



*Al Ministro dell'Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

**DI CONCERTO CON IL
MINISTRO PER I BENI E LE ATTIVITA' CULTURALI**

.....
VISTO l'art. 6, comma 2 e seguenti, della Legge 8 luglio 1986 n. 349;

VISTO il D.P.C.M. del 10 agosto 1988, n. 377;

VISTO il D.P.C.M. del 27 dicembre 1988, concernente "Norme tecniche per la redazione degli studi d'impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6 della Legge 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del D.P.C.M. del 10 agosto 1988, n. 377";

VISTO l'art. 18, comma 5, della legge 11 marzo 1988, n. 67; il D.P.C.M. del 2 febbraio 1989 costitutivo della Commissione per le valutazioni dell'impatto ambientale e successive modifiche ed integrazioni; il Decreto del Ministro dell'Ambiente del 13 aprile 1989 concernente l'organizzazione ed il funzionamento della predetta Commissione; il D.P.C.M. del 20 settembre 2005 di istituzione della Commissione per le Valutazioni dell'Impatto Ambientale;

VISTA la richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale presentata in data 7 aprile 2006 dalla Società ENI S.p.A. Divisione Refining & Marketing, con sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1, ed acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot.n.DSA-2006-10737 in data 12/04/2006, concernente il progetto di realizzazione di una unità di Deasphalting e Hydrocracking, finalizzato all'adeguamento delle produzioni di raffineria alle disposizioni della Comunità Europea (Direttiva 98/70/CE del 13/10/1998 e CEE/CEEA/CE n.17 del 03/03/2003) da attuarsi presso la Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi nel Comune di Sannazzaro de' Burgondi (PV).

VISTA la pubblicazione dell'annuncio relativo alla domanda di pronuncia di compatibilità ambientale ed al conseguente deposito del progetto e dello studio di impatto ambientale per la pubblica consultazione avvenuta in data 7 aprile 2006 sui quotidiani "Il Sole 24 Ore" e "La Provincia Pavese";

VISTA la documentazione progettuale, lo Studio di Impatto Ambientale e la documentazione integrativa richiesta nel corso dell'istruttoria della Commissione per la valutazione dell'impatto ambientale e nel corso della Conferenza dei Servizi del 16/6/2006;

VISTO il parere n.855 favorevole con prescrizioni emesso in data 14 dicembre 2006 dalla Commissione per le Valutazioni dell'Impatto Ambientale ;

VISTO che la Società ENI S.p.A., con riferimento al DEC/VIA/7012 del 20/03/2002 con nota del 19/05/2006 ha presentato istanza redatta di atti documentali di sospensione della prescrizione di cui al DEC/VIA/7012 indicata al paragrafo relativo a "realizzazione di previsti interventi di riduzione delle emissioni di raffineria" che prevede "la fermata definitiva della vecchia Turbogas TG2 da 8 MW, con riduzione di NOx, polveri e CO".

AR drc

CONSIDERATO CHE:

- la documentazione tecnica trasmessa consiste in un progetto di modifica della Raffineria ENI R&M di Sannazzaro de' Burgondi, che prevede la realizzazione di una unità di Deasphalting e di una unità di Hydrocracking con i suoi ausiliari (impianto Claus, lavaggio amminico, sour water stripper, torri di raffreddamento, una torcia);
- la presente modifica si inquadra nell'ambito delle realizzazioni necessarie ad adeguare le produzioni di raffineria alle disposizioni della Comunità Europea (Direttive 98/70/CE del 13/10/1998 e CEE/CEEA/CE n.17 del 03/03/2003), recepite nell'ordinamento nazionale con D.P.C.M. n.434/2000, con D.P.C.M. n.29/2002 e con Legge n.306/2003, che impongono a partire dal gennaio 2009 una ulteriore diminuzione della concentrazione di zolfo nelle benzine e nei gasoli fino a 10 ppm rispetto alla concentrazione oggi ammessa di 50 ppm;
- gli interventi proposti riguardano:
 - la realizzazione di un impianto di Deasphalting che avrà lo scopo di estrarre dal prodotto di fondo dell'unità Visbreaker di raffineria, attualmente destinato in parte alla produzione di olio combustibile ed in parte a gassificazione, un taglio più pregiato costituito da distillati pesanti, che costituiscono una alimentazione ideale da inviare in carica agli impianti di conversione per la successiva produzione di gasoli e benzine. In tal modo verrà notevolmente ridotta la quantità del prodotto di fondo e quindi di olio combustibile prodotto dalla raffineria;
 - la realizzazione di un impianto di Hydrocracker che verrà a sua volta alimentato con distillati pesanti, altrimenti destinati alla produzione di olio combustibile, che saranno convertiti in gasoli pregiati ad altissima qualità (ovvero a basso contenuto di aromatici e contenuto di zolfo inferiore a 10 ppm);
 - la realizzazione di un nuovo impianto di Claus per il potenziamento della capacità di recupero dello zolfo necessaria per soddisfare all'aumentata disponibilità di zolfo connessa con la più spinta desolforazione di gasoli e benzine;
 - la realizzazione di impianti ausiliari: desolforazione gas, sistema di blow down per lo scarico in emergenza ("torcia"), circuiti di raffreddamento ad acqua ("torri di raffreddamento").
- gli adeguamenti impiantistici sopra descritti, necessari per conformarsi con le sopra citate direttive "auto oil", oltre a fornire al mercato prodotti fortemente meno inquinanti degli attuali, consentiranno di ottenere un miglioramento complessivo della prestazione ambientale della raffineria attraverso la riduzione delle emissioni di inquinanti in atmosfera, in quanto l'incremento della produzione di *fuel gas* derivante dalla realizzazione dei progetti allo studio consentirà di ridurre l'utilizzo del *fuel oil* come combustibile utilizzato in raffineria. Inoltre l'intervento proposto potrà consentire la razionalizzazione delle risorse idriche attraverso il ricircolo delle acque di processo;



*Al Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

VALUTATO sulla base del predetto parere della Commissione per le Valutazioni d'Impatto Ambientale che:

per quanto riguarda il quadro di riferimento programmatico

- in relazione alla programmazione energetico ambientale, il progetto risulta coerente con i seguenti strumenti di piano e di programma:
 - Strumenti di Controllo delle Emissioni: Protocollo di Kyoto e la Conferenza Nazionale Energia e Ambiente;
 - Disposti normativi riguardanti la qualità dei combustibili:
 - *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 434 del 23 novembre 2000*, in recepimento della Direttiva 98/70/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel;
 - *Direttiva CEE/CEE/CE n. 17 del 3 marzo 2003*, operante modifica della *Direttiva 98/70/CE "Auto-oil"* relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel recepita nell'ordinamento nazionale, con *DPCM n.29/2002* e con *Legge 31/10/2003 n. 306*.
 - *Decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66 "Attuazione della direttiva 2003/17/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel"* che recepisce le direttive precedenti, il quale stabilisce, al fine della tutela della salute e dell'ambiente, le specifiche tecniche relative ai combustibili da utilizzare nei veicoli azionati da un motore ad accensione comandata o da un motore ad accensione per compressione. In particolare, l'art. 4 e *Allegato II* forniscono specifiche prescrizioni in merito alla qualità del combustibile diesel, il cui tenore di zolfo non può attualmente superare i 50 mg/kg e, a partire dal 1° gennaio 2009, i 10 mg/kg.
 - *Direttiva del 6 luglio 2005* che modifica la direttiva 1999/32/CE in relazione al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo, non ancora recepita nell'ordinamento nazionale.
 - *Strumenti internazionali e nazionali di controllo delle emissioni: Direttiva (2003/87/CE) approvata il 13 ottobre 2003 dal Consiglio e dal Parlamento europeo; Decreto Legge n.273/2004 (convertito in Legge n.316 del 30/12/2004)*, approvato in Italia il 12 novembre 2004.
- I progetti allo studio (nuovi sistemi di Hydrocracking e Deasphalting) sono coerenti con le disposizioni relative al progressivo incremento del grado di desolforazione dei combustibili previsto dalla normativa di settore.
- Il progetto è compatibile con le norme relative al controllo delle emissioni in atmosfera.
- ENI si è dotata del "Protocollo Eni" che definisce, oltre alle responsabilità delle attività di monitoraggio, le diverse modalità di calcolo per ogni singola sorgente/fonte delle attività Eni. Sulla base di quanto riportato nel protocollo la Raffineria di Sannazzaro ha effettuato per l'anno 2005 la rendicontazione delle emissioni di CO₂ derivanti dalle attività svolte, che sono risultate essere pari a 2.125.411 t CO₂/anno.

DRB AR

- in relazione alla pianificazione territoriale, secondo quanto riportato nello SIA, il progetto non presenta elementi di incompatibilità con i seguenti strumenti di piano e di programma:
 - Il *Piano Energetico Regionale* che individua, fra le Schede Strumenti, la Scheda 6.8 "Promozione dell'impiego di combustibili puliti e individuazione di fonti energetiche alternative", in cui, fra i combustibili a basso impatto ambientale, suscettibili di serio interesse, oltre all'idrogeno, al biodiesel, alle emulsioni di acqua e gasolio, al metano, al gas di petrolio liquefatto (GPL), vengono compresi anche il gasolio e le benzine a bassissimo tenore di zolfo (10 ppm), come quelle che saranno prodotte tramite gli impianti in progetto.
 - Il *Piano Territoriale Regionale*, iniziato dalla Regione Lombardia nel 2002, precisato e delineato dalla nuova Legge per il Governo del Territorio (LR 11 marzo 2005, n.12).
 - Il *Piano Territoriale Paesistico Regionale*, adottato con DGR VI/30195 del 25/07/1997 ed approvato con DCR VII/197 del 06/03/2001.
 - Il *Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale*. La Raffineria di Sannazzaro ricade, in parte, nel territorio comunale di Sannazzaro de' Burgondi e, in parte, nel territorio del Comune di Ferrera Erbognone, all'interno del territorio provinciale di Pavia.
- Il progetto di adeguamento comporta l'installazione, all'interno del sito della raffineria, di due impianti (Deasphalting e Hydrocracking), entrambi collocati nel territorio di competenza del Comune di Sannazzaro de' Burgondi e dei loro ausiliari, anch'essi ubicati nel Comune di Sannazzaro, con l'esclusione di una torcia che ricade nel Comune di Ferrera Erbognone.
- In base alla zonizzazione del PRG di Sannazzaro de' Burgondi, approvato con *Delibera del Consiglio Comunale n.38 del 03/05/1999*, il progetto di modifica della raffineria verrà realizzato su un'area classificata come "Zona D8 – speciale per impianti petroliferi"; si tratta di una zona omogenea di classe D produttiva a carattere industriale, ai sensi del *D.L. n. 1444 del 2 aprile 1968*, utilizzata da impianti speciali disciplinati dalle specifiche leggi in materia, che prevalgono sulle disposizioni del PRG.
- In base al Piano Regolatore di Ferrera Erbognone, approvato con *Delibera del Consiglio Comunale n.47948 del 28 gennaio 2000*, l'area della raffineria è classificata come Zona Industriale Artigianale di espansione soggetta a Piano Attuativo.
- Sono state individuate aree di tutela SIC o ZPS entro l'area Vasta Considerata di circa 10 km intorno al sito di raffineria. Tali aree protette sono:

pSIC/ZPS	Nome Sito	Cod. Natura 2000	Distanza dallo Stabilimento	Direzione
Provincia di Pavia				
pSIC	Boschetto di Scaldasole	IT2080008	2,5 km.	Nord
pSIC	Garzaia della Cascina Notizia	IT2080009	7,8 km.	Ovest



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

pSIC/ZPS	Nome Sito	Cod. Natura 2000	Distanza dallo Stabilimento	Direzione
pSIC	Garzaia di Gallia	IT2080012	1,3 km.	Ovest
ZPS	Risaie della Lomellina	IT2080501	4,8 km	Ovest
Provincia di Alessandria				
pSIC	Confluenza Po - Sesia - Tanaro	IT1180027	5,5 km	Sud - Ovest
ZPS	Confluenza Po - Tanaro	IT1180007	5,5 km	Sud Ovest

- In relazione al Piano Regionale di Risanamento della Qualità dell'Aria la presenza della raffineria all'interno dei comuni di Sannazzaro de' Burgondi e di Ferrera Erbognone comporta la loro classificazione come "Zona di risanamento di tipo A", dove la Regione predispone i piani integrati per il raggiungimento dei valori limite entro i termini stabiliti. Tutti i comuni ad essi limitrofi rientrano nella zona di mantenimento.
- La Raffineria ENI di Sannazzaro, ha ottenuto nel 2004 l'esclusione da VIA per il progetto di adeguamento con Tecnologia CD-Tech dell'impianto FCC, necessario per incrementarne la desolforazione della nafta denominata LCN (Light Cracking Naphtha). Tale impianto permette attualmente di raggiungere l'obiettivo di 50 ppm di zolfo nelle *benzine* (vigente a partire dall'anno 2005) ed è in grado di assicurare la produzione di *benzine* a 10 ppm di zolfo (contenuto massimo consentito a partire dal 2009).
- I progetti proposti sono invece focalizzati alla produzione di *gasoli* di alta qualità. L'attuale assetto della Raffineria di Sannazzaro risulta infatti adeguato per assicurare un prodotto con 50 ppm di zolfo, ma, secondo quanto affermato dal proponente, non è ad oggi in grado di produrre gasoli con il contenuto di zolfo richiesto, a partire dal 2009 dalla legislazione di settore.
- Risulta in corso l'istruttoria ex Decreto Legislativo n.334/1999 in materia di rischi rilevanti, relativamente all'aggiornamento del Piano di Sicurezza in funzione all'adeguamento progettuale oggetto della presente procedura.
- Relativamente agli adempimenti previsti dal D.M. n.471/1999, nel Marzo 2003 la Società ENI S.p.A. ha presentato il "Piano di Caratterizzazione del Sito"; i risultati della caratterizzazione hanno evidenziato per le aree di pertinenza della raffineria la sostanziale conformità del terreno ai limiti previsti dal D.M. n.471/1999 per i siti ad uso commerciale e industriale, mentre è stata riscontrata presenza di prodotti idrocarburi residui, legata ad una situazione di

CRS AR

inquinamento "datata", rilevata in corrispondenza della zona di fluttuazione della tavola d'acqua, ed influenzata dalle oscillazioni stagionali della stessa.

- Il gruppo di lavoro appositamente costituito con decreto dalla Regione Lombardia e composto da rappresentanti della Regione, dell'Arpa Dipartimento di Pavia, del Servizio Bonifiche e Siti Inquinati della Provincia di Pavia e delle Amministrazioni comunali interessate, ha espresso parere positivo alle proposte di intervento formulate in base ai risultati del piano di caratterizzazione. Tali proposte hanno costituito la base per la redazione del progetto preliminare di bonifica, approvato nel Luglio 2003. Il "Progetto Definitivo di Bonifica - fase 1" è stato approvato nel gennaio 2004 (*Decreto del Dirigente dell'Unità Organizzativa Gestione Rifiuti n. 37 del 08/01/2004*) e le opere sono state realizzate e completate nel marzo 2004. Sulla base dei risultati delle sperimentazioni e dell'effetto delle opere realizzate nella prima fase del progetto, nel febbraio 2005 è stato presentato dalla Raffineria il "Progetto definitivo di bonifica - fase 2", approvato dalla Regione Lombardia con *Decreto del Dirigente dell'Unità Organizzativa Gestione Rifiuti n. 2592 del 23/02/2005*.
- La situazione autorizzativa, aggiornata al Novembre 2005, è riassunta nella tabella che segue:

Autorizzazione	Situazione (2005)	Emessa da	Data Emissione	di Scadenza	Note
Autorizzazione all'esercizio		Ministero			10.000 kt/anno
Autorizzazione alla continuazione delle emissioni (ex art 12 DPR 203/88): bolla di raffineria	domanda presentata 10/07/89 e seconda istanza in data 31/07/98				
Autorizzazione alle emissioni (DPR 203/88): impianti Visbreaker, Recupero Zolfo (Zolfo 3), Naphta Hydrobon, Centrale Termoelettrica (2), Isomerizzazione benzina leggera (Tip-Isosiv)	DM 15263	Ministero Industria, Commercio ed Artigianato	12/04/1991		
Autorizzazione alle emissioni (DPR 203/88): impianti Cracking Catalitico (FCC), Scot - Recupero Zolfo (Zolfo 2)	prot. n° 680680	Ministero Industria, Commercio ed Artigianato	06/03/1992		



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

Autorizzazione	Situazione (2005)	Emessa da	Data Emissione	di Scadenza	Note
Autorizzazione alle emissioni (DPR 203/88): impianti Produzione Idrogeno, Unicracker	prot. n° 695442	Ministero Industria, Commercio ed Artigianato	03/03/1993		l'installazione di analizzatori in continuo sui camini S01, S05, S13 e S14 e il rispetto di specifici valori massimi di emissioni (espressi in flusso di massa dell'intera Raffineria ed in condizioni di massimo carico di petrolio distillato: 10.000.000 t/anno), sintetizzabili in: SO ₂ = 1.163 kg/h; NO ₂ = 863 kg/h
Autorizzazione alle emissioni (DPR 203/88) impianto CD-Tech	Decreto 12874	Regione Lombardia	22/07/2004		
Autorizzazione scarichi idrici (ex art. 45 D.Lgs 152/99)	provvedimento n° 06/2005-AQ	Provincia di Pavia	12/01/2005	12/01/2009	rispetto limiti Tabella 3 allegato 5 D.Lgs. 152/99
Autorizzazione scarica rifiuti ex art. 28 D.Lgs. 22/97	DGR n° 41313 del 05/02/1999 (rinnovo DGR n° 18598 del 05/08/2004)	Regione Lombardia	05/08/2004	05/08/2009	
Autorizzazione al prelievo idrico da pozzi					Iter in corso
Nulla Osta utilizzo sorgenti radioattive	Prot. n° 32611SIC Proc n°1997	Prefetto della Provincia di Pavia	21/09/2004		
Impianto Rose Deasphalting & Heat Medium System	Prot. Y1.2005.0009771	Regione Lombardia	10/10/2005		Nulla osta non aggravio di rischio ex D.Lgs. 334/99 Legge Regionale 19/2001

VR

Autorizzazione	Situazione (2005)	Emessa da	Data Emissione	di Scadenza	Note
Impianto Rose Deasphalting & Heat Medium System	Prot. 18122-11/3117	Comando Provinciale Vigili del Fuoco - Pavia	7/11/2005		Parere conformità progetto
Impianto Isocracker ed Unità associate	Richiesta da Eni a Regione Lombardia di esame Rapporto di Sicurezza Preliminare ai fini ottenimento NOP (nulla osta preventivo)		5/9/2005		Istruttoria in corso
Autorizzazione Integrata Ambientale secondo art. 5, comma 7 del DLgs 59/05	Richiesta da Eni a Ministero ambiente il 28/6/06				Istanza ricevuta Min Amb N° prot.DSA/2006/1752 8 del 3/7/06, pratica DSA-RIS-AIA-00 (2006.0038) in attesa di definizione modalità di pagamento

- La situazione autorizzativa relativa alle emissioni in atmosfera sopra riassunta risulta conforme alle norme vigenti e risulta in corso l'istruttoria ex Decreto Legislativo n.334/1999 in materia di rischi rilevanti, relativamente all'aggiornamento del Piano di Sicurezza in funzione all'adeguamento progettuale oggetto della presente procedura.

VALUTATO CHE:

per quanto riguarda il quadro di riferimento progettuale

Stato attuale

- La raffineria è posizionata a circa 1 km ad Ovest del centro abitato di Sannazzaro de' Burgondi ed a circa 1 km a Sud-Est dell'abitato di Ferrera Erbognone; il capoluogo di provincia è ubicato a circa una decina di chilometri in direzione Est.
- La Raffineria ha oggi una capacità di lavorazione di 10 Milioni t/anno di greggio e occupa un'area di 230 ettari.
- Gli approvvigionamenti avvengono prevalentemente tramite condotta, essendo il sito collocato lungo la direttrice dell'oleodotto dell'Europa Centrale per il trasporto del greggio, da Genova sino alla Svizzera.



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

- La principale materia prima utilizzata in raffineria è il petrolio grezzo, che alimenta i diversi cicli produttivi.
- Altre materie prime impiegate in raffineria sono i prodotti petroliferi semilavorati, metanolo, catalizzatori ed altri chemicals utilizzati prevalentemente negli impianti di trattamento reflui liquidi e gassosi.
- I prodotti finiti e le materie prime sono stoccati in serbatoi, tutti dotati di dispositivi antincendio, di caratteristiche diverse in funzione del tipo di prodotto in esse contenuto.
- Il trasporto di prodotti finiti e semilavorati all'esterno della raffineria è garantito da un articolato sistema di oleodotti, che collega il sito di Sannazzaro a vari depositi del Gruppo nelle regioni Piemonte, Lombardia ed Emilia.
- Una piccola parte di prodotti sono trasferiti all'esterno della raffineria mediante la spedizione di autobotti e ferrocisterne caricate in apposite pensiline dedicate, dotate di adeguati sistemi per la riduzione delle emissioni diffuse.
- Le principali produzioni sono:

	Milioni t/anno
Benzine	3,3
Jet fuel (principalmente per l'aeroporto di Malpensa)	1,2
Diesel	3,4

- L'evoluzione del mix % prodotti della raffineria è riportato nella seguente tabella:

Produzioni (% sul lavorato)	1992	oggi
Benzine	26	34
Jet fuel	5	11
Gasoli	36	37
Olio Combustibile	22	7
Altri	11	11
Totali	100	100

- Le capacità dei principali impianti di processo sono:

CRi
AR

Principali processi	Milioni t/anno
Capacità ai TOPPING (distillazione primaria)	10,0
Capacità ai Reformers e TIP	1,7
Capacità DESOLFORAZIONE DISTILLATI	3,2
Capacità FCC	2,0
Capacità HDC	1,8

- La raffineria di Sannazzaro è una raffineria "complessa", cioè in grado di convertire gli idrocarburi pesanti contenuti nella carica in distillati leggeri, è infatti una delle 7 raffinerie italiane dotate di impianto di cracking (FCC), che ha lo scopo di convertire idrocarburi pesanti in prodotti leggeri, principalmente GPL, benzina e in parte gasolio. In questo processo di cracking anche parte dello zolfo presente nella carica viene trasformato in H₂S (idrogeno solforato) e quindi rimosso dai prodotti.
- Tutta l'energia utilizzata nell'attuale ciclo di produzione della raffineria deriva da energia termica ed elettrica prodotta dalla stessa raffineria e da una aliquota di energia elettrica importata dalla rete ENEL.
- Nel 2004 è inoltre entrata in esercizio la *Centrale a Ciclo Combinato EniPower*, che fornisce alla raffineria solo energia sotto forma di vapore. Essa è composta da tre gruppi a ciclo combinato, due alimentati a gas naturale ed uno alimentato con una miscela di gas naturale e gas di sintesi, per una potenzialità totale di circa 1.000 MW elettrici.
- Il gas naturale è prelevato dalla rete nazionale, il gas di sintesi è fornito dall'*Impianto di Gassificazione* di raffineria, in grado di convertire in gas combustibile (gas di sintesi o syngas) 50 t/h di idrocarburi pesanti provenienti dalla raffineria.
- La *Centrale Termoelettrica* di raffineria (CTE) ha invece lo scopo di fornire l'energia necessaria agli impianti, sotto forma di vapore, energia elettrica e aria compressa.
- L'energia termica necessaria per i processi di raffineria è prodotta in forni dedicati e presenti in ciascuna sezione della raffineria. I combustibili utilizzati in tutti i forni di raffineria sono attualmente: olio combustibile (F.O.) con contenuto massimo dell'1,6% di zolfo prodotto dalla stessa raffineria, gas incondensabili (F.G.) con contenuto massimo di zolfo di 1.000 ppm, provenienti dai processi di produzione.
- Emissioni in atmosfera. Le attività di raffineria generano due tipologie di emissioni: emissioni convogliate ed emissioni diffuse.
- Le emissioni di un singolo forno, o di più forni contemporaneamente, sono raccolte in un sistema di camini.

100 



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

- Le caratteristiche dei camini e delle emissioni dei principali inquinanti di raffineria (SO₂, CO, NO_x, polveri) sono riportate nella Tabella seguente:

Camino	Descrizione	Ore/anno	Portata fumi (Nm ³ /h)	H (m)	Diametro (m)	Temperatura (°C)	SO ₂	NO _x	CO	Polveri	
							kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	
S01	Camino Impianti Topping 1 e Vacuum	8.760	160.549	60	3,6	270	112,61	94,81	39,33	12,64	
S02	Camino Impianto RC2	8.760	7.657	40	1,4	340	0,11	2,92	1,91	0,61	
S03	Camino Impianto RC2	8.760	40.364	47	2,3	280	0,58	18,43	10,01	3,17	
S05 old	Camino Impianto FCC	-	-	50	2,3	-	-	-	-	-	
S05 new	Camino Impianto FCC	8.760	158.800	80	2,5	260	47,88	74,52	39,60	7,49	
S06	Camino Impianto Alchilazione	8.760	9.750	40	1,4	420	0,11	3,89	2,41	0,68	
S07	Camino Impianto Alchilazione	8.760	9.750	40	1,6	420	0,11	3,89	2,41	0,68	
S10	Camino Impianti SRU2/3 Scot	8.760	15.530	100	1,3	350	77,04	1,40	3,82	1,19	
S12	Camino Impianto F50	-	-	65	5	-	-	-	-	-	
S13	Camino Impianti Topping 2, Naphta Hydrobon, Visbreaker, RC3, HDS2, Hydrocracker, Idrogeno	8.760	521.033	120	4,8	290	468,81	230,19	47,55	24,74	
S14	Camino Impianti TG5 - F300, TG6 - F400-	8.760	759.870	120	4,3	160	8,03	352,44	169,20	52,20	
S15	Camino Impianti TIP, ISOSIV, HDS1, HDS3	8.760	65.054	70	2,5	280	2,02	18,29	15,19	4,90	
S16	Camino Impianto Desolforazione benzina da FCC LCN da FCC	8.760	19.400	40	1,5	211	0,81	2,91	1,10	0,10	
Totale							718,09	803,69	332,53	108,40	

BR
AR

- I valori indicati in tabella si riferiscono a valori medi annui alle condizioni di massimo carico e sono derivati dai valori dichiarati nella richiesta di "Adeguamento alle emissioni in atmosfera ex-DPR 203/88", inviata al Ministero dell'Industria il 31 luglio 1998 diminuiti per tener conto dei miglioramenti messi in opera con la messa in marcia dell'impianto a ciclo combinato di EniPower e degli impianti di Desolforazione Catalitica Benzina da Cracking.
- Inoltre, alcuni impianti costruiti dopo il 1989, sono tenuti al rispetto di limiti specifici contenuti nelle pertinenti autorizzazioni.
- Sul territorio della raffineria operano due torce di emergenza per le quali nell'anno 2005 sono state stimate le emissioni riportate nella seguente tabella :

Impianto	CO	NOx	SO ₂
TORCE	11,8	38,4	3,6

- La raffineria di Sannazzaro è dotata di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME).
- Lo SME realizzato presso la Raffineria di Sannazzaro si avvale:
 - di misure in continuo sui sei camini principali (S1, S5 old, S5 new, S10, S13, S14)
 - dei valori calcolati sui restanti camini (S2, S3, S6, S7, S12, S15, S16).
- Lo SME è disponibile in visualizzazione a tutta la raffineria sulla rete intranet locale e nelle sale controllo su una postazione appositamente dedicata al personale operativo d'impianto, il quale attraverso le Procedure del Sistema di Gestione Ambientale consente di eseguire in tempo reale tutte le azioni correttive necessarie a contenere le emissioni entro i limiti di concentrazione autorizzati.
- Nella Tabella seguente sono riportati gli andamenti delle emissioni in atmosfera in tonnellate/anno per gli anni 2000 – 2005, così come calcolati nel bilancio ambientale di raffineria.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NOX	3.935	3.991	3.850	3.486	3.613	3.801
SO ₂	5.203	5.277	5.251	4.635	3.703	3.512
CO	468	502	532	508	854	974
PST	482	475	528	432	215	248

- Allo SME si aggiungono i controlli eseguiti sugli impianti abbattimento zolfo.
- Un analizzatore in continuo è inoltre installato all'uscita dei Sour Water Stripper (SWS) per determinare la concentrazione di NH₃.

Handwritten signature



*Al Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

- Ai fini di garantire il rispetto delle condizioni di "Bolla" e dell'inserimento dei dati/informazioni nel Rapporto Ambientale ENI R&M Annuale viene effettuato:
 - calcolo stechiometrico dei valori di biossido di zolfo, in base a qualità/quantità del combustibile utilizzato;
 - stima dei valori di emissione del biossido di azoto, mediante l'applicazione della formula di "Woolrich";
 - stima dei valori di emissione del particolato (polveri), mediante l'applicazione di fattori di emissione.
- I COV sono determinati semestralmente sui principali camini di raffineria e che poiché le analisi eseguite indicano generalmente valori di concentrazione inferiori ai limiti di rilevanza strumentale non sono state calcolate le emissioni annue.
- A supporto delle valutazioni/calcoli delle emissioni convogliate, sono realizzate periodicamente analisi sperimentali, nei punti di emissione previsti dal DPR 203/1988, da parte di laboratori esterni qualificati, che prevedono rilievi in continuo di: anidride solforosa, ossidi di azoto, monossido di carbonio, ossigeno; campionamenti e analisi di polveri totali, metalli (Ni, Cr, Cd, Pb e V), composti organici volatili.
- Emissioni diffuse Tutti i serbatoi esistenti nel Parco Serbatoi sono soggetti a stima delle emissioni diffuse.
- Per quanto concerne le emissioni diffuse di COV relative agli assetti produttivi degli ultimi anni si ottengono in t/anno i seguenti valori:

anno	2003	2004	2005
emissioni	3016	3167	3199

- E' stata attuata una serie di azioni per limitare la dispersione di inquinanti atmosferici.
- Scarichi idrici. Tutte le acque reflue che interessano le aree della raffineria vengono convogliate all'impianto di depurazione TAE, della capacità di depurazione di 800 m³/h. Oltre all'impianto TAE sono presenti nell'area della raffineria un impianto di trattamento fanghi e due *Sour Water Stripper (SWS)* che hanno il compito di eliminare (strippare) l'idrogeno solforato e l'ammoniaca da quelle acque di processo che, essendo particolarmente acide, non possono essere inviate direttamente all'impianto di depurazione.
- I reflui in uscita dal trattamento biologico dell'impianto TAE vengono immessi nel canale Riazzolo, che a sua volta confluisce nel Fiume Po. Lo scarico finale della raffineria è autorizzato dal *Provvedimento n. 6/2005 - AQ*, rilasciato dalla Provincia di Pavia in data 12 gennaio 2005. Il provvedimento autorizza una portata di acqua reflua pari a 800 m³/h e 7.000.000 m³/anno nel rispetto dei limiti di Tabella 3, *Allegato 5 D.Lgs. 152/1999*.
- Approvvigionamento idrico. La raffineria provvede ai propri fabbisogni idrici attraverso un articolato sistema di approvvigionamento costituito da tre pozzi sotterranei e da due canali superficiali. I prelievi idrici nell'anno 2005 sono stati di circa 7,7x10⁶ m³.

NR
AR

- Per le acque di raffreddamento si utilizza un circuito chiuso a torri refrigeranti ad umido a circolazione forzata che consente di contenere i prelievi idrici entro i valori autorizzati.
- Emissioni sonore. Il territorio circostante la raffineria presenta i limiti acustici di cui al DM 1.3.1991 (70 dBA diurni e notturni). I monitoraggi eseguiti dimostrano il rispetto di tali limiti.
- Rifiuti. L'impianto produce rifiuti pericolosi e non pericolosi, destinati a recupero o smaltimento. All'interno della raffineria di Sannazzaro è presente una discarica di rifiuti, autorizzata con *DGR 41313 della Regione Lombardia del 05/02/1999 (rinnovo DGR 18598 del 05/08/2004)*, a cui sono destinati i rifiuti inertizzati e il catalizzatore esausto raccolto in *big-bags* (per una quantità massima di 450 t/a).
- Esiste inoltre, in raffineria, un'area di "deposito preliminare di rifiuti" per rifiuti speciali e speciali pericolosi autorizzato con Delibera della Provincia di Pavia n. 10/2004-R del 12-2-2004. Tale area di circa 5200 m² può ricevere fino a 550 m³ di rifiuti speciali non pericolosi e fino a 250 m³ di speciali pericolosi.
- Suolo e sottosuolo. E' in atto il "Progetto definitivo di bonifica – fase 2", approvato dalla Regione Lombardia con *Decreto del Dirigente dell'Unità Organizzativa Gestione Rifiuti n. 2592 del 23/02/2005*.

Modifiche progettuali proposte

- Le azioni di progetto previste sono:
 - integrazione di un "Deasphalting" nell'impianto di "Visbreaking"
 - realizzazione di un nuovo impianto di "Hydrocracking";
 - realizzazione impianti ancillari: impianto recupero zolfo (Claus), desolforazione gas, sistema di blow down per lo scarico in emergenza ("torcia"), circuiti di raffreddamento ad acqua ("torri di raffreddamento").

Impianto Deasphalting

- L'impianto *Deasphalting*, di capacità 2.600 t/g, avrà lo scopo di estrarre dal prodotto di fondo dell'unità *Visbreaker*, destinato attualmente alla produzione di olio combustibile ed in parte inviato all'unità di gassificazione, un taglio più pregiato costituito da distillati pesanti; questi ultimi verranno inviati in carica agli impianti di conversione per la successiva produzione di gasoli e benzine.
- In tal modo verrà anche notevolmente ridotta la quantità del prodotto di fondo e quindi di olio combustibile prodotto dalla raffineria.
- L'unità di *Deasphalting* sarà costituita da una sezione di separazione della carica e da una sezione di recupero del solvente utilizzato per la separazione stessa. La carica, costituita dal prodotto di fondo dell'unità *Visbreaker*, sarà separata in una frazione leggera di "Olio Deasfaltato" (DAO), inviata in carica alle unità di conversione della raffineria, ed una frazione pesante, destinata all'unità di gassificazione.



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

- Il calore necessario al processo, che non proviene da recuperi termici interni, sarà fornito mediante un fluido di riscaldamento (Hot-Oil) che raggiungerà il livello termico richiesto all'interno di un nuovo forno alimentato a Fuel Gas e dotato di bruciatori a bassa emissione di NOx.
- Materie prime ed altri materiali. Nella tabella seguente sono elencate le materie prime utilizzate nel processo

Sostanza	Consumi
Visbreaker vacuum TAR	2.600 t/g
Fuel gas	38,6 t/g
Solvente di make-up (isobutano)	55-110 kg/h

- Acqua. Per il nuovo impianto di *Deasphalting*, si stima un fabbisogno idrico aggiuntivo di circa 5 m³/h. Tale aumento di consumo sarà compensato utilizzando l'acqua di scarico dell'impianto biologico che, dopo opportuno trattamento, verrà utilizzata come acqua di make-up alle torri di raffreddamento di raffineria, esistenti ed in progetto. In questo modo oltre a mantenere invariato il consumo idrico di raffineria, si diminuiranno gli scarichi.
- Territorio. La disposizione delle apparecchiature previste occuperà complessivamente un'area di circa 9.000 m² collocata all'interno dell'area di raffineria attualmente non occupata da impianti.
- Emissioni. Nel progetto di adeguamento è prevista un'unica sorgente di emissione, i cui fumi saranno convogliati all'esistente camino S13. Il consumo complessivo di combustibile in alimentazione (*fuel gas*), è stimato in 38,6 t/g.
- Le caratteristiche del flusso emissivo derivante dall'Unità di *Deasphalting* sono riassunte nella seguente tabella.

Camino	Inquinanti Emessi			
	SO ₂	NOx	CO	Polveri
N. Altezza (m) Diametro (m) Portata (Nm ³ /h)	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h
Sorgenti SDA S13 120 4,8 19.003	2,20	2,85	1,90	-

- Effluenti liquidi. Gli effluenti idrici previsti dal nuovo impianto sono:
 - la condensa (circa 4 m³/h) del vapore utilizzato in fase di lavaggio del solvente. L'acqua, di natura acida, verrà inviata a sour water stripper e quindi all'esistente impianto di trattamento chimico-fisico e biologico.

ds
AR

- l'incremento di blow-down delle torri di raffreddamento indotto dalla maggior richiesta di acqua di raffreddamento, come descritto nel precedente paragrafo sui consumi idrici. Tale incremento è trascurabile (circa 0,08 m³/h).
- Rumore e vibrazioni. La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione, garantirà il livello di rumore al perimetro esterno della raffineria in accordo alla normativa vigente e quindi inferiore a 70 dB(A) diurni e 70 dB(A) notturni.
- Rifiuti. Il progetto in esame non prevede una significativa produzione di rifiuti.

Nuovo impianto di hydrocracking

- L'impianto Hydrocracker, di capacità 4.000 t/g, sarà in grado di lavorare gasolio pesante proveniente dall'impianto Vacuum (HVGO), e sarà in grado di produrre diesel, a basso tenore di zolfo (<10 ppm) e a basso contenuto di aromatici, di circa 900 kt/anno. Produrrà un convertito idoneo per la produzione di basi lubrificanti di Gruppo III, che verrà inviato alla raffineria di Livorno per la loro successiva lavorazione.
- La nuova unità, *two stage with recycle*, sarà composta da una sezione di reazione, una sezione di frazionamento dei prodotti di conversione, da una sezione di trattamento dei prodotti leggeri e degli offgas e da una sezione di recupero ed integrazione di idrogeno.
- Sezione di reazione: La sezione di reazione dell'unità di Hydrocracking è costituita da due reattori. Le reazioni avvengono con consumo di idrogeno proveniente dalle unità di produzione H₂ ad alta purezza di raffineria (impianto Steam Reformer via PSA2, di gassificazione via PSA4, di upgrading qualitativo PSA3).
- Sezione di frazionamento: La sezione di frazionamento è costituita da uno stripper e da una colonna atmosferica. In questa fase si realizza la separazione dei prodotti di reazione che costituiranno la carica per la sezione di recupero prodotti leggeri, nafta leggera e pesante, kerosene, diesel e UCO.
- Sezione di recupero prodotti finali leggeri: La sezione è progettata per separare i prodotti di testa dello stripper in fuel gas, GPL e nafta leggera. Il fuel gas è di natura acida, ricco in H₂S, e dopo la fase di separazione è sottoposto a lavaggio amminico prima di essere immesso nella rete Fuel Gas di raffineria.
- Sezione reintegro idrogeno: L'idrogeno alimentato al processo di Hydrocracking proviene dalla rete ad alta purezza di raffineria.
- Gli impianti ausiliari del nuovo impianto di *Hydrocracking* sono:
 - Lavaggio amminico;
 - Sour water stripper;
 - Impianto Claus;

de: BR



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

- Torri di raffreddamento;
 - Unità Torcia.
- Rigenerazione dell'ammina. Tutti i prodotti contenenti H_2S provenienti dalla nuova unità Hydrocracker verranno trattati con dedicati sistemi di lavaggio amminico. Il lavaggio amminico consiste nel "contattare" controcorrente il "prodotto" ricco in H_2S , con ammina MDEA "povera", in grado di assorbire l' H_2S .
 - A valle delle colonne di lavaggio l'ammina "ricca" deve essere rigenerata per poi essere riutilizzata. La rigenerazione dell'ammina avviene tramite riscaldamento ad opportune condizioni di temperatura e pressione in una colonna rigeneratrice, dove l' H_2S viene separato come prodotto di testa colonna e l'ammina, a questo punto "povera", costituisce il prodotto di fondo colonna.
 - L' H_2S viene quindi processato agli impianti Claus, mentre l'ammina "povera", dopo opportuno e controllato raffreddamento, è pronta a nuovo utilizzo ed è ricircolata verso le colonne di assorbimento.
 - Il nuovo impianto sarà, inoltre, dotato di valvole di sicurezza a protezione della muffola da sovrappressioni
 - Sour Water Stripper. In raffineria sono già presenti due unità di strippaggio delle acque acide (SWS2 e SWS3), ma la produzione incrementata di acque acide dalla nuova unità Hydrocracker richiede la costruzione di una nuova unità di strippaggio acque acide, SWS4.
 - La capacità di tale unità sarà tale da coprire non solo la produzione incrementale, ma tale da comportare un incremento della capacità di lavorazione alle unità SWS di raffineria, incrementando così il grado di affidabilità e disponibilità complessivo del sistema di trattamento acque acide.
 - L'acqua strippata si raccoglie come prodotto di fondo colonna e viene in parte riutilizzata come acqua di lavaggio e in parte smaltita nel sistema di trattamento acqua effluenti di raffineria.
 - Impianto Claus. La nuova unità di Hydrocracking comporterà, in seguito all'elevato grado di desolfurazione e denitrificazione raggiunto, una produzione incrementale di circa 400 kg/h di NH_3 e circa 3.500 kg/h di H_2S (provenienti dallo Zolfo e Azoto contenuti nell'HVGO di carica). Questi gas si ritrovano, insieme a quantitativi minori di H_2O e idrocarburi leggeri, nel gas acido proveniente dalla testa della nuova colonna di rigenerazione dell'ammina (DESGAS4) (prevalentemente H_2S) e nel gas acido di testa della nuova unità di strippaggio delle acque acide (SWS4) (una miscela di H_2S , NH_3 e H_2O).
 - Non essendo ammissibile la combustione di tali gas, né la loro immissione in atmosfera tal quali, questi devono essere trasformati negli impianti Claus, dove:
 - l' NH_3 viene trasformata in azoto e H_2O ,
 - l' H_2S viene trasformato in zolfo elementare (recuperato e venduto come prodotto liquido e solido) e H_2O .

DR: 

- Non essendo possibile assorbire detta produzione incrementale di gas acidi alle esistenti unità Claus (SRU2 e SRU3), si rende necessaria la costruzione di una nuova unità Claus (SRU4) comprensiva del trattamento dei gas di coda.
- La nuova unità Claus lavorerà in parallelo alle unità esistenti.
- L'unità SRU4 sarà di tipo tradizionale, ad aria non arricchita con ossigeno, e sarà costituita da:
 - bruciatore principale;
 - reattori catalitici;
 - condensatori dello zolfo in forma liquida;
 - trattamento dei gas di coda, con conversione dell' SO_2 effluente dal processo Claus in H_2S e suo assorbimento in colonna di lavaggio e quindi rilavorazione a unità Claus per garantire una conversione complessiva del 99,5%;
 - inceneritore catalitico dell' H_2S residuo (pari a meno dello 0,2% dello zolfo equivalente in carica all'unità Claus) a SO_2 prima dell'immissione in atmosfera.
- La capacità della unità SRU4 sarà pari a 100 t/giorno di zolfo in carica, quindi superiore alla produzione massima incrementale prevista dovuta al nuovo Hydrocracker (massimo 84 t/giorno). Si otterrà quindi un incremento della capacità totale di trattamento di gas acidi raffineria, garantendo quindi complessivamente un incremento medio della performance (in termini di recupero dello zolfo e quindi riduzione dell'emissione di SO_2) e dell'affidabilità del processo di desolforazione dei gas e recupero zolfo nel suo insieme.
- Torri di raffreddamento. L'unità Hydrocracker e le unità ancillari (SWS4 e DESGAS4) comporteranno l'installazione di nuovi refrigeranti ad acqua. Per questo al nuovo complesso di impianti sarà associato un nuovo circuito di acqua di raffreddamento. Al fine di garantire un'elevata affidabilità del sistema, esso sarà costituito da due nuove celle di torri di raffreddamento in aggiunta alle esistenti.
- Unità Torcia. Tutti gli apparecchi di raffineria che lavorano in pressione sono protetti da valvole di sicurezza che, al raggiungimento di una determinata soglia di pressione, scaricano il fluido di processo contenuto nel recipiente in un collettore Comune e bruciati in torcia. Il sistema prevede ci siano due circuiti separati e paralleli, diversificati per scarichi idrocarburici e scarichi acidi.
- L'unità torcia avrà un'altezza di circa 160 m e sarà posizionata in prossimità di una torcia esistente.
- Sia la torcia idrocarburica che la torcia acida si configurano come elementi di sicurezza.
- Bilanci Materiali ed Energetici. Le unità in progetto prevedono l'installazione di tre nuovi forni. I nuovi forni saranno dotati di bruciatori a bassa emissione di NO_x per una potenza termica totale di 42,9 MWt.
- Acqua. Per il nuovo impianto di Hydrocracking si stima un aumento di fabbisogno idrico di circa 90 m^3/h , 5 dei quali per gli impianti ausiliari, cui sarà fatto fronte utilizzando l'acqua di

105 600



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

scarico dell'impianto biologico che verrà utilizzata come acqua di make-up alle celle di raffreddamento di raffineria, esistenti ed in progetto. In questo modo oltre a stabilizzare il consumo idrico di raffineria, si diminuiranno gli scarichi idrici.

- Materie prime ed altri materiali. Nella tabella seguente sono elencate le materie prime utilizzate nel processo

Sostanza	Consumi
HVGO	4.000 t/g
Fuel gas	3,7 t/h
Idrogeno	38.000 Nm ³ /h
Catalizzatori	per nuovo Hydrocracker 345 t (1)
	per nuova unità Zolfo 36 t (2)

Note:

(1) rigenerabili con cadenza biennale, durata: 3 cicli di marcia

(2) non rigenerabili, durata: 4 anni

- Nel processo di Hydrocracking è necessario l'utilizzo di catalizzatori. La durata di tali catalizzatori è pari a tre cicli di marcia di 4 anni ciascuno.
- Un ulteriore consumo di catalizzatori è dovuto al funzionamento dell'impianto ausiliario Claus. Tali catalizzatori non sono rigenerabili e hanno durata di 4 anni.
- Territorio. Le apparecchiature previste saranno installate in una zona di 33.000 m² collocata all'interno dell'area di raffineria e precedentemente occupata da due serbatoi di stoccaggio, che sono stati smantellati.
- Energia elettrica. Le apparecchiature previste per il progetto allo studio, essenzialmente air coolers, pompe e compressori, assorbiranno una potenza elettrica complessiva (comprensiva del fabbisogno dell'unità di Hydrocracking e dei suoi impianti ancillari) pari a circa 13 MW che verrà assorbita dalla rete elettrica nazionale.
- Emissioni in atmosfera. Nel progetto di adeguamento sono previste, come nuove sorgenti di emissione, i forni di prima e seconda fase ed il forno del frazionatore. I fumi da essi originati saranno convogliati all'esistente camino di raffineria denominato S13. Ulteriori emissioni deriveranno dalla nuova unità Claus 4, i cui fumi verranno convogliati all'esistente camino di

CRS
AR

raffineria identificato come S10. Durante l'esercizio di raffineria in condizioni ordinarie non sono invece previste significative emissioni originate dalla combustione in torcia: essa diventa infatti operativa solamente ove occorressero le condizioni di esercizio anomale.

- Le caratteristiche dei flussi emissivi ascrivibili alle modifiche progettuali sono riassunte in tabella

Camino				Inquinanti Emessi			
N.	Altezza (m)	Diametro (m)	Portata (Nm ³ /h)	SO ₂ kg/h	NOX kg/h	CO kg/h	Polveri kg/h
Sorgenti SRU4 S10	100	1,3	17.370	37,96	0,71	1,9	0,59
Sorgenti HDC S13	120	4,8	56.826	7,38	8,85	5,90	-

- Effluenti liquidi. Gli effluenti idrici previsti dal nuovo impianto costituiti da:
 - effluenti di processo (circa 20 m³/h) originati in fase di lavaggio dell'effluente di reazione, di lavaggio GPL ed in testa allo stripper;
 - blow-down delle torri di raffreddamento (6 m³/h)
 - scarichi degli impianti ausiliari (5 m³/h), essenzialmente la torcia ed il sour water stripper.
- Una quota dello scarico dell'impianto di trattamento verrà riciclato per alimentare il make-up delle torri di raffreddamento diminuendo complessivamente gli scarichi idrici di raffineria.
- Gli effluenti di processo vengono inviati a sour water stripper. Gli altri scarichi andranno ad alimentare l'esistente impianto di trattamento acque di raffineria.
- Rumore e vibrazioni. La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione, garantirà il livello di rumore al perimetro esterno della raffineria in accordo alla normativa vigente e quindi inferiore a 70 dB(A) diurni e 70 dB(A) notturni.
- Rifiuti. Gli unici rifiuti solidi addizionali prodotti dalla nuova unità di Hydrocracking e dai suoi impianti ausiliari sono costituiti dai catalizzatori esausti e dai rifiuti prodotti dalla attività di manutenzione che saranno smaltiti secondo le normative vigenti in materia di trattamento, smaltimento e gestione rifiuti.

CONSIDERATO CHE:

per quanto riguarda il quadro di riferimento ambientale

la componente atmosfera e qualità dell'aria ante operam:

CR: AR



*Al Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

- Sono stati analizzati i dati meteo-climatici relativi alla seguenti stazioni meteorologiche dell'Aeronautica militare della rete SNAM-ENAV: Milano-Linate, Milano-Malpensa, Novara-Cameri, Vercelli, Novi Ligure.
- I dati analizzati sono stati confrontati con quelli della stazione di Sannazzaro de' Burgondi.
- I dati meteo-climatici ritenuti più attendibili dal proponente sono quelli della stazione meteorologica Cameri e fanno riferimento al periodo di osservazione 1958-1991.
- I dati hanno evidenziato che:
 - la temperatura media sull'intero periodo di rilevamento è pari a circa 11,8 °C;
 - la media annuale delle temperature massime giornaliere è compresa tra 21,1 °C e 24,6 °C;
 - la media annuale delle temperature minime giornaliere è compresa tra -1,7 °C e 3,1 °C;
 - le precipitazioni annuali presentano un valore medio del periodo che si assesta intorno a 1.006 mm di pioggia/anno;
 - sono predominanti i venti con velocità tra 0-1 nodi ("calme di vento") che presentano una frequenza del 75%. Seguono i venti con velocità tra 2 e 4 nodi relativamente frequenti con direzioni prevalenti secondo la direttrice Nord-Sud;
 - predominano le classi di stabilità atmosferica neutra (38,5%) e stabile (36,3%). Significativa anche la presenza di nebbie, circa 5%.
- L'analisi sullo stato della qualità dell'aria è stato condotto facendo riferimento ai valori registrati in cinque diverse stazioni di monitoraggio, localizzate nelle vicinanze del sito di raffineria, appartenenti alla rete di rilevamento della raffineria stessa.
- Le caratteristiche ed il posizionamento delle stazioni furono definite con uno studio della diffusione e ricaduta degli inquinanti, effettuato dalla Regione Lombardia, mediante l'utilizzo di un modello matematico di tipo gaussiano-diffusivo. Le stazioni di monitoraggio sono situate negli abitati di Scaldasole, Ferrera, Gallivola, Casoni e Sannazzaro de' Burgondi.
- I dati elaborati sono riferiti al periodo 1998-2005 (i dati del 2005 si riferiscono al periodo gennaio – ottobre). Risultano disponibili solamente le concentrazioni medie su base annuale. I valori riportati non evidenziano criticità.
- Nel 2005 il sistema di monitoraggio esistente, composto dalle centraline precedentemente presentate, è stato interamente revisionato e sottoposto ad un adeguamento tecnologico del software. Inoltre, secondo quanto richiesto nel decreto di esclusione dalla VIA per il progetto di adeguamento dell'impianto FCC (2004), la strumentazione di rilevazione del particolato ubicata a Sannazzaro de' Burgondi è stata sostituita con uno strumento idoneo al monitoraggio della frazione sottile delle polveri (PM10). Dal gennaio 2006 i dati di qualità dell'aria registrati dalle centraline revisionate sono disponibili sul sito web del Comune di Sannazzaro de' Burgondi.
- I dati rilevati presso tutte le centraline di monitoraggio mostrano che le concentrazioni di **biossido di zolfo** sono al di sotto dei limiti posti dalla vigente normativa. Le concentrazioni di **biossido di azoto** non evidenziano, nel periodo gennaio – febbraio 2006, superamenti della

APR

soglia prevista dal DM 60/02 per le medie orarie, anche se la media bimestrale appare piuttosto elevata.

- Per quanto riguarda il **PM10**, i nuovi dati forniscono i seguenti valori: concentrazione media nel bimestre $85,9 \mu\text{g}/\text{m}^3$ concentrazione massima oraria $235 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

la componente atmosfera e qualità dell'aria in fase di cantiere:

- Il volume rimosso durante le attività di scavo dei terreni per la costruzione di fondazioni e manufatti dell'ordine di 47.000 m^3 .
- Considerando 22 mesi di durata delle effettive attività di cantiere si ricava un'emissione di polveri complessiva pari a circa 9,4 t. Ipotizzando inoltre circa 630 giorni lavorativi totali per la realizzazione del progetto, si ottiene una produzione giornaliera di PTS (polveri totali sospese) pari a circa 15 kg/giorno.
- È stata effettuata una stima del rateo di deposizione di materiale aerodisperso in funzione della distanza dal cantiere. Sulla base delle ipotesi fatte, l'impatto dovuto alla deposizione di materiale aerodisperso diventa non significativo dopo i primi 115 metri dal cantiere, per annullarsi praticamente oltre i 300 metri.
- L'approccio adottato è cautelativo e il valore stimato rappresenta la massima deposizione che può verificarsi sottovento al cantiere e non quella media nel punto considerato.

la componente atmosfera e qualità dell'aria post operam:

- La valutazione degli impatti connessi all'esercizio dell'impianto è stata effettuata dal proponente calcolando le concentrazioni in aria, a livello del suolo, derivanti dalle emissioni degli inquinanti prodotti. Tale valutazione è stata condotta tramite l'utilizzo dei modelli matematici diffusionali:
 - ISC3 per le simulazioni short term, cioè per la stima delle massime ricadute di inquinanti al suolo;
 - WINDIMULA per le simulazioni long term, cioè per la stima delle concentrazioni medie su base annuale.
- Sono stati simulati i seguenti inquinanti, in quanto ritenuti i più impattanti sulla qualità dell'aria:
 - NO_x;
 - SO₂;
 - Polveri.
- Le simulazioni sono state effettuate considerando un dominio di calcolo di 24x24 chilometri, con la raffineria localizzata approssimativamente al centro.
- Sulla base del criterio conservativo, è stata inoltre cercata dal proponente l'altezza dello strato di miscelamento che massimizza le concentrazioni al suolo in funzione della classe di stabilità e della velocità del vento.

NRS 10



*Al Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

- Per ogni recettore sono state ordinate le concentrazioni in ordine decrescente, quindi ad ogni recettore è stata associata la concentrazione di interesse, cioè:
 - la massima per le polveri;
 - il 99,8° percentile per gli NO_x (cioè la concentrazione raggiunta per 18 ore/anno);
 - il 99,73° percentile per gli SO₂ (cioè la concentrazione raggiunta per 24 ore/anno).
- Al fine di analizzare e confrontare l'impatto attuale e futuro della raffineria di Sannazzaro sulla qualità dell'aria, il proponente ha definito i seguenti scenari:
 - *Scenario attuale*: simulazione delle emissioni in atmosfera, allo stato attuale, relative alla Raffineria di Sannazzaro ed alla Centrale *EniPower*.
 - *Scenario futuro*: simulazione delle emissioni in atmosfera, valutate nella configurazione futura, relative alla Raffineria di Sannazzaro ed alla Centrale *EniPower*.
- Nelle simulazioni il proponente ha tenuto conto anche della Centrale *EniPower*, adiacente alla raffineria, in quanto costituisce una sorgente emissiva significativa dell'area di studio. In questo modo i risultati della modellazione possono presentare un quadro significativo dei livelli di qualità dell'aria nella zona.
- La *Centrale a Ciclo Combinato*, della potenza di circa 1.000 MWe, è composta da tre gruppi a ciclo combinato, due dei quali alimentati a gas naturale ed uno alimentato con una miscela di gas naturale e gas di sintesi. Il gas di sintesi sarà fornito dall'impianto di gassificazione degli idrocarburi pesanti esistente in raffineria, in grado di convertire in gas combustibile (gas di sintesi o syngas) 50 t/h di idrocarburi pesanti.
- Lo scenario emissivo della centrale è presentato nella tabella che segue.

Camino	Descrizione	Ore/anno	Portata fumi (Nm ³ /h)	H (m)	Diametro (m)	Temperatura (°C)	SO ₂	NO _x	CO	Polveri	
							kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	
TG1	Camino Turbogas 1 (gas naturale)	8.760	1.861.000	80	6,6	100	0	103,68	62,28	6,98	
TG3	Camino Turbogas 3 (gas naturale + syngas)	8.760	1.861.000	80	6,6	100	0	103,68	62,28	6,98	
TG2	Camino Impianto 2 (gas naturale)	8.760	1.861.000	80	5,5	100	10,44	67,68	51,84	6,98	
Totale								10,44	275,04	176,40	20,95

- Lo scenario emissivo post operam della raffineria è presentato nella tabella seguente

CR1

Camino	Descrizione	Ore/anno	Portata fumi (Nm ³ /h)	H (m)	Diametro (m)	Temperatura (°C)	SO ₂	NO _x	CO	Polveri
							kg/h	kg/h	kg/h	kg/h
S01	Camino Impianti Topping 1 e Vacuum	8.760	160.549	60	3,6	270	110,54	94,26	39,34	12,16
S02	Camino Impianto RC2	8.760	7.657	40	1,4	340	0,11	2,92	1,91	0,61
S03	Camino Impianto RC2	8.760	40.364	47	2,3	280	0,58	18,43	10,01	3,17
S05 old	Camino Impianto FCC (1)	8.760	7.000	50	2,3	300	7,00	3,28	1,75	0,35
S05 new	Camino Impianto FCC	8.760	151.800	80	2,5	260	40,88	71,24	37,85	7,14
S06	Camino Impianto Alchilazione	8.760	9.750	40	1,4	420	0,11	3,89	2,41	0,68
S07	Camino Impianto Alchilazione	8.760	9.750	40	1,6	420	0,11	3,89	2,41	0,68
S10	Camino Impianti SRU2/3 Scot, SRU 4	8.760	32.900	100	1,3	350	115,00	2,11	5,72	1,78
S12	Camino Impianto F50 (2)	720	50.000	65	5,0	160	2,71	9,94	0,03	0,02
S13	Camino Impianti Topping 2, Naphta Hydrobon, Visbreaker, RC3, HDS2, Hydrocracker, Idrogeno, SDA, HDC2	8.760	596.862	120	4,8	290	404,51	214,62	55,48	18,70
S14	Camino Impianti TG5 – F300, TG6 – F400	8.760	759.870	120	4,3	160	8,03	342,44	169,20	52,20
S15	Camino Impianti TIP, ISOSIV, HDS1, HDS3	8.760	65.054	70	2,5	280	2,02	18,29	15,19	4,90
S16	Camino Impianto Desolforazione benzina da FCC LCN da FCC	8.760	19.400	40	1,5	211	0,81	2,91	1,10	0,10
Totale							689,69	778,27	342,38	102,47
Variazione rispetto allo Stato Attuale							-28,41	-25,42	9,63	-5,93



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

(1) Le emissioni sul camino S05 old sono necessarie al fine di avere il camino in servizio, pronto per l'emergenza dell'impianto FCC

(2) Le emissioni sul camino S12 sono discontinue e dovute alla messa in servizio della caldaia F50 in corrispondenza dell'avviamento dell'impianto di gassificazione. Le emissioni riportate non vengono conteggiate nel totale delle emissioni di raffineria, in quanto l'uso della caldaia è discontinuo e limitato nel tempo. Il contributo di queste emissioni, pur se discontinuo, è stato considerato nelle simulazioni effettuate per la stima delle ricadute.

- Dal confronto degli scenari emissivi di raffineria, attuale e futuro, risulta che le emissioni subiranno, nella condizione di progetto, una riduzione per quanto riguarda NOx, SO₂, Polveri ed un aumento per quanto riguarda il CO.
- Questo si verifica in quanto **tutti i forni di nuova realizzazione saranno alimentati a fuel gas e verranno costruiti con bruciatori del tipo low NOx**, il che consentirà di limitare in modo consistente le emissioni in atmosfera delle nuove unità non provocando quindi l'aumento delle emissioni.
- Il fuel gas permette:
 - una minor emissione di ossidi di zolfo,
 - l'utilizzazione con maggior efficacia di bruciatori Low NOx ed una corrispondente riduzione delle emissioni di ossidi di azoto.
- **Inoltre poiché a seguito alla realizzazione del progetto si potrà conseguire un incremento della produzione di fuel gas sarà possibile sostituire un corrispondente quantitativo di fuel oil in alcuni forni già funzionanti.**
- Le emissioni esposte nello scenario di progetto verranno conseguite a seguito di una **riduzione del quantitativo di fuel oil impiegato** negli impianti che afferiscono ai camini S01 e S13. Si stima, in particolare, che tali **consumi passino da 11,5 a 9,1 t/h**, con una riduzione, quindi di 2,4 t/h.
- Il confronto tra gli scenari emissivi, attuale e futuro, ottenuti con i modelli di calcolo, relativi alle concentrazioni in corrispondenza dei recettori presi in considerazione è riportato nella seguente tabella.

Scenario	Concentrazioni di picco			Concentrazioni medie annue		
	SO ₂	NOx	Polveri	SO ₂	NOx	Polveri
	(99,73° perc)	(99,8° perc,)	Massima	Media	media	media
Attuale	38,63	50,63	7,29	6,55	9,34	1,12
Futuro	37,92	49,02	6,98	6,27	9,17	1,08
Scarto %	-1,84	-3,17	-4,18	-4,27	-1,82	-4,19

- La nuova situazione mantiene quindi sostanzialmente inalterato il quadro complessivo della qualità dell'aria nella zona. In particolare risulta, nello scenario futuro, per tutti gli inquinanti

analizzati, una lieve diminuzione delle concentrazioni al suolo, sia in relazione alle medie annue che ai picchi di concentrazione.

- I risultati ottenuti, mediante la simulazione relativi allo scenario attuale, per quanto riguarda l'ossido di zolfo sono stati confrontati i valori delle concentrazioni medie di SO₂ misurati dalle centraline negli anni 2003 e 2004 e nel bimestre gennaio – febbraio 2006 in µg/m³.
- Dal confronto effettuato si nota un buon accordo tra i risultati del modello ed i valori misurati, con riferimento ad entrambe le serie di dati. In tutti i casi gli scarti misure-modello sono entro l'ordine di grandezza.

Condizioni di funzionamento anomalo (upset di raffineria):

- Nella configurazione impiantistica di progetto, come nell'assetto attuale, in caso di upset di impianto e di conseguenti emissioni anomale, continueranno ad essere applicate in raffineria procedure operative che prevedono interventi in grado di ripristinare, entro il termine massimo di alcune ore, le condizioni emissive ordinarie. Inoltre, i nuovi interventi riducono la possibilità di anomalie che potrebbero condurre a eventuali situazioni transitorie indesiderate. Gli interventi in progetto che determinano emissioni in atmosfera sono costituiti da:
 - quattro forni alimentati a fuel gas (1 per il Deasphalting e 3 per l'Hydrocracker), che hanno certamente un'influenza trascurabile sulle emissioni,
 - un impianto zolfo (Claus + Scot), della capacità di 100 t/giorno di zolfo in carica, superiore alla produzione massima incrementale prevista dovuta al nuovo Hydrocracker (84 t/giorno), che garantirà una incrementata capacità di assorbire eventuali situazioni transitorie.
- Il proponente ha eseguito una quantificazione della variazione delle immissioni, alle centraline di monitoraggio della qualità dell'aria più esposte, conseguente ad un "upset" di impianto. Le condizioni transitorie di emissioni anomale più gravose, da attribuirsi ai nuovi impianti, risulterebbero da un eventuale guasto nel sistema di trattamento gas di coda SCOT.

la componente rumore e vibrazioni ante operam:

- Per una valutazione approfondita del clima acustico attualmente esistente nell'area d'influenza delle modifiche progettuali alla Raffineria, nei giorni 2-4 agosto e 31 agosto – 1 settembre 2005 sono state eseguite misure fonometriche diurne e notturne in postazioni ubicate in prossimità dei 6 ricettori più vicini al sito. Per ogni punto sono state in generale eseguite 3 misure diurne (tra le ore 06:00 e le 22:00) ed almeno 1 misura rappresentativa nel periodo notturno (tra 22:00 e le 06:00), della durata di 20 minuti.
- A seguito di un'analisi dettagliata dei valori relativi ai rilevamenti riportati si può concludere che l'area di studio della raffineria appare caratterizzata da livelli sonori che risentono in modo non trascurabile delle emissioni sonore provenienti dai relativi impianti industriali esistenti e dal traffico leggero e pesante presente lungo le principali vie di comunicazione.
- I valori medi misurati nel periodo diurno ed i valori notturni appaiono tuttavia rispettosi dei limiti posti dalla vigente normativa in considerazione delle classi acustiche definite dagli

das



*Al Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

strumenti di pianificazione esistenti (piano di classificazione acustica del Comune di Sannazzaro de' Burgondi) o ipotizzate (per il Comune di Ferrera Erbognone).

la componente rumore e vibrazioni in fase di cantiere:

- Durante la fase di realizzazione delle modifiche progettuali descritte i potenziali impatti sulla componente rumore si riferiscono essenzialmente alle emissioni sonore delle macchine operatrici utilizzate per la movimentazione terra e per i montaggi.
- Nessuno dei ricettori è collocato a distanze inferiori al chilometro rispetto alle principali aree di intervento, che corrispondono a quelle di più probabile ubicazione delle macchine durante le fasi di lavoro.
- Ad una distanza di 1.000 metri i livelli sonori prodotti scendono sotto il valore di 45 dB(A). Durante il periodo diurno tali livelli sonori non sono in grado di apportare un contributo apprezzabile alla definizione del clima acustico ai ricettori. L'impatto acustico in fase di cantiere è dunque da definirsi trascurabile.

la componente rumore e vibrazioni post operam:

- La propagazione del rumore è stata stimata con il codice di calcolo *Sound Plan versione 6.0* della SoundPLAN LLC 80 East Aspley Lane Shelton, WA 98584 USA.
- La previsione del clima acustico futuro ai ricettori più prossimi al sito è stata ottenuta sommando il livello acustico ambientale attuale con le emissioni sonore determinate dall'esercizio dei nuovi impianti della raffineria.
- Dall'esame dei dati riportati dal Proponente si osserva che nel periodo diurno i valori delle emissioni sonore prodotte dall'esercizio dei nuovi impianti della raffineria, calcolate con il modello Sound Plan, sono sempre inferiori al valore di 43,5 dB(A). Variano infatti da un livello equivalente minimo di 30,2 dB(A) relativo al piano primo dell'edificio 10 fino ad un livello equivalente massimo pari a 43,1 dB(A) relativo al piano secondo dell'edificio 7.
- Il calcolo di tali livelli sonori è stato eseguito operando due assunzioni largamente cautelative. In primo luogo, la determinazione delle potenze di ciascuna sorgente sonora è stata effettuata a partire dai *massimi* livelli di pressione sonora posti dalle specifiche progettuali alla distanza di 1 metro dalle apparecchiature, mentre in molti casi i livelli potrebbero anche risultare considerevolmente inferiori a quelli ipotizzati.
- Inoltre, la modellazione della diffusione del rumore, non ha incluso la presenza degli edifici di raffineria limitrofi ai nuovi impianti quali ostacoli alla propagazione del suono. E' pertanto evidente che i livelli di pressione sonora stimati futuri siano considerevolmente sovrastimati.
- Nondimeno si osserva che, durante l'esercizio dei nuovi impianti, il valore delle immissioni sonore ai ricettori è sempre inferiore, sia nel periodo diurno che in quello notturno ai livelli della zonizzazione acustica (vigenti, per il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, o ipotizzati, per il Comune di Ferrera Erbognone).

YPS
AR

- Anche con riferimento ai limiti posti dal criterio differenziale, si osserva come i livelli differenziali diurni siano sempre ben al di sotto del limite di 5 dB(A) e che quelli notturni siano ovunque rispettosi del limite di 3 dB(A).
- Anche in considerazione delle ipotesi cautelative fatte, è lecito concludere che tanto con riferimento al periodo diurno che a quello notturno, l'esercizio dei nuovi impianti di raffineria, non altera il clima acustico dell'area di influenza ed in particolare quello relativo ai ricettori ubicati in prossimità delle aree in cui è previsto l'insediamento dei nuovi impianti.
- Le vibrazioni provocate dai macchinari non sono avvertibili dall'esterno dell'impianto e non lo saranno a seguito delle modifiche progettuali.

la componente ambiente idrico ante operam:

- La tabella che segue presenta un sintetico bilancio idrico di raffineria, per lo stato attualmente autorizzato e per lo stato di progetto. La situazione autorizzata di riferimento è quella descritta nel Decreto V.I.A. n. 7012 del 20/03/2002 per la "Centrale di cogenerazione a ciclo combinato nei comuni di Sannazzaro de' Burgondi e di Ferrara Erbognone (PV)" (l'attuale centrale *EniPower*).
- Bilancio Idrico di Raffineria (stato autorizzato e di progetto), m³/h

	Autorizzato	Di Progetto	Variazione
Fabbisogno	1.303	1.398	+ 95
di cui:			
per nuovo SDA	-	5	
per nuovo HDC	-	85	
per nuovi ancillari	-	5	
Prelievi	1.153(1)	1.153(2)	-
Ricircolo	150	245	+ 95
Scarico	603	543	- 60

(1) Comprendente: prelievi da canale, pozzi ed acque meteoriche

(2) Comprendente: prelievi da canale, pozzi; acque meteoriche; acque da TAF

la componente ambiente idrico post operam:

- La qualità delle acque scaricate non subirà sostanziali variazioni rispetto allo stato attuale. I reflui in uscita dall'impianto TAE sono immessi in una condotta in cemento, sotterranea, lunga 500 m, che poi diventa a "cielo aperto" e dopo circa 1,5 km si riversa sul colatore Riazzolo, che a sua volta confluisce nel Fiume Po.

[Handwritten signature]



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

- A fronte di un incremento del fabbisogno a seguito dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti in progetto, verranno ridotti sia i prelievi idrici che gli scarichi finali nel fiume Po. Come già evidenziato, il doppio beneficio ambientale verrà conseguito attraverso il ricircolo agli impianti di raffineria dell'effluente dell'impianto di trattamento di impianto.

la componente suolo e sottosuolo

- Le aree interessate alla realizzazione dei nuovi impianti ricadono all'interno dello stabilimento produttivo. L'occupazione di suolo industriale, per un'area di 42.000 m² all'interno della raffineria, è da considerarsi impatto non significativo.
- L'area in cui è prevista l'installazione dei principali macchinari del progetto di realizzazione della nuova unità di Hydrocracking era occupata da due serbatoi di stoccaggio per il petrolio grezzo che sono stati smantellati.
- Il Proponente ha effettuato una caratterizzazione dei terreni interessati dai serbatoi in modo da verificare la conformità del terreno stesso ai limiti previsti dal DM 471/99 per i siti ad uso commerciale ed industriale.
- I risultati delle indagini, allegati allo SIA, mostrano una situazione di conformità con i requisiti del D.M. 471/99 (Tabella 1B dell'Allegato 1, "Siti ad uso commerciale ed industriale").

sicurezza

- Riguardo l'impianto di *Deasphalting*, il complesso delle modifiche previste non comporta un incremento della quantità di sostanze/preparati pericolosi detenuti superiore al 10% per l'attività in esame e un incremento di eventi incidentali le cui conseguenze interessino aree al di fuori dei confini della raffineria; quindi le conseguenze di tali eventi non saranno tali da provocare ripercussioni sulle azioni di emergenza esterna e/o sulla informazione della popolazione.
- Riguardo l'impianto di *Hydrocracking*, la Regione Lombardia ha espresso Parere favorevole in merito al rilascio del Nulla Osta Preliminare per il nuovo impianto Hydrocracker ed unità associate ai sensi della Legge Regionale n. 19/2001 (31 Marzo 2006, prot: Y1.2006.0003536).
- E' stata eseguita una quantificazione degli effetti ambientali conseguenti al verificarsi degli incidenti più significativi previsti dai rapporti di sicurezza degli impianti oggetto dello Studio di Impatto Ambientale. Tra i diversi scenari incidentali sono stati scelti i due ritenuti più rappresentativi (pool fire da rilascio di Nafta da sezioni Frazionamento / Recupero Leggeri, in fase liquida e Pool fire da rilascio di Kerosene da Sezione Frazionamento, in fase liquida). Per tali incidenti sono state valutate, tramite il codice CALPUFF, le quantità di sostanze inquinanti (particolato, anidride solforosa, ossidi di azoto e monossido di carbonio) che si sprigionano nel corso dell'incidente e le successive concentrazioni in atmosfera a diverse distanze sottovento dal luogo dell'incendio. Le concentrazioni sono state valutate in tre diverse condizioni meteorologiche. Le concentrazioni indotte nell'abitato di Sannazzaro dagli scenari

IRI AR

incidentali esaminati risulterebbero inferiori, anche nel momento di massima ricaduta, ai limiti orari posti dalla normativa vigente.

la componente paesaggio

- Per la valutazione dell'inserimento paesaggistico delle modifiche progettuali, sono state effettuate alcune fotosimulazioni delle nuove unità. I fotoinserti evidenziano che le caratteristiche costruttive dell'opera non rappresentano anomalie nel contesto territoriale di un'area industriale già da tempo sviluppata e consolidata.

per quanto riguarda la componente vegetazione, flora, fauna, ecosistemi:

- sono state identificate nell'intorno di 10 km dell'area di studio le seguenti aree protette:
 - pSIC Boschetto di Scaldasole IT2080008;
 - pSIC Garzaia della Cascina Notizia IT2080009;
 - pSIC Garzaia di Gallia IT2080012;
 - pSIC Confluenza Po-Sesia-Tanaro IT1180027;
 - ZPS Risaie della Lomellina IT2080501;
 - ZPS Confluenza Po-Tanaro IT1180007;
- Sono state valutate le ricadute al suolo di NO_x, SO₂, nei pSIC e nelle ZPS dovute all'esercizio della raffineria sia nello stato attuale che nello stato futuro.
- Confrontando le stime dei valori delle concentrazioni medie annue al suolo degli NO_x indotte dall'esercizio della raffineria, rispettivamente nella situazione attuale e nello scenario futuro, in entrambi i casi, nelle aree pSIC e ZPS le concentrazioni presentano valori compresi tra 0 e 25 µg/m³. Sebbene dall'analisi dei dati non si rilevino variazioni rispetto al quadro emissivo attuale, confrontando le concentrazioni attese presso i principali recettori, posti nelle vicinanze delle aree pSIC e ZPS, si rileva, nel futuro, un generale decremento delle concentrazioni di NO_x.
- I valori delle concentrazioni medie annue di SO₂ al suolo attesi nelle aree pSIC e ZPS, stimate per la configurazione futura, saranno compresi tra 0 e 20 µg/m³. Da un confronto con lo stato attuale della distribuzione delle concentrazioni medie annue di SO₂, non si rilevano variazioni rispetto allo scenario emissivo attuale.
- Non sono prevedibili incidenze sul livello della falda delle aree pSIC e ZPS.
- Non sono attese incidenze dovute all'alterazione della qualità delle acque superficiali perché la qualità delle acque scaricate non subirà sostanziali variazioni rispetto allo stato attuale, infatti gli effluenti delle nuove unità (circa 35 m³/h) verranno inviati all'impianto di trattamento della raffineria.
- Oltre ad una riduzione dei prelievi idrici, si verificherà una riduzione degli scarichi nel fiume Po a seguito dell'incremento del ricircolo.
- Date le caratteristiche del progetto non sono previste possibili incidenze sulle componenti suolo e sottosuolo delle aree pSIC e ZPS.

le: 10



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

VALUTATO INOLTRE CHE

- il periodo di monitoraggio effettuato nello SIA è limitato nel tempo e non consente di operare un confronto appropriato con i limiti del DM 60/2002 che si riferiscono a valori registrati nel corso di un intero anno. Peraltro, i dati riportati nello SIA, che si riferiscono al periodo invernale, rappresentano lo stato attuale della qualità dell'aria nelle aree limitrofe alla raffineria nelle condizioni più svantaggiose. Infatti, i valori massimi degli inquinanti atmosferici vengono raggiunti, in Lombardia durante la stagione fredda, principalmente nei mesi di dicembre, gennaio e febbraio. Il motivo principale è legato alle condizioni meteorologiche della regione;
- l'impatto più significativo in fase di cantiere sarà legato alla produzione di polveri durante le operazioni escavazione dei terreni;
- che la modifica di raffineria comporta, a parità di produzione, l'eliminazione di circa 80 t/giorno di zolfo (circa 20.000 t/anno) dai prodotti di raffineria che verranno utilizzati in un'area vasta come carburanti per autotrazione e come combustibili liquidi. Questo comporterà la mancata formazione in atmosfera di 12.000 tonnellate di particolato i cui benefici effetti sono stati valutati dal proponente nell'area padana in uno studio allegato allo SIA.
- la riduzione del tenore di zolfo nelle benzine e nei gasoli ha benefici effetti sull'ambiente, non solo in quanto permette una riduzione diretta delle emissioni di anidride solforosa in atmosfera, ma anche perché consente una maggior durata dell'efficacia delle marmitte catalitiche, con conseguente riduzione delle emissioni in atmosfera di ossidi di azoto e, soprattutto, PM10;
- con l'integrazione del nuovo impianto di Deasphalting nell'esistente impianto di Visbreaking verrà notevolmente ridotta la quantità di olio combustibile prodotto dalla raffineria, con conseguente incremento della quantità di fuel gas utilizzata;
- tale modifica è in linea con quanto previsto nelle "Linee guida per l'identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili, Categoria IPPC 1.2 : Raffinerie di petrolio e di gas" emesso in data 29 maggio 2005 dal Gruppo Tecnico Ristretto "Raffinerie" (di seguito Rif.1), per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di SOx, in cui "è considerata MTD di tipo primario l'impiego di combustibili a basso tenore di zolfo, massimizzando l'utilizzo del gas di raffineria desolfurato";
- l'impiego di tecniche di tipo primario, cioè misure di prevenzione e controllo, è sempre preferibile alle tecniche di tipo secondario (misure di abbattimento);
- il calore necessario al processo verrà garantito da un nuovo forno alimentato a fuel gas dotato di bruciatori a bassa emissione di azoto (low-NOx); anche questa installazione è in linea con quanto previsto nel Rif. 1 (pag. 138) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di NOx: è considerata MTD di tipo primario l'impiego di bruciatori di tipo low-NOx;

VR
AR

- inoltre il nuovo forno è dotato di una unità di preriscaldamento dell'aria; questa tecnica è allineata con quanto previsto nel Rif. 1 (pag. 137): è considerata MTD per il miglioramento dell'efficienza energetica l'applicazione di efficienti tecniche di produzione di energia, come il preriscaldamento dell'aria di combustione;
- per quanto riguarda i consumi energetici del nuovo impianto, nel documento "Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (BREF)" emesso dall'ufficio IPPC della UE sito in Siviglia nel febbraio 2003, (di seguito Rif. 2), risultano allineati con i valori indicati nel BREF, a meno del consumo di acqua di raffreddamento (nel BREF si ipotizza l'impianto dotato di soli scambiatori ad aria);
- che l'aumento del consumo idrico totale (circa 4 m³/h) sarà compensato mediante ricircolo dell'acqua di scarico dell'impianto biologico che verrà utilizzata come make-up delle torri di raffreddamento. Tale intervento, oltre a lasciare invariato il consumo idrico di raffineria, è in linea con quanto previsto nel Rif.1 (pag. 139): **è considerata MTD per la gestione ottimale dell'acqua l'applicazione di tecniche per il riutilizzo dell'acqua reflua trattata;**
- il nuovo impianto *Deasphalting* risulta in conclusione allineato alle MTD di settore. In particolare le seguenti scelte progettuali risultano di notevole rilevanza ai fini della prevenzione e riduzione degli impatti ambientali:
 - Riduzione della produzione di olio combustibile con conseguente incremento di utilizzo di fuel gas desolfurato e riduzione delle emissioni convogliate di SOx;
 - Installazione nelle nuove unità di combustione di bruciatori a bassa emissione di NOx.
- nelle Linee Guida per le Migliori Tecnologie Disponibili per le raffinerie – 19 gennaio 2004 – è riportato a pag. 17 che *"le raffinerie complesse (quelle già dotate di cracking catalitico) dovranno installare capacità addizionale di hydrocracking e, più in generale di idrogenazione per soddisfare le esigenze qualitative richieste ai prodotti"*.
- per quanto riguarda i consumi energetici del nuovo impianto *Hydrocracking*, in Rif. 2, (Paragrafo 3.13) risultano allineati con i valori indicati nel BREF;
- per quanto attiene ai reflui acquosi generati nel nuovo impianto nelle fasi di lavaggio, dalle basi di progetto sono quantizzati in circa 18 m³/h pari a 108 l/t; il valore è allineato con quanto indicato in Rif. 2 (Paragrafo 3.13) dove si stima una produzione di reflui acquosi pari a 50+110 l/t.
- i rifiuti solidi addizionali prodotti dalla nuova unità di Hydrocracking sono costituiti dai catalizzatori esausti; la carica dei reattori è pari a 345 t ed i catalizzatori utilizzati sono rigenerabili con cadenza biennale ed hanno una durata di tre cicli di marcia. Il consumo medio annuale è pari quindi a 57,5 t/a; tale valore è allineato con quanto indicato in Rif.2 (Paragrafo 3.13) dove è previsto un consumo medio annuale pari a 50+200 t/a.
- inoltre, sempre in Rif. 2, Paragrafo 5.13, vengono indicate le seguenti tecniche da utilizzare per le unità di Hydrocracking:
 - Trattamento degli off-gas ricchi in H₂S negli impianti di lavaggio con ammine e nelle unità SRU;

Bi AP



*Al Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

- Trattamento delle acque reflue, ricche in H₂S e composti azotati, nelle unità di Sour Water Stripper;
 - Applicare tecniche di rigenerazione del catalizzatore in cooperazione con il fornitore;
 - Unità termicamente integrate con sistema di 4 separatori;
 - Recupero di energia basato sul salto di pressione sul liquido.
- il nuovo impianto della Raffineria di Sannazzaro risulta allineato a quanto previsto nel BREF in quanto:
- Tutti i prodotti contenenti H₂S verranno trattati con dedicati sistemi di lavaggio amminico (MDEA) in grado di ridurre il tenore di H₂S nel gas a valori inferiori a 100 ppm; è prevista inoltre una nuova unità di rigenerazione dell'ammina (DESGAS 4) dimensionata per trattare tutta l'ammina utilizzata nei processi di lavaggio dell'unità Hydrocracking. I gas acidi di testa della colonna di rigenerazione verranno trattati in una nuova unità Claus, descritta di seguito;
 - Le acque reflue acide generate nel nuovo impianto verranno trattate in una nuova unità Sour Water Stripper (Unità SWS4), dimensionata in maniera tale da coprire non solo la produzione incrementale ma tale da comportare un incremento della capacità di lavorazione delle unità SWS di raffineria, incrementando così il grado di affidabilità e disponibilità complessivo del sistema di trattamento acque acide. I gas di testa colonna verranno inviati al nuovo impianto Claus;
 - Per il catalizzatore, come già riportato, sono previsti tre cicli di rigenerazione;
 - L'unità è termicamente integrata con configurazione a 4 separatori;
 - L'unità è ad alta pressione e viene utilizzato un sistema di recupero di energia basato sul salto da alta a bassa pressione sul liquido mediante turbina
- la nuova unità Claus della Raffineria di Sannazzaro risulta allineata alle MTD (pag.143) e al BREF, paragrafo 5.23 in quanto:
- Assicura un'efficienza non inferiore al 99,5% per gli impianti nuovi e non inferiore al 99% per gli impianti esistenti (tecnologia SCOT);
 - L'unità di recupero zolfo è dimensionata in maniera tale che possa trattare tutto l'idrogeno solforato in carica alla sezione; la capacità del nuovo impianto sarà pari a 100 t/giorno di zolfo in carica, quindi superiore alla produzione massima incrementale prevista dovuta al nuovo Hydrocracker (massimo 84 t/giorno). Si otterrà quindi un incremento della capacità totale di trattamento di gas acidi raffineria, garantendo quindi complessivamente un incremento medio della performance (in termini di recupero dello zolfo e quindi riduzione dell'emissione di SO₂) e dell'affidabilità del processo di desolforazione dei gas e recupero zolfo nel suo insieme;
 - La nuova unità SRU4 lavorerà in parallelo con le unità esistenti SRU2 e SRU3 in maniera tale da garantire il tenore di emissione di zolfo nelle condizioni normali di esercizio e durante le fermate programmate delle SRU;
 - Nella SRU4 verranno recuperati anche i gas di testa contenente H₂S proveniente dalla nuovo impianto Sour Water Stripper;
 - Massimizzare il fattore di utilizzo impianto al 95+96% incluso il periodo di fermata per manutenzione programmata;
 - Il fattore di utilizzo previsto per la nuova unità è pari al 96%

SP

AR

- Il nuovo impianto sarà dotato di un sistema di monitoraggio del processo per garantire il rapporto ottimale H_2S/SO_2 .
- la necessità di procedere rapidamente alla conversione di tutte le Raffinerie italiane sia per la rilevante valenza ambientale che tali interventi comportano in termini di riduzione di emissioni globali dovuti ai consumi energetici legati ai trasporti, sia per non penalizzare le raffinerie italiane che non avranno ottemperato in tempo utile agli obblighi comunitari di cui sopra;
- le modifiche oggetto di VIA riguardano una sezione del processo produttivo e saranno realizzate all'interno dell'area di impianto senza quindi comportare aumento di utilizzo del suolo;
- dal punto di vista delle emissioni la modifica proposta comporta, rispetto allo scenario attuale, una diminuzione stimata delle emissioni di SO_2 pari al 4,0 %, del NO_x pari al 3,2%, una riduzione stimata delle polveri pari al 5,5%, un aumento stimato dell'emissioni di CO_2 + 3,0%;

PRESO ATTO CHE non sono pervenute, ai sensi dell'art. 6 della Legge n.349/1986, osservazioni da parte del pubblico;

PRESO ATTO CHE

- con nota prot.n. BAP.S02/34.19.04/20514 del 09/11/2006, acquisita in data 15/11/2006 con prot. DSA-2006-0029435, il Ministero per i Beni e le Attività Culturali ha espresso ai sensi dell'art. 6 della L. n.349/1986, parere favorevole in ordine alla richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale del progetto *"a condizione che, quale misura di mitigazione, le aree ancora libere a contorno dell'area della raffineria siano piantumate a verde con essenze autoctone"*;
- la Regione Lombardia ha espresso ai sensi dell'art. 6 della L. n.349/1986, con D.G.R. n.3731 del 05/12/2006, acquisita in data 19/12/2006 con prot. DSA-2006-0032983, parere favorevole in ordine alla richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale del progetto, a condizione che:
 1. per quanto riguarda la fase di cantiere:
 - dovranno essere utilizzati gruppi elettrogeni e di produzione di calore in grado di assicurare le massime prestazioni energetiche, al fine di minimizzare le emissioni in atmosfera;
 - le terre provenienti dagli scavi dovranno essere sottoposte ad analisi al fine di stabilirne la natura e la corretta destinazione, secondo un protocollo da concordare con gli Enti di controllo; qualora si verificassero superamenti delle Concentrazioni Soglia di Contaminazione previste dalla tab. 1 dell'Allegato 5 alla parte quarta – titolo V del D.Lgs. n.152/06 per la specifica destinazione d'uso del sito, dovranno essere attivate le procedure previste dall'art. 242 del predetto decreto;
 2. le opere previste non dovranno interferire con i dispositivi di messa in sicurezza della falda presenti sul sito;

105 10



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

3. relativamente alla fase di esercizio, fatto salvo quanto sarà prescritto relativamente alle emissioni ad esito della procedura di AIA, dovrà essere predisposto il modello di ricaduta degli inquinanti al suolo, con particolare riferimento ai ossidi di azoto, agli ossidi di zolfo, a PM10 e PM 2.5, tenendo conto dei valori reali emessi, al fine di valutare lo stato di qualità dell'aria durante la vita produttiva dell'impianto;
4. prima dell'entrata in esercizio dell'impianto, tenuto conto delle criticità evidenziate in ordine alla verifica in via previsionale del rispetto del limite differenziale, dovrà essere predisposto un programma di monitoraggio post operam finalizzato alla verifica del rispetto dei limiti di rumore, nonché alla individuazione e dimensionamento delle misure mitigative eventualmente necessarie per conseguire il rispetto dei limiti.

Il programma di monitoraggio dovrà indicare localizzazioni e modalità delle misure di rumore, nonché la durata complessiva del monitoraggio stesso, da determinarsi in funzione della complessità e numerosità dei rilievi fonometrici; tale programma dovrà essere inviato alla Struttura di ARPA ed al Comune territorialmente competenti, per le verifiche di adeguatezza secondo le previsioni della D.G.R. n.7/8313. Entro tre mesi dal termine del monitoraggio dovrà essere predisposta ed inviata alle Strutture di ARPA ed al Comune territorialmente competenti una relazione sugli esiti del monitoraggio, riportante i livelli di rumore rilevati, la valutazione della loro conformità ai limiti e l'eventuale indicazione degli interventi di mitigazione che, a seguito del monitoraggio, si rendessero necessari per conseguire il rispetto dei limiti, nonché dei tempi della loro attuazione;

5. la rete di rilevamento della qualità dell'aria della Raffineria, attualmente in fase di trasferimento ad ARPA, dovrà essere implementata ed aggiornata secondo modalità da definirsi con il competente dipartimento ARPA, facente parte - tra l'altro - della Commissione Comunale per il controllo e la tutela ambientale costituita per la Raffineria Eni;
6. nell'ottica di un continuo miglioramento dell'efficienza energetica, il Committente dovrà rendere noti alla suddetta Commissione Comunale per il controllo e la tutela ambientale i programmi aziendali finalizzati alla riduzione dell'impiego dell'olio combustibile nei cicli produttivi della Raffineria;
7. dovranno essere predisposti progetti di recupero ambientale, in accordo con le Amministrazioni locali; a tale scopo dovranno essere valutate, in ordine di priorità, le seguenti aree segnalate dalle Amministrazioni comunali:
 - area compresa tra la ferrovia AL-PV e la SP 193/bis, individuata nello strumento urbanistico come Zona E3 "Filtro Ambientale";
 - area golenale del fiume Po in Località Frazione Savasini (in prossimità dello scarico del depuratore della Raffineria), individuata nello strumento urbanistico come Zona E8 "Zona del Parco del Fiume Po" disciplinata dall'Autorità di Bacino;

AR

- area situata tra il terrazzo alluvionale, comprendente il colatore Agognetta, e la SP 193/bis (via Gramsci), destinata a Zona E4 "Agricola di salvaguardia della Costa" ed in parte a zona E5 "Agricola di tutela paesistico-ambientale";
8. dovrà essere trasmesso alla competente Struttura Prevenzione Rischi Tecnologici della Regione Lombardia il Rapporto Definitivo di Sicurezza, comprensivo di una valutazione puntuale dei seguenti aspetti:
- eventuali effetti domino con gli impianti esistenti;
 - accurata valutazione delle distanze massime di pericolo in caso di rilascio di H₂S nelle condizioni ambientali più sfavorevoli;
 - aggiornamento del documento propedeutico all'elaborato RIR, in accordo con le relative Linee Guida Regionali di cui alla D.G.R. n. VII/19794 del 10.12.2004;
 - criteri di gestione e smaltimento dei catalizzatori;
 - criteri di prevenzione e controllo di eventuali reazioni "runaway";
9. in caso di parere favorevole alla riattivazione temporanea del TurboGruppo 2, oggetto di separata istanza presso il competente Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il Committente dovrà adottare idonee soluzioni progettuali finalizzate ad assicurare il non peggioramento dello scenario analizzato nello SIA come ante operam; l'esercizio temporaneo del TG2 non potrà proseguire oltre la data di messa in marcia dei nuovi impianti di Deasphalting e Hydrocracking.

RITENUTO di dover provvedere ai sensi e per gli effetti del comma quarto dell'art. 6 della Legge n.349/1986, alla pronuncia di compatibilità ambientale dell'opera sopraindicata:

E S P R I M E

giudizio positivo circa la compatibilità ambientale relativo al progetto di modifica della raffineria di Sannazzaro de' Burgondi presentato dalla Società ENI S.p.A., a condizione che vengano ottemperate le prescrizioni indicate nel parere del Ministero per i Beni e Attività Culturali e nel parere della Regione Lombardia tutte riportate in premessa, nonché quelle di seguito indicate:

1. Le terre provenienti dagli scavi dovranno essere sottoposte ad analisi al fine di stabilirne la natura e la corretta destinazione, secondo un protocollo da concordare con gli Enti di controllo: qualora si verificassero superamenti dei limiti previsti dal D. Lgs. n.152/06, dovranno essere attivate le procedure previste dall'art. 242 e sgg.

AR



*Al Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

2. Prima dell'entrata in esercizio dell'impianto dovrà essere predisposto un programma di monitoraggio post operam finalizzato alla verifica del rispetto dei limiti di rumore, nonché alla individuazione e dimensionamento delle eventuali misure mitigative eventualmente necessarie per conseguire il rispetto dei limiti. Il programma di monitoraggio dovrà indicare localizzazioni e modalità delle misure di rumore, nonché la durata complessiva del monitoraggio, da determinarsi in funzione della complessità e numerosità dei rilievi fonometrici, e dovrà essere inviato alla Struttura di ARPA ed al Comune territorialmente competenti per le verifiche di adeguatezza secondo le previsioni della D.G.R. n.7/8313. Entro tre mesi dal termine del monitoraggio dovrà essere predisposta ed inviata alla Struttura di ARPA ed al Comune territorialmente competenti una relazione sugli esiti del monitoraggio, riportante i livelli di rumore rilevati, la valutazione della loro conformità ai limiti e l'eventuale indicazione degli interventi di mitigazione che, a seguito del monitoraggio, si rendessero necessari per conseguire il rispetto dei limiti, nonché dei tempi della loro attuazione.
3. Qualora l'autorità competente lo ritenga necessario, il monitoraggio della qualità dell'aria e delle deposizioni nella zona influenzata dalle ricadute della Raffineria dovrà essere opportunamente integrato secondo modalità da definirsi con ARPA Lombardia.
4. Il proponente dovrà notificare, entro un anno dalla fine lavori, all'ARPA Lombardia l'avvenuta sostituzione di olio combustibile con fuel gas fino alla quantità indicata nel progetto con una conseguente riduzione di fuel oil di 2,4 t/h.
5. Dovranno essere predisposti progetti di compensazione ambientale in accordo con le Amministrazioni locali fino alla concorrenza di euro 3.300.000 secondo le linee indicate nel parere regionale.
6. In caso di parere favorevole all'esercizio temporaneo del Turbogruppo 2, oggetto di separata istanza da parte del proponente, riportata in premessa, al fine di assicurare il non peggioramento dello scenario analizzato nello SIA come ante operam:
 - durante l'esercizio del TG2 dovrà essere operata una riduzione proporzionale del quantitativo di fuel oil impiegato negli impianti di raffineria che afferiscono al relativo camino;
 - l'esercizio temporaneo del TG2 non potrà proseguire oltre la data di messa in marcia dei nuovi impianti di Deasphalting e Hydrocracker.
7. Il proponente dovrà presentare all'autorità competente, prima dell'inizio dei lavori, una dichiarazione di non aggravio del livello di rischio della raffineria

La prescrizione 6 dovrà essere soggetta a verifica di ottemperanza da parte della Regione Lombardia.

Si richiama l'attenzione della Società ENI S.p.A. sull'art.6, comma 6 della Legge n.349/1986 e sull'art.4 del D.P.C.M. n.377/1988, preavvisando fin d'ora che, qualora si ravvisino comportamenti contrastanti con le disposizioni del presente decreto o comunque tali da compromettere fondamentali esigenze di equilibrio ecologico e ambientale, il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare procederà alla sospensione dei lavori rimettendo la questione al Consiglio dei Ministri.

DISPONE

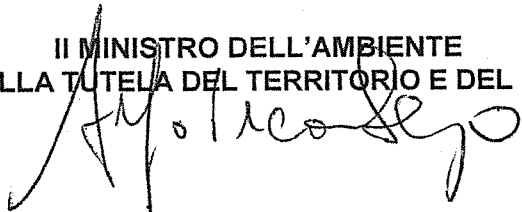
che ai fini dell'approvazione del progetto, il proponente dovrà trasmettere alla Regione Lombardia, al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale e al Ministero per i Beni e le Attività Culturali gli elaborati definitivi del progetto adeguati secondo le prescrizioni contenute nel presente decreto;

che il presente provvedimento sia comunicato alla Società ENI S.p.A., all'ARPA Lombardia ed alla Regione Lombardia la quale provvederà a depositarlo presso l'Ufficio istituito ai sensi dell'art. 5, comma terzo, del D.P.C.M. n.377 del 10 agosto 1988 ed a portarlo a conoscenza delle altre amministrazioni eventualmente interessate;

che il proponente trasmetta al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale ed al Ministero per i Beni e le Attività Culturali copia del provvedimento autorizzativo finale.

Roma, li

IL MINISTRO DELL'AMBIENTE
E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE



IL MINISTRO PER I BENI
E LE ATTIVITA' CULTURALI

