoprogramma degli impegni aziendali sulle raccomandazioni CTU (punto 18 del sistema prescrittivo);
3. pregresso sistema autorizzatorio.

IL RESPONSABILE DI P.O.

Maurizio Quercetti

IL RESPONSABILE DEL PROCEDIMENTO

Arch. Antonio Minetti



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

Allegato n° 1

al Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente n° 18/03 del 30/06/2003

**QUADRO RIASSUNTIVO PROGRAMMA ATTUAZIONE PRESCRIZIONI CTR
10.12.02 ED OSSERVAZIONI CTR 1 APRILE 2003**

Prescrizioni del CTR 10.12.2002	Programma attuazione e completamento proposto dalla soc. API Raffineria	Osservazioni del CTR del 01.04.2003
Completare la definizione del grado di resistenza al fuoco delle strutture della raffineria entro il mese di febbraio 2003.	Consegnato report 28.2.03	
Definire le specifiche tecniche per l'adozione di nuovi standard interni di riferimento per il fire proofing entro il mese di marzo 2003.	Consegnato report 28.2.03	
Incrementare costantemente il grado di comprensione di procedure e permessi e la relativa azione di formazione ed informazione sul personale in campo.	Già in atto	Il CTR prende atto di ciò che il gestore ha già messo in opera per l'adempimento della prescrizione e, poiché trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo, rimanda alla prossima verifica ispettiva del sistema di gestione della sicurezza il riscontro circa l'effettivo raggiungimento dell'obiettivo fissato.
Istituire piani di verifica dei sistemi di blocco ed allertamento del traffico ferroviario.	Già in atto	Il CTR prende atto di ciò che il gestore ha già messo in opera per l'adempimento della prescrizione e, rimanda alla prossima verifica ispettiva del sistema di gestione della sicurezza il riscontro delle procedure adottate.
La attività di formazione ed addestramento dovrà essere maggiormente rivolta alle problematiche gestionali ed operative degli impianti, mettendo in evidenza i pericoli ad essi legati e le corrette modalità operative.	Già in atto	Il CTR prende atto di ciò che il gestore ha già messo in opera per l'adempimento della prescrizione e, poiché trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo, richiede al gestore che venga effettuata una apposita attività addestrativa periodica al riguardo.



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

<p>Gli addetti ed in genere chi entra nelle zone potenzialmente coinvolte dai rilasci di sostanze tossiche ipotizzati nel piano di emergenza di raffineria, dovranno essere opportunamente istruiti sui pericoli e dotati di appositi dispositivi di protezione.</p>	<p>Già in atto</p>	
<p>Minimizzazione errori umani mediante l'uso esteso delle procedure operative, manutentive e gestionali e soprattutto dei controlli sulla loro corretta applicazione.</p>	<p>Già in atto</p>	<p>Il CTR prende atto di ciò che il gestore ha già messo in opera per l'adempimento della prescrizione e, poiché trattasi di una attività che deve essere mantenuta nel tempo, rimanda alla prossima verifica ispettiva del sistema di gestione della sicurezza il riscontro circa l'effettivo raggiungimento dell'obiettivo fissato.</p>
<p>Le capacità dei bacini di contenimento (cordolature) sottostanti le tubazioni fuori terra abbiano capacità pari all'hold-up delle tubazioni più grandi.</p>	<p>Già in atto</p>	
<p>Nel caso in cui la procedura di ispezione acustica determini un grado D e E e/o 4 e 5 si predispongano idonei sistemi di controllo del sottosuolo dei bacini al fine di individuare l'eventuale diffusione di prodotto. Qualora il sistema di controllo riscontri situazioni che facciano ipotizzare un rilascio da parte dei serbatoi monitorati, i serbatoi vengano immediatamente messi fuori servizio e svuotati nei tempi tecnici più brevi possibili.</p>	<p>Già in atto</p>	
<p>L'API stessa si renda parte attiva nel permettere l'attracco ai propri terminali soltanto alle cisterne che rispondono agli standard di sicurezza corrispondenti alle migliori tecnologie attualmente consentite.</p>	<p>Già in atto</p>	<p>Il gestore dovrà rispettare il Decreto del Ministro Infrastrutture e trasporti del 21.3.2003 (g.u. n. 53 del 5.03.2003).</p>
<p>Utilizzare per l'approvvigionamento e la spedizione di oli minerali unicamente navi che garantiscano contemporaneamente il rispetto della normativa internazionale, comunitaria e nazionale in materia di sicurezza della navigazione e di trasporto delle merci pericolose ivi comprese le attrezzature di carico/scarico dei prodotti a bordo nave, i sistemi di pompaggio e le relative tubazioni.</p>	<p>Già in atto</p>	



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

<p>Nell'eventualità di sversamenti accidentali di prodotto in mare durante le usuali operazioni di carico/scarico delle navi, l'Api provveda immediatamente all'adozione del "Sistema di pronto intervento" di cui al documento "Studio sugli effetti ambientali dei potenziali incidenti nelle installazioni marittime della raffineria di Falconara M.ma", per rilasci fino a 10 mc.</p>	<p>Già in atto</p>	<p>Per ciò che attiene alla revisione qualitativa e quantitativa dei materiali e degli apprestamenti antinquinamento, il CTR viene informato dal rappresentante della Autorità Marittima che la stessa ha in fase di revisione il Piano di pronto intervento e dal Rappresentante della Autorità Portuale che verrà a breve convocata la conferenza di servizio di cui al D.M. n. 263 del 16.03.2001. Il CTR ritiene che in quelle sedi sia opportuno individuare il potenziamento di attrezzature e mezzi antinquinamento di cui il gestore si dovrà dotare.</p>
<p>Tutte le modifiche proposte dalla soc. Api, che il CTR condivide e fa proprie, nonché le ulteriori prescrizioni suggerite dal CTR, dovranno costituire occasione di aggiornamento dei rispettivi sistemi e procedure di gestione integrata della sicurezza e dell'ambiente.</p>	<p>Già in atto</p>	
<p>Gli interventi sia impiantistici che gestionali predisposti da API, atti a ridurre l'entità delle conseguenze di un rilascio che interessi la strada e la ferrovia, (sistema di monitoraggio delle eventuali fughe di gas e vapori infiammabili, sistema di intercettazione rapida del traffico ferroviario) dovranno essere sottoposti a periodiche verifiche e controlli al fine di mantenerne la continua e sicura disponibilità, nonché venga esercitato alle procedure di impiego in caso di necessità il personale che ne ha in carico la gestione.</p>	<p>Già in atto</p>	
<p>Ai fini dell'aggiornamento del piano di emergenza della Raffineria, si potranno prendere a riferimento i seguenti eventi incidentali che hanno effetto fuori del confine di Raffineria.</p>	<p>Già in atto</p>	



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

Protezione al fuoco delle strutture: Effettuare l'analisi per adottare ulteriori protezioni, sulla base di hold up significativi, entro il mese di maggio 2003.	Maggio 2003	
Gas detectors: il programma di attuazione che sarà adottato dal gestore dovrà essere preventivamente sottoposto all'approvazione tecnica da parte del CTR sia per la localizzazione degli impianti che per i tempi di realizzazione.	Maggio 2003	Il CTR resta in attesa del programma di attuazione entro il mese di maggio 2003
Protezione al fuoco delle strutture: nelle more della adozione degli standard per la protezione al fuoco, si invita l'azienda a predisporre tutti gli accorgimenti gestionali e organizzativi ritenuti utili ai fini della sicurezza.	Maggio 2003	Gli accorgimenti previsti dovranno essere formalizzati dal gestore tramite apposita disposizione di servizio e dovranno prevedere apposita formazione ed informazione degli operatori interessati.
Rilevatori di gas: nelle more della adozione del programma di attuazione, si invita l'azienda a predisporre tutti gli accorgimenti gestionali e organizzativi ritenuti utili ai fini della sicurezza.	Maggio 2003	Il CTR resta in attesa di una precisa e dettagliata indicazione degli accorgimenti previsti entro il mese di maggio 2003. Inoltre tali accorgimenti dovranno essere formalizzati dal gestore tramite apposita disposizione di servizio e dovranno prevedere apposita formazione ed informazione degli operatori interessati.
Entro 6 mesi dalla data del presente verbale, dovrà essere redatta l'anagrafe del sistema fognario oleoso.	Giugno 2003	
il CTR invita GRTN ed API raffineria ad approfondire i rapporti di collaborazione al fine di individuare e mettere in atto le migliori tecniche possibili per garantire l'affidabilità e la continuità dell'erogazione della energia elettrica.	Dic 2003	
Il Gestore, oltre a mettere in atto le prescrizioni evidenziate nei tempi tecnici strettamente necessari, aggiorni il rapporto di sicurezza, uniformandolo anche a quanto richiesto, entro 18 mesi dalla conclusione dell'istruttoria. Nel Rapporto di Sicurezza il gestore dovrà: ➤ Esplicitare di volta in volta le	Giugno 2004	



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

<p>motivazioni inerenti le scelte degli indici adottati, in modo da evitare riferimenti continui al complesso Rapporto di Sicurezza generale;</p> <ul style="list-style-type: none">➤ provvedere alla verifica puntuale di tutti i fattori di rischio, delle compensazioni e motivazioni adottate in modo da correggere, anche alcune inesattezze formali presenti nell'attuale versione del R.d.S.;➤ gli eventi presi in considerazione nel piano di emergenza dovranno essere presi in considerazione anche nella analisi del rischio;➤ I valori delle probabilita' di impatto di aeromobili sono dello stesso ordine di grandezza di altri eventi incidentali riportati nel RdS; tale interazione deve essere presa in debita considerazione, anche per il fatto che tali valori sono direttamente proporzionali al numero delle movimentazioni;➤ Effetto domino: il lavoro individua tematiche da approfondire in un possibile sviluppo delle analisi di rischio dello stabilimento e puo' rappresentare un utile riferimento , seppur con tutte le limitazioni indicate dal Gestore, per una preliminare individuazione degli interventi da predisporre ai fini del conseguimento di un maggiore livello di sicurezza nei confronti degli eventi che impattano all'esterno dello stabilimento. <p>Per le finalita' derivanti dall'applicazione del D.Lg.vo 334/99, tale metodologia potrà essere applicata nella prossima stesura del rapporto di sicurezza anche per la individuazione degli effetti domino con impatto all'interno dello stabilimento con riferimento ad una campionatura significativa degli eventi di maggiore rilevanza.</p> <ul style="list-style-type: none">➤ Tenuto conto che la Regione Marche, come comunicato all' Ispett.to Reg.le VV.F. Marche con nota prot. 11221 del 17.9.02, ha		
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

recentemente classificato parte dell'area occupata dalla Raffineria ad alto rischio di esondazione, si ritiene che il Gestore nella prossima stesura del rapporto di sicurezza debba necessariamente approfondire l'individuazione delle sequenze incidentali e delle relative conseguenze derivanti dagli eventi esterni in questione.		
Vengano individuati ed attuati tutti i possibili interventi finalizzati ad abbassare la frequenza di accadimento delle problematiche procedurali genericamente indicate nel ramo destro dell'albero dei guasti riportato nell'all. 20 del RdS e/o la magnitudo dell'evento incidentale.	Giugno 2004	Il CTR richiede al gestore di predisporre entro maggio 2003 una stima del miglioramento, in termini di frequenza attesa per l'evento "perdita di contenimento da unità alta pressione", in seguito alla adozione di nuovi procedure di controllo, sistemi di blocco, sistemi di rilevazione gas procedure gestionali ed altri accorgimenti adottati.
Proteggere in modo adeguato la portineria nei confronti delle sovrappressioni ipotizzate, con particolare riguardo ai sistemi di gestione delle emergenze ivi dislocati.	Luglio 2004	Il CTR ribadisce che la protezione della portineria dovrà riguardare le persone, le attrezzature ed i sistemi ivi presenti. Si resta in attesa di conoscere i lavori previsti entro maggio 2003
Migliorie impiantistiche concernenti la sicurezza antincendio del pontile petrolifero della Raffineria, che non risultano ad oggi ancora attuate. Le migliorie riguardavano sostanzialmente quanto di seguito sintetizzato: (a) Realizzazione di sentieri freddi in prossimità delle zone di carico (b) Protezione di ognuno dei posti operatori con monitori (3) motorizzati e telecomandati da posizione sicura (c) Attivazione motorizzata di 5 monitori/versatori di schiuma per ogni punto di carico (d) Presenza continua a bordo nave di personale addetto al rapido sgancio cavi in caso di necessità (e) Installazione di dispositivi di sgancio rapido manichette di travaso	Agosto 2004	



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

<p>(f) Procedure di ispezione rete idrica antincendio pontile di tipo avanzato</p> <p>(g) Installazione di un ulteriore serbatoio di liquido schiumogeno da 12 mc.</p>		
<p>Riduzione da 5 a non oltre 3 anni del termine previsto dall'API per la conclusione delle ispezioni ai serbatoi definiti critici (quelli contenenti grezzo, benzine, MTBE, gasoli) con la nuova tecnica tramite emissione acustica.</p>	Dic 2005	
<p>Gli standard per la protezione al fuoco delle strutture che saranno adottati dal gestore ed il programma di attuazione, dovranno essere preventivamente sottoposti all'approvazione tecnica da parte del CTR.</p>	Dic 2005	<p>Il CTR richiede al gestore di mettere in opera, successivamente alla attuazione del programma proposto, l'estensione della protezione al fuoco anche delle strutture che abbiano hold-up inferiore alle 5 tonnellate.</p>
<p>Gas detectors: sono stati prescelti i criteri desunti dalle specifiche della Shell DEP 80.47.10.30 e DEP 32.30.20.11 che identificano i principi secondo i quali i rilevatori di gas tossici ed infiammabili devono essere posizionati sia in prossimità dei componenti d'impianto che lungo il perimetro dello stesso. Poichè tali criteri allo stato attuale non sono stati applicati integralmente, l'adozione degli stessi, o di altri analoghi, dovrà essere estesa per tutte le aree della raffineria ove si possano verificare fughe di gas tossici o infiammabili.</p>	Dic 2005	
<p>Prevenzione effetti domino:</p> <ul style="list-style-type: none">➤ installazione sistema raffreddamento a diluvio per T1801, D2501, T2501, T2502, T2801, D2631; T3201➤ adeguamento dell'isolamento al fuoco di R2801, T2630;➤ installazione di valvole di intercettazione azionabili a distanza sull'aspirazione delle pompe P1817, P2508, P2801, P3209 e del compressore C2501.	Dic 2006	<p>Il CTR richiede al gestore di evidenziare nel programma dei lavori da effettuare, che dovrà essere presentato entro maggio 2003, gli interventi atti a ridurre le probabilità e/o le conseguenze del top-event n.7, dando a questi interventi la necessaria priorità.</p>



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

<p>➤ Proceduralizzare le verifiche dell'efficienza degli impianti asservimento della MOV in aspirazione alla pompa P2506 al segnale di rivelazione gas da parte di detector (riduzione del tempo della perdita a 40 sec), con conseguente significativo abbassamento dei valori delle frequenze calcolate;</p> <p>➤ di messa a terra su tutti i tanks a tetto fisso ed elementi connessi;</p> <p>➤ installare, previa valutazione dei rischi, arrestatori di fiamma sui vent di tutti i tanks a tetto fisso contenenti gasolio;</p> <p>➤ eliminare o intercettare, previa valutazione dei rischi, il serpentino di riscaldamento del TK 402</p> <p>inserire allarmi per alta temperatura e sistemi di controllo sulle linee di alimentazione ai serpentini di riscaldamento ove non già presenti, con particolare riferimento sui TI 31230 e 3244 delle linee di gasolio a stoccaggio (TK 327 e TK 328) rispettivamente in uscita da E 3116 e E 3252.</p>		
<p>Entro il termine di 5 anni dalla data del presente verbale dovrà essere testato a campione lo stato delle fognature oleose per verificare l'attendibilità della suddetta matrice.</p>		
<p>Il controllo dello stato dei fondi dei serbatoi tramite la nuova tecnica di emissione acustica venga estesa anche ai serbatoi classificati non critici, da concludersi entro 5 anni</p>	<p>Dic 2007</p>	
<p>A lavori ultimati tutti i serbatoi contenenti liquidi di Cat.A dovranno disporre di rivelatori di incendio ed essere adeguati agli standard di sicurezza previsti dal Gestore per tali tipologie di serbatoi.</p> <p>Il gestore presenti al CTR il programma di manutenzione dei</p>	<p>Pluriennale: 2004: tk 55 2006: tk 47; 56 2007: tk 12; 14; 2008:tk 59; 2009: tk 23, 24; 2010: tk 61, 128</p>	



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

<p>serbatoi contenenti prodotti di categoria A non ancora adeguati agli standard di sicurezza e controllo adottati per tutti i serbatoi di analoghe caratteristiche in raffineria.</p>		
<p>L'API ha comunicato che la realizzazione di doppi fondi nei serbatoi e la pavimentazione dei bacini saranno realizzati nel corso del programma pluriennale di manutenzione generale dei serbatoi, sulla base di una analisi di rischio del prodotto contenuto nei confronti del suo impatto su suolo e sottosuolo.</p>	<p>2003:TK 51, 206, 328 2004: tk 49, 53, 55, 143, 204 2005: 48, 334 2006: 40, 42, 47, 50, 56, 213, 214, 325 2007: 12, 16, 41, 43, 52, 141, 149, 218, 219 dal 2008 - al 2013 59, 60, 61, 140, 208, da 215 a 220, 322, 325, 327</p>	<p>Il CTR prende atto del programma presentato dal gestore e richiede allo stesso di valutare la fattibilità di accelerare i tempi di realizzazione previsti a programma nel periodo 2008-2013.</p>
<p>Formalizzare, con Ispettorato Vigili del fuoco e Comando Vigili del fuoco di Ancona, un protocollo per l'assistenza professionale, tecnica e strumentale del personale della Raffineria o Consociati in caso di incidenti stradali coinvolgenti autobotti contenenti idrocarburi e/ o altre sostanze pericolose in arrivo e/o in uscita dalla Raffineria.</p>	<p>Comando VVFF</p>	<p>Il CTR sollecita il gestore ed il Comando VVF di Ancona alla formalizzazione del protocollo di collaborazione per l'assistenza in caso di incidenti coinvolgenti autobotti in arrivo/uscita dalla Raffineria.</p>



DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003

Allegato n° 2

al Decreto del Direttore del Dipartimento Territorio e Ambiente n° 18/03 del 30.06.03

Tabella riassuntiva dello stato di avanzamento delle iniziative suggerite dalla Commissione Tecnica d'Ufficio nominata dal TAR Marche con Ordinanza n. 4/2002 e prodotta da API Raffineria S.p.A in allegato al punto 12 della documentazione integrativa trasmessa con nota 701/2003.

N.	Tipo Intervento	Settore	Previsione realizzazione	Note
1a	Integrazione deposito nazionale nel recinto della raffineria	Ambiente	2003	Presente nel budget investimenti 2003
1b	Riduzione dei volumi di stoccaggio mediante eliminazione dei serbatoi di benzina prossimi alla recinzione lato SS16	Sicurezza	2004	Prevista eliminazione serbatoi nn. 201-202 da 10.000 mc/cade nn. 209-210-211 da 6000 mc/cad
2	Recinzione del piazzale esterno verso la strada statale	Sicurezza	2003	Presente nel budget investimenti 2003
3	Ammodernamento degli impianti di protezione del pontile	Sic.+Amb	2004	Finanziato il 30% dell'investimento relativo alla quota parte 2003
4	Realizzazione di idonea impermeabilizzazione (e/o doppi fondi) per i serbatoi di stoccaggio grezzo, benzine e gasoli e installazione di doppie tenute nei serbatoi a tetto galleggiante	Ambiente	Per programma di dettaglio occorre far riferimento all'allegato 9.1 in risposta al punto 9 della documentazione istruttoria	In concomitanza delle manutenzioni generali
5	Completamento pavimentazione nelle aree di processo	Ambiente	Per programma di dettaglio occorre far riferimento all'allegato 9.1 in risposta al punto 9 della documentazione istruttoria	
6	Implementazione dei vecchi tratti della rete fognante	Ambiente	2003	Compresa nelle spese di esercizio 2003
7	Potenziamento dei sistemi di recupero del surnatante di falda (maggiore numero e capacità)	Ambiente	2004	Finanziata al 50% quota parte da realizzare per il 2003
8	Sostituzione del vecchio impianto di desolfurazione del gasolio (HDS2) con impianto di nuova generazione	Qualità prodotti	Da definire	Verrà realizzato in accordo ai tempi previsti dalla normativa comunitaria per la messa in consumo di gasolio a 10 ppm
9	Programma di sviluppo del sistema di protezione antincendio, con rete centralizzata di distribuzione dello schiumogeno ai vari impianti fissi	Antincendio	2003	Presente nel budget investimenti 2003
10	Dotazione del nuovo mezzo antincendio (twin.agent) di Vigili del Fuoco aziendali	Antincendio	2003	Presente nel budget investimenti 2003
11	Acquisizione di certificazione per la gestione della sicurezza e dell'ambiente	Sic.+ Amb.	2003	ISO14001 e OHSAS18001 già ottenuta nel 2002 - registrazione EMAS pianificata per il 2003
12	Installazione di un sistema di recupero dei vapori al carico bitumi	Ambiente	2005	Studio previsto nel 2003
13	Graduale riduzione dei prelievi di acqua dolce	Ambiente		Condizionato da eventuali esigenze pro DM471/99



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

ALLEGATO N. 3

al Decreto del Direttore di Dipartimento Territorio e Ambiente n°18/03 del 30.06.2003

ELENCO PRINCIPALI ATTI AMMINISTRATIVI (DECRETI MINISTERIALI E COLLAUDI) CHE COSTITUISCONO IL PREGRESSO SISTEMA AUTORIZZATORIO DELLA RAFFINERIA API DI FALCONARA MARITTIMA

- 1) D.M. n. 36 in data 15 ottobre 1949, con il quale venne accordata alla SpA ANONIMA PETROLI ITALIANA "API", con sede in Roma, la concessione di effettuare in uno stabilimento sito in Falconara Marittima (Ancona), la lavorazione di tonnellate annue 200.000 di petrolio grezzo, oltre a l 30% di riserva legale;
- 2) DD.MM. n. 752 del 3 gennaio 1953 e n. 3105 del 18 settembre 1956, con i quali la capacità lavorativa del citato stabilimento venne elevata rispettivamente a tonnellate annue 500.000 oltre al 30% di riserva legale ed a tonnellate 1.000.000 di petrolio grezzo oltre al 30% di riserva legale;
- 3) D.M. n. 3371 in data 18 maggio 1957 con il quale la Società concessionaria venne autorizzata ad installare un oleodotto sottomarino collegato allo stabilimento stesso, per il carico e lo scarico delle navi petrolifere;
- 4) DD.MM. n. 4536 del 3 agosto 1960, n. 5162 del 23 agosto 1961 e n. 8504 del 1° marzo 1967 con i quali sono state autorizzate modifiche della costituzione dello stabilimento al fine di elevare la quantità di petrolio grezzo lavorato nello stesso, rispettivamente a tonnellate annue 1.560.000 oltre al 30% di riserva ed a tonnellate annue 3.000.000 oltre al 30% di riserva;
- 5) D.M. n. 9706 in data 5 agosto 1970 con il quale la menzionata Società è stata autorizzata ad ampliare l'area dello stabilimento di Falconara Marittima (Ancona), ad ampliare la capacità del relativo parco serbatoi fino a complessivi mc. 1.381.925, ad installare un nuovo terminale a mare ed un oleodotto sottomarino, nonché a modificare la costituzione degli impianti del predetto stabilimento;
- 6) D.M. n. 10204 in data 11 febbraio 1972 , con il quale è stato consentito, fra l'altro, alla Società "API" di modificare la costituzione del parco serbatoi del predetto stabilimento, elevandone, mediante la costruzione di nuovi serbatoi, la capacità complessiva fino a mc. 1.440.825;
- 7) D.M. n. 10414 del 24 giugno del 24 giugno 1972, con il quale è stata prorogata all'11 febbraio 1992, la validità della concessione relativa all'esercizio della Raffineria di Falconara Marittima;
- 8) D.M. n . 11125 in data 28 luglio 1976, con il quale la Società "API" è stata autorizzata ad ampliare ulteriormente fino a mc. 1.980.675, la capacità del parco serbatoi esistente nel proprio citato stabilimento, nonché ad installare un impianto di pompaggio, collegato con apposite tubazioni al suddetto parco serbatoi, ed apparecchiature ausiliarie varie;
- 9) D.M. n. 11770 in data 20 marzo 1979, con il quale, tra l'altro, è stato prorogato al giorno 28 luglio 1980, il termine per il completamento, da parte della Società API, dell'installazione dei



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

nuovi serbatoi situati nell'ambito della raffineria di Falconara Marittima, autorizzati con D.M. n. 11125 in data 28 luglio 1976;

- 10) D.M. n. 12061 in data 28 luglio 1980, con il quale è stato prorogato fino al giorno 28 luglio 1982, il termine stabilito per il completamento da parte della Società API, dell'installazione dei nuovi serbatoi situati nell'ambito della raffineria di cui è concessionaria la citata Società in Falconara Marittima autorizzati con D.M. n. 11125 del 28 luglio 1976;
- 11) D.M. n. 12201 in data 12 dicembre 1980, con il quale è stata intestata alla SpA API – Raffineria di Ancona – la concessione accordata alla SpA ANONIMA PETROLI ITALIANA "API" per la lavorazione del petrolio grezzo nello stabilimento sito in Falconara Marittima;
- 12) D.M. n. 12764 in data 29 novembre 1982, con il quale la Società API – Raffineria di Ancona – è stata autorizzata ad adibire alla discarica e all'immagazzinamento di metilferbutilene alcune attrezzature della Raffineria ed è stato, inoltre, prorogato al 28 luglio 1984, il termine stabilito per il completamento dell'installazione di nuovi serbatoi, autorizzati con il D.M. n. 11125 del 28 luglio 1976, citato nelle premesse;
- 13) D.M. n. 13099 in data 26 marzo 1984 ("ristrutturazione del ciclo di lavorazione"), con il quale la Società API – Raffineria di Ancona – è stata autorizzata a realizzare o modificare alcuni impianti e serbatoi siti nell'ambito dello stabilimento di cui è concessionaria in Falconara Marittima, con una capacità di lavorazione dello stabilimento di 3.900.000 t/anno di materia prima. Le opere autorizzate con il presente decreto sono state collaudate, ai sensi dell'art. 11 D.P.R. 420/94, in tempi differenti in quanto realizzate in varie fasi. Il 6 – 10 aprile 1987 e 8 – 11 giugno 1987: modifiche sul Visbreaking, nuovo impianto Compressione gas, nuovo impianto di Desolfurazione e stabilizzazione naphtha, modifiche dell'impianto Naphta splitter, modifiche dell'impianto Reforming catalitico, nuovo impianto di Produzione idrogeno, modifiche dell'impianto Desolfurazione catalitica n. 1, modifiche dell'impianto Splitter C3 – C4, nuovo impianto Rigenerazione ammine, nuovo impianto Recupero zolfo (prima linea), rilocamento del serbatoio n. 45 e installazione del serbatoio n. 336 e della nuova Torcia di stabilimento. Il 14 – 16 maggio 1990: modifiche sull'impianto Recupero Zolfo (seconda linea), modifiche all'impianto Vacuum I. Il 9 – 18 – 19 – 20 maggio 1994: installazione di una colonna di preflash sull'impianto Visbreaking, nuovo impianto Vacuum 3, nuovo impianto di Isomerizzazione, nuovo impianto Thermal Cracking;
- 14) D.M. n. 14095 in data 27 febbraio 1987 (ottimizzazione del ciclo di lavorazione"), con il quale la Società API – Raffineria di Ancona – è stata autorizzata a modificare alcuni impianti, nonché a realizzare una nuova unità di isomerizzazione nell'ambito della raffineria di Falconara Marittima. Le opere autorizzate con il presente decreto sono state collaudate, ai sensi dell'art. 11 D.P.R. 420/94, in tempi differenti in quanto realizzate in varie fasi. Il 6 – 10 aprile 1987 e 8 – 11 giugno 1987: nuovo topping I, nuovo impianto di Desolfurazione catalitica n. 2, trasformazione della sezione Desolfurazione naphtha dell'impianto Reforming catalitico in Desolfurazione catalitica e stabilizzazione benzine;
- 15) D.M. n. 14392 in data 24 marzo 1988 con il quale è stata rinnovata, per venti anni, la concessione per l'esercizio dello stabilimento di Falconara Marittima;



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- 16) Ministeriale n. 681978 del 22 agosto 1992, con la quale è stata autorizzata ad effettuare modifiche sull'impianto Naphta Splitter (opere sottoposte a collaudo ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 9 - 18 - 19 - 20 maggio 1994);
- 17) Ministeriale n. 681979 del 22 agosto 1992, con la quale è stata autorizzata la manutenzione straordinaria dell'impianto Reforming Catalitico (opere sottoposte a collaudo ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 9 - 18 - 19 - 20 maggio 1994);
- 18) Ministeriale n. 681980 del 22 agosto 1992, con la quale è stata autorizzata a modificare la posizione planimetrica dell'impianto Vacuum 3 (opere sottoposte a collaudo ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 9 - 18 - 19 - 20 maggio 1994);
- 19) Ministeriale n. 682696 del 2 dicembre 1992 (stralcio SEA), con la quale è stata autorizzata l'installazione di alcuni scambiatori e due pompe di carico sull'impianto di Desolfrazione catalitica n. 2 (opere sottoposte a collaudo ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 26 febbraio 1997);
- 20) Ministeriale n. 695926 del 3 maggio 1993 (stralcio SEA), con la quale sono state autorizzate le modifiche sull'impianto di Desolfrazione catalitica n. 1 per il miglioramento, in termini di efficienza, della capacità di desolfrazione, e le modifiche sull'impianto di produzione idrogeno per aumentare la capacità da 4500 a 5500 Nmc/h (opere sottoposte a collaudo ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 26 febbraio 1997);
- 21) Ministeriale n. 695997 del 10 maggio 1993, con la quale è stata autorizzata ad iniziare i lavori di modifica dell'impianto di Desolfrazione catalitica benzine, consistenti nell'installazione di un secondo reattore e di altre apparecchiature (opere sottoposte a collaudo ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 9 - 18 - 19 - 20 maggio 1994);
- 22) Ministeriale n. 696273 del 14 giugno 1993 (stralcio SEA), con la quale sono state autorizzate le modifiche sull'impianto di Distillazione atmosferica (Topping) per aumentare la capacità di lavorazione da 8000 a 10500 t/g. In sede di collaudo la Commissione ha accertato una capacità di lavorazione di 11640 t/g (opere sottoposte a collaudo ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 26 febbraio 1997) ;
- 23) Ministeriale n. 697279 del 28 ottobre 1993 (stralcio SEA), con la quale è stata autorizzata ad installare il nuovo impianto di stoccaggio di Gpl ricoperto di terra, della capacità di 12000 mc, con relativo sistema di carico (opera sottoposta a collaudo ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 6 ottobre 1997 e il 26 gennaio 1998);
- 24) Ministeriale n. 671364 del 28 luglio 1994 con la quale la Società API è stata autorizzata a realizzare il progetto denominato "Sicurezza, Energia ed Ambiente". Nella presente autorizzazione non sono più comprese le opere che, pur inserite nel progetto, furono separate da questo (stralci SEA di cui sopra) in quanto la loro realizzazione era particolarmente urgente. Le opere autorizzate nella presente ministeriale sono state collaudate, ai sensi dell'art. 11 D.P.R. 420/94, in tempi differenti in quanto realizzate in varie fasi. Il 6 ottobre 1997 e 26 gennaio 1998: rilocazione ed ammodernamento dell'impianto etilazione benzine; nuova fiaccola generale dello stabilimento; TK nn. 27 e 28; nuova desolfrazione catalitica n. 3. Il 21 luglio



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

1998: TK n. 41. Il 19 – 20 ottobre 1999: modifiche sull'impianto recupero zolfo. Il 22 – 23 giugno 2000 e 23 aprile 2001: impianto IGCC);

- 25) Ministeriale n. 671671 del 10 ottobre 1994, con la quale gli impianti Isomerizzazione e Desolfurazione catalitica e stabilizzazione benzine sono stati autorizzati ad esercire con la capacità collaudata dalla Commissione interministeriale in data 9 – 18 – 19 – 20 maggio 1994, maggiore di quella autorizzata con D.M. n. 13099 del 26 marzo 1984;
- 26) Ministeriale n. 724722 del 20 aprile 1995, con la quale è stata autorizzata la sostituzione della colonna di frazionamento sull'impianto Visbreaking e l'installazione di un recipiente di pre-flash sull'impianto Thermal cracking (opere collaudate ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 24 – 25 febbraio 1997);
- 27) Ministeriale n. 724723 del 20 aprile 1995, con la quale è stata autorizzata la modifica dell'impianto Vacuum 3, tramite l'installazione di un recipiente di flash (opere collaudate ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 24 – 25 febbraio 1997);
- 28) Ministeriale n. 727179 del 5 giugno 1995 con la quale la Società API è stata autorizzata ad effettuare lavori di manutenzione ordinaria e straordinaria del terminale marittimo con la contestuale realizzazione di un nuovo accosto (opere collaudate ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 21 luglio 1998);
- 29) Ministeriale n. 728490 del 30 giugno 1995, con la quale sono state autorizzate modifiche sull'impianto Trattamento effluenti – sezione di strippaggio delle acque acide - SWS (opere collaudate ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 24 – 25 febbraio 1997);
- 30) Ministeriale n. 728491 del 30 giugno 1995, con la quale è stata autorizzata ad effettuare delle modifiche sull'impianti Splitter benzine mediante la sostituzione della colonna e l'aggiunta di un refrigerante ad acqua (opere collaudate ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 24 – 25 febbraio 1997);
- 31) Ministeriale n. 728493 del 30 giugno 1995, con la quale è stata autorizzata a rilocere, in apposita area nell'ambito dello stabilimento, lo stoccaggio di olio lubrificante per consumi interni (opera collaudata ex art. 11 D.P.R. 420/94 del 21 luglio 1998);
- 32) Ministeriale n. 952929 del 28 marzo 1996, con la quale è stata autorizzata ad installare un terzo compressore sull'impianto Compressione gas, raggiungendo una capacità di 12000 Nm³/h (opera collaudata ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 6 ottobre 1997 e 26 gennaio 1998);
- 33) Ministeriale n. 823679 del 19 giugno 1996, con la quale la Società API è stata autorizzata a modificare l'impianto Recupero zolfo aumentando la capacità di recupero da 85 t/g a 160 t/g (opera collaudata ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 19 – 20 ottobre 1999, ad una capacità di 122,5 t/g);
- 34) Ministeriale n. 823680 del 19 giugno 1996, con la quale è stata autorizzata ad aggiungere, sull'impianto di Desolfurazione catalitica n. 3, la sezione di produzione idrogeno (opera collaudata ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 6 ottobre 1997 e 26 gennaio 1998);



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

- 35) Ministeriale n. 823681 del 19 giugno 1996, con la quale è stata autorizzata ad apportare alcune modifiche sull'impianto di Isomerizzazione benzine consistenti nell'installazione, sulla colonna T 3401 della sezione di ricircolo dell'impianto, di un ribollitore a vapore ed un refrigerante ad acqua (opere collaudata ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 6 ottobre 1997 e 26 gennaio 1998);
- 36) Ministeriale n. 876084 del 3 febbraio 1997, con la quale è stata autorizzata ad inserire sull'impianto Desolforazione/Deparaffinazione gasoli (U 3200) un drier e le relative apparecchiature ausiliarie (opera collaudata ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 21 luglio 1998);
- 37) Ministeriale n. 217657 del 29 luglio 1998, con la quale è stata autorizzata ad installare, sull'impianto Vacuum 1, un generatore di vapore a bassa pressione, nonché due pompe booster al fine di compensare le conseguenti perdite di carico sul circuito (opere collaudate ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 7 aprile 2000);
- 38) Ministeriale n. 204275 del 25 febbraio 1999, con la quale è stata autorizzata l'installazione di un sistema di abbattimento degli ossidi di azoto (DeNox) sull'impianto IGCC (opera collaudata ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 22 – 23 giugno 2000 e 23 aprile 2001);
- 39) Ministeriale n. 201167 del 19 gennaio 2000, con la quale è stata autorizzata l'installazione di un recipiente di miscelazione sull'impianto IGCC per migliorare le prestazioni della turbina a gas (opera collaudata ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 22 – 23 giugno 2000 e 23 aprile 2001);
- 40) Ministeriale n. 212587 del 29 maggio 2000, con la quale è stata autorizzata a realizzare alcuni interventi sul ciclo Visbreaking/Thermal cracking, al fine di migliorare le operazioni di frazionamento e dei recuperi energetici. Contestualmente la capacità di lavorazione dell'impianto Visbreaking è passata da 6.000 a 4.000 t/g e quella dell'impianto Thermal cracking da 3.250 a 5000 t/g (opera collaudata ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 22 marzo 2001);
- 41) Ministeriale n. 224622 del 17 novembre 2000, con la quale è stata autorizzata ad effettuare un cambio di destinazione dei serbatoi nn. 27, 60, 140, 142 e 143, in ottemperanza alle prescrizioni del Comitato Tecnico Regionale delle Marche del 31 agosto 1999 (opera collaudata ex art. 11 D.P.R. 420/94 il 10/02/2003);
- 42) Ministeriale n. 227550 del 27 dicembre 2000, con la quale sono state autorizzate delle modifiche sugli impianti di desolforazione catalitica (nn. 1, 2, 3) al fine di aumentarne l'affidabilità operativa e di incrementarne l'efficienza energetica, mantenendo inalterata la capacità complessiva del ciclo di desolforazione dei distillati medi (HDS 1: da 2.800 a 2.400 t/g; HDS 2: 1400 t/g, invariata; HDS 3: da 1.800 a 2.200 t/g); (intervento in fase di realizzazione)
- 43) Ministeriale n. 227552 del 27 dicembre 2000, con la quale è stata autorizzata ad effettuare interventi sull'impianto di Rigenerazione ammine, al fine di migliorare le prestazioni ed il recupero energetico dello stabilimento, ferma restando la capacità di trattamento (opera in esercizio provvisorio, prossima a collaudo da parte della Regione Marche);
- 44) Ministeriale n. 227554 del 27 dicembre 2000, con la quale è stata autorizzata ad effettuare delle modifiche sull'impianto Reforming catalitico, al fine di migliorare le prestazioni ed il recupero



**DECRETO DEL DIRETTORE DEL
DIPARTIMENTO TERRITORIO E AMBIENTE N°18/03 DEL 30.06.2003**

energetico dell'impianto, ferma restando la capacità di lavorazione; (intervento in fase di realizzazione)

- 45) Ministeriale n. 227557 del 27 dicembre 2000, con la quale è stata autorizzata ad effettuare delle modifiche sull'impianto recupero zolfo, per migliorarne le prestazioni ed il recupero termico, ferma restando la capacità di lavorazione; (intervento in fase di realizzazione)
 - 46) Ministeriale n. 227560 del 27 dicembre 2000, con la quale è stata autorizzata ad effettuare delle modifiche sull'impianto Vacuum 3, al fine di migliorarne il risparmio ed il recupero energetico, ferma restando la capacità di lavorazione dell'impianto; (intervento in fase di realizzazione)
 - 47) Ministeriale n. 227563 del 27 dicembre 2000, con la quale è stata autorizzata ad effettuare un intervento di recupero termico sul sistema di stoccaggio e carica IGCC mediante l'installazione di due scambiatori (opera collaudata ex art. 11 D.P.R. 420/94, il 10/02/2003)
 - 48) D.M. n. 16872 del 5 febbraio 2001, con il quale è stata autorizzata ad inglobare all'interno del perimetro fiscale della raffineria l'adiacente deposito di oli minerali, di cui è anche concessionaria (opera in esercizio provvisorio, prossima a collaudo da parte della Regione Marche)
-