



La presente copia fotostatica composta  
di N° 95 ..... fogli è conforme al  
suo originale.

Roma, li 3-08-2016

*Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*

Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS

\* \* \*

Parere n. 2137 del 02/08/2016

Progetto:	Upgrading del Progetto "Green Refinery" presso la Raffineria di Venezia Istruttoria VIA integrata AIA  ID_VIP 2721
Proponente:	ENI S.p.A.

## La Commissione Tecnica di Verifica per l'Impatto Ambientale – VIA e VAS

**VISTA** la nota prot. 42 del 16/4/2014, acquisita con prot. DVA-2014-11173 del 16/4/2014, con cui la Società ENI spa Div. Refining e Marketing ha trasmesso alla Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali– l'istanza di valutazione di impatto ambientale e contestuale istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale ai sensi dell'art. 10 del D. Lgs. 152/2006 e smi per il progetto 'Upgrading del progetto Green Refinery presso la Raffineria di Venezia', situata nel comune di Venezia;

**VISTO** il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n.152 recante "Norme in materia ambientale" e s.m.i.;

**VISTO** in particolare l'art. 10 del D.Lgs. 152/2006 s.m.i. "Norme per il coordinamento e la semplificazione dei procedimenti";

**VISTO** il Decreto del Presidente della Repubblica del 14 maggio 2007, n. 90 concernente "Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell'articolo 29 del D.L. 4 luglio 2006, n.223, convertito, con modificazioni, dalla L. 4 agosto 2006, n. 248" ed in particolare l'art.9 che ha istituito la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale - VIA e VAS;

**VISTO** il Decreto Legge 23 maggio 2008, n. 90, convertito in legge il 14 luglio 2008, L. 123/2008 "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 23 maggio 2008, n. 90 recante misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania e ulteriori disposizioni di protezione civile" ed in particolare l'art. 7 che modifica l'art. 9 del DPR del 14 maggio 2007, n. 90;

**VISTO** il Decreto Legge 6 luglio 2011, n. 98 convertito in legge il 15 luglio 2011, L. 111/2011 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 6 luglio 2011, n. 98 recante disposizioni urgenti per la stabilizzazione finanziaria" ed in particolare l'art. 5 comma 2-bis;

**VISTO** il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot.n.GAB/DEC/150/07 del 18 settembre 2007 di definizione dell'organizzazione e del funzionamento della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale – VIA e VAS;

**VISTO** il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. n. GAB/DEC/112/2011 del 19/07/2011 di nomina dei componenti della Commissione e i successivi decreti integrativi;

**VISTO** il Decreto Legge 24 giugno 2014 n.91 convertito in legge 11 agosto 2014, L. 116/2014 Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 24 giugno 2014, n.91 disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea" ed in particolare l'art.12, comma 2;

**VISTA** la nota prot. DVA-2014-14085 del 13 maggio 2014 della Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali (d'ora in avanti Direzione) acquisita dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS (d'ora in avanti Commissione) con prot. n. CTVA-2014-1591 del 14 maggio 2014, con cui la Direzione comunica l'esito positivo in merito alla procedibilità dell'istanza di valutazione di impatto ambientale del progetto 'Upgrading del progetto "Green Refinery" presso la Raffineria di Venezia' della società ENI Divisione Refining e Marketing SpA;

**PRESO ATTO** che la pubblicazione degli avvisi al pubblico relativi alla domanda di pronuncia di compatibilità ambientale ed al conseguente deposito del progetto e dello studio di impatto ambientale per la pubblica consultazione, è avvenuta in data 16 aprile 2014 sui quotidiani 'La Repubblica' e 'Il Gazzettino' di Venezia e che la medesima era consultabile anche sul sito web del Ministero dell'ambiente nella sezione

dedicata alle Valutazioni di impatto ambientale ai sensi dell'art. 24 comma 10 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.;

**CONSIDERATO**, altresì, che Presso la Raffineria ENI di Venezia sono attualmente autorizzati i seguenti cicli produttivi:

1. Ciclo produttivo tradizionale (autorizzato dal Decreto AIA, prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010) - produzione di carburanti mediante raffinazione di petrolio greggio;
2. Ciclo produttivo alternativo "green" (autorizzato dalla Determina Direttoriale di non assoggettabilità a VIA, prot. DVA-2013-0017661 del 29.07.2013, e dalla relativa istanza di modifica non sostanziale del succitato Decreto AIA2) - produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose.

La Raffineria può, quindi, operare alternativamente con il ciclo tradizionale o con quello alternativo "green".

**CONSIDERATO** che, ad oggi, non sono pervenute osservazioni del pubblico circa il progetto in esame;

**PRESO ATTO** che nel corso dell'attività istruttoria è stato possibile esaminare la congruità del pagamento del contributo relativo alla VIA rispetto al valore dichiarato dell'opera comprensivo di IVA;

**CONSIDERATO** che con nota del 16/6/2014, acquisita con prot. CTVA 2014-2451 del 10/7/2014 la Regione Veneto ha formulato una richiesta di integrazioni riguardo la Valutazione di Incidenza Ambientale, specificando che tale richiesta era propedeutica ad una eventuale successiva richiesta ai sensi dell'Art. 26 comma 3 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.;

**CONSIDERATO** che il Proponente ha risposto alla richiesta di cui sopra con nota prot. DIR 080/LR.cz, trasmessa alla DVA e acquisita al prot. CTVA-2014-2900 del 21/8/2014, inviando l'elaborato della 'Valutazione di incidenza' redatto in conformità con l'Allegato A della delibera di giunta regionale del Veneto n. 3171/06;

**CONSIDERATO** che in data 7/10/2014 è stato svolto un sopralluogo e riunione congiunta VIA-AIA presso la Raffineria di Venezia e che gli esiti di tale riunione e la relativa richiesta di documentazione aggiuntiva da parte della Commissione AIA nell'ambito della procedura congiunta sono riportati nel verbale prot. n. CIPPC-00-2014-1727 del 10/10/2014, acquisito al protocollo CTVA-2014-3521 del 14/10/2014;

**CONSIDERATO** che il Proponente ha prodotto una nota tecnica integrativa acquisita al protocollo CTVA-2014-3988 del 19/11/2014 al fine di chiarire gli elementi emersi in sopralluogo come da sopra citato verbale;

**CONSIDERATO** che a seguito dell'analisi della documentazione presentata la Commissione VIA ha ritenuto necessario formulare una richiesta di integrazione delle informazioni, trasmessa al Proponente con nota prot. DVA-2015-2619 del 29/1/2015;

**CONSIDERATO** che con nota DIR 030 del 9 marzo 2015 (acquisita prot. n. CTVA-2015-0000852 del 12/3/2015) il Proponente ha trasmesso alla Commissione VIA le integrazioni documentali richieste;

**CONSIDERATO**, altresì, che in attuazione del D. Lgs. 105/2015, il Proponente ha trasmesso il Rapporto Preliminare di Sicurezza per l'ottenimento del Nulla Osta di Fattibilità. Gli avvisi al pubblico relativi a tale pubblicazione sono stati dati a mezzo stampa sui quotidiani 'La Repubblica' e il 'Gazzettino -ed. Venezia' il 19 febbraio 2016;

**CONSIDERATO**, infine che, a seguito dei rilievi della Commissione AIA-IPPC in merito alla assoggettabilità alle categorie di cui all'allegato I della Direttiva IED delle attività svolte in Raffineria in assetto 'green', il Proponente, con nota prot. DIR 043/AT.cz del 15/04/2016, acquisita al protocollo DVA I.0010240 del 15 aprile 2016 ha chiarito quanto segue:

*'i limiti alle emissioni in atmosfera richiesti per il progetto 'Fase II' in assetto completamente 'green' ovvero privo della lavorazione di benzine e/o prodotti di origine fossile, faranno riferimento, nelle more della definizione di specifiche linee guida e BAT non ancora rese disponibili, al D. Lgs. 152/2006 All. I alla Parte V, Parte II e Parte III.'*

E che:

*'Relativamente alle emissioni della centrale termoelettrica (COGE) i limiti emissivi si intendono quelli recentemente autorizzati in attuazione della normativa in materia di Grandi Impianti di Combustione 'GIC' con decreto MATTM 298 del 23/12/2015.'*

**VISTA**, altresì, la nota prot. DVA 18766 del 15/7/2016, acquisita al prot. 2608/CTVA del 18/7/2016 con la quale la Commissione Europea ha fornito un riscontro ai quesiti in merito alla assoggettabilità autorizzativa delle attività svolte dalla 'green refinery' e che, sulla base di tale riscontro, il processo di 'ecofining' è da considerarsi ascrivibile alle attività di cui al punto 4.1 dell'allegato 1 e che, pertanto le BAT conclusions relative ai 'Large Volume Organic chemicals' siano applicabili a tale attività. Resta inteso che, ove attività di produzione biocombustibili siano alternative a cicli di produzione di oli minerali (come il caso in ispecie, ndr) a queste ultime continuano ad applicarsi le BAT conclusions relative a 'Mineral Oil and Gas Refineries';

**VALUTATO** che, alla luce dei chiarimenti di cui sopra si deduce la non applicabilità dei valori emissivi come media ponderata dei singoli camini (cd 'bolla') al sito di Raffineria, se operante in ciclo 'green', a conferma di quanto già anticipato dal Proponente con la nota del 15/4/2016;

**VISTA**, infine, la nota integrativa volontaria del Proponente del 19/7/2016 prot. 2633/CTVA che chiarisce il quadro delle emissioni ai singoli camini, come proposte nelle varie fasi istruttorie nonché gli aggiornamenti relativi al quadro di riferimento programmatico;

**CONSIDERATO** che l'attività istruttoria a seguito della quale sono stati espressi sia il Parere istruttorio Conclusivo che il Parere Congiunto VIA-AIA è stata svolta in coordinamento e in continuità tra la Commissione tecnica VIA/VAS e la Commissione IPPC;

**VISTO E CONSIDERATO** il Parere Istruttorio Conclusivo ed il relativo Piano di Monitoraggio e Controllo formulati dalla Commissione IPPC acquisiti al protocollo 2584/CTVA del 14/7/2016, che, allegati al presente parere, ne costituiscono parte integrante e sostanziale;

**PRESO ATTO** che in data 4 marzo 2015, con nota prot. DVA-2015-0006058 la Direzione Generale ha trasmesso alla Commissione VIA il parere positivo con prescrizioni del Ministero dei Beni e delle attività culturali relativo al procedimento in esame;

**VALUTATO** che le prescrizioni contenute nel citato parere del Ministero dei Beni e delle attività culturali sono complementari e non in contrasto con le prescrizioni del presente parere e che, ove non riprese o modificate, interamente confermate dal presente parere di compatibilità ambientale;

**VISTO e CONSIDERATO** il parere favorevole con prescrizioni espresso, ai sensi del comma 2, art. 25 del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii, dalla Regione Veneto acquisito al protocollo DVA-2014-40915 del 12/12/2014;

**VALUTATO** che le prescrizioni contenute nel citato parere regionale sono da considerarsi complementari e non in contrasto con le prescrizioni impartite con il presente parere dalla Commissione Tecnica di Verifica di Impatto Ambientale VIA – VAS e, ove non riprese o modificate, interamente confermate dal presente parere di compatibilità ambientale;

**CONSIDERATO** che, relativamente ai pareri espressi dagli Enti Locali in merito all'istruttoria di cui trattasi:

- Con nota prot. DVA 2014-27226 del 20/08/2014 il Comune di Venezia ha trasmesso la delibera del Consiglio Comunale n. 59 del 29 luglio 2014 e la Relazione Tecnica istruttoria che ne fa parte integrante. Nella citata relazione Tecnica sono evidenziate osservazioni riguardanti, in particolare, l'impatto acustico e la possibilità di verifica di recupero delle terre esauste. Nel prosieguo del presente parere e nel suo quadro prescrittivo si farà riferimento a tali osservazioni.

- Con nota prot. DVA-00 2014-0041381 del 16/12/2014, la DVA ha acquisito la delibera n. 57 del 26/11/2014 della Provincia di Venezia recante le osservazioni circa il progetto di cui trattasi inerenti la provenienza delle biomasse impiegate e la gestione rifiuti prodotti a seguito della modifica impiantistica, ricalcando, in parte, quanto già segnalato dalla Provincia di Venezia con nota acquisita al protocollo CTVA-2013-0001347 del 15/4/2013 nell'ambito della istruttoria di verifica di assoggettabilità del primo step del progetto in esame. Nel dettaglio, nella nota del 16/12/2014 la Provincia osserva quanto segue:

*'Si ritiene di dover ribadire le osservazioni di carattere preliminare e generale riportate nel precedente parere n. 16/2013 del 26/3/2013 sul primo progetto.*

*Si evidenzia che il nuovo ciclo produttivo "green" per le quantità lavorate ( 400.000 t/a di olio vegetale raffinato e di 873.000 t/a di nafta full-range) e per le modifiche introdotte nel processo risulta essere migliorativo per l'ambiente rispetto al ciclo tradizionale in quanto risulta non venga effettuata la distillazione del petrolio grezzo e vengono ridotte le emissioni convogliate e quelle fugitive, nonché diminuiti i consumi energetici e quelli idrici.*

*Tali considerazioni valgono tuttavia nel contesto locale legato all'insieme di impianti necessari al nuovo ciclo produttivo.*

*Va rilevato tuttavia che se a scala locale si assiste ad un miglioramento degli impatti ambientali dovuti all'attivazione del ciclo "Green", a scala globale gli effetti ambientali cambiano in senso peggiorativo. Infatti, come noto da letteratura l'utilizzo di olio di palma per la produzione di biocarburanti richiede di destinare vaste aree alla coltivazione della palma nana e spesso questo avviene con sottrazione all'uso alimentare: un ettaro di terreno è in grado di produrre mediamente 4 tonnellate di olio.*

*Ciò sta comportando nel corso degli anni la distruzione delle foreste secolari anche in Malesya ed Indonesia, maggiori produttori di tale olio, per sostituirle con le coltivazioni di tipo intensivo ed estensivo della palma nana con conseguente liberazione di CO2 e impoverimento del suolo ed inquinamento delle acque per l'incontrollato utilizzo dei prodotti fitosanitari.*

*Su tale questione non viene dato nelle relazioni alcun riscontro specifico.*

#### Rifiuti

*In merito all'utilizzo di oli vegetali esausti provenienti dalle frittture si evidenzia che questi sono rifiuti classificati con CER 200125, si chiede pertanto di specificarne la loro gestione dal momento che nella documentazione presentata non è affrontata tale problematica.*

**CONSIDERATO** che, in risposta a tali osservazioni il Proponente, nell'ambito della risposta alla richiesta integrazioni rif. prot. n. CTVA-2015-0000852 del 12/3/2015 ha precisato che:

- In merito all'approvvigionamento degli oli vegetali, *ENI approvvigionerà gli oli vegetali solo da fornitori che siano in grado di fornire i certificati di sostenibilità emessi dai sistemi di certificazione volontari approvati dalla Commissione Europea (in particolare: ISCC, 2BSvs, RSB EU RED). [...] Il sistema di certificazione di sostenibilità dei biocarburanti prevede, inoltre, che la singola partita di prodotto acquistata debba essere dichiarata sostenibile ai sensi della Direttiva "Renewable Energy 2009/28/CE e del relativo decreto attuativo (D. Lgs. 28/2011) dal fornitore stesso, che sia già stato a sua volta certificato tramite i suddetti sistemi di certificazione volontaria.[...]"*
- In merito agli oli vegetali esausti da frittura il Proponente specifica che *'gli oli esausti di frittura', provenienti dall'industria alimentare e dalla ristorazione, vengono conferiti direttamente dalle aziende produttrici o tramite il Consorzio obbligatorio (CONOE) a impianti dedicati di operatori specializzati del settore che, dopo un processo di rigenerazione, li trasformano in sostanza grezza utilizzabile in vari settori. [...] Pertanto, gli oli esausti di frittura, in uscita dagli impianti di recupero sopra menzionati entreranno in raffineria come materia prima e non come rifiuto con le stesse certificazioni dell'olio vegetale grezzo.'*

**VALUTATO** che quanto rappresentato dal Proponente risponda adeguatamente alle osservazioni della Provincia di Venezia;

**CONSIDERATO**, in conclusione, che i pareri trasmessi al MATTM-CTVA sono stati oggetto di attenta valutazione nel corso dell'istruttoria, e che di essi si è tenuto conto nella richiesta di integrazioni, nelle valutazioni della documentazione tecnica e nella definizione del quadro prescrittivo del presente parere;

**CONSIDERATO** che il Proponente del progetto in esame è ENI SpA Div. Refining e Marketing, il primo operatore nel settore della raffinazione e della distribuzione di prodotti petroliferi in Italia;

**CONSIDERATO** che, come già ricordato in precedenza, presso la Raffineria sono, attualmente autorizzati l'assetto produttivo tradizionale e il ciclo 'green'- *step1*;

**CONSIDERATO** che, il progetto in esame deriva dalla necessità di upgrade del ciclo *green* che sarà realizzato, massimizzando la capacità di trattamento dell'unità di ECOFINING<sup>TM</sup>, che passerà dalle attuali 400.000 t/a a 560.000 t/a;

**CONSIDERATO** che il progetto di upgrade prevede inoltre la realizzazione di una nuova sezione d'impianto allo scopo di frazionare la corrente di green diesel prodotta per produrre *green jet fuel*;

**CONSIDERATO**, altresì, che con l'upgrade si intende inoltre processare, oltre agli oli vegetali (quali l'olio di palma), anche altre biomasse oleose quali i grassi animali derivanti dagli scarti dell'industria alimentare e gli oli esausti di frittura e che tutta la carica verrà importata in Raffineria grezza e prima di essere alimentata all'ECOFINING<sup>TM</sup> verrà trattata in una nuova unità di pretrattamento al fine di ridurre il contenuto di contaminanti presenti nella stessa e renderla compatibile con il processo ECOFINING<sup>TM</sup>;

**CONSIDERATO** che, per essere in grado di produrre tutto l'idrogeno necessario a massimizzare la carica dell'ECOFINING<sup>TM</sup>, attualmente prodotto dall'unità di Reforming Catalitico RC3 (da nafta), il Proponente intende realizzare un nuovo impianto Steam Reformer in grado di produrre fino a 35.000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno a partire da gas naturale;

**CONSIDERATO**, quindi, che a seguito della realizzazione dei nuovi impianti e delle modifiche impiantistiche descritte di seguito, quindi, l'assetto della Raffineria sarà rappresentato dai seguenti due cicli produttivi:

- Nuovo ciclo produttivo tradizionale - produzione di carburanti mediante raffinazione di petrolio greggio. Il ciclo produttivo rimane uguale a quello attualmente autorizzato, con la differenza che verrà definitivamente dismessa l'unità di Distillazione Primaria DP2;
- Nuovo ciclo produttivo alternativo "green" - produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose, a valle delle modifiche impiantistiche del progetto Green Refinery descritte nel prosieguo del parere.

Per quanto riguarda il Quadro di riferimento programmatico

**VISTO** l'accordo di Programma per la bonifica e la riqualificazione ambientale del Sito di Interesse Nazionale di Venezia – Porto Marghera e aree limitrofe del 16 Aprile 2012 e i suoi obiettivi, come espressi all'articolo 1, ovvero *'promuovere un processo di riconversione industriale e riqualificazione economica del sito di interesse nazionale di Venezia – Porto Marghera mediante procedimenti di bonifica e ripristino ambientale che consentano e favoriscano lo sviluppo di attività produttive sostenibili dal punto di vista ambientale e coerenti con l'esigenza di assicurare il rilancio dell'occupazione attraverso la valorizzazione delle risorse lavorative dell'area'*;

**CONSIDERATO** che, il citato accordo identifica, inoltre, come *'aree strategiche sulle quali sviluppare l'integrazione dell'azione delle parti aderenti all'accordo, favorenti in tal senso i progetti d'investimento'* i settori *'della chimica sostenibile, dell'energia, dell'industria, della logistica, della portualità [...], dell'innovazione/ricerca'* (art. 8 punto 4);

**CONSIDERATO**, altresì, che la realizzazione del progetto presso la Raffineria di Venezia rappresenta una soluzione di assetto economicamente e tecnicamente sostenibile, che, altrimenti, a causa del suo schema di lavorazione a bassa conversione, aveva già da alcuni anni perso competitività e non era più in grado di sostenere i propri costi industriali;

**CONSIDERATO** che in data 08/01/2015 è stato sottoscritto un nuovo Accordo di Programma per il rilancio di Porto Marghera, da Ministero dello Sviluppo Economico, Regione del Veneto, Autorità Portuale di Venezia e Comune di Venezia. Tale Accordo prevede l'attuazione di 23 interventi, individuati tra quelli nella più avanzata fase di avanzamento progettuale con dichiarati obiettivi di cantierabilità, per il raggiungimento degli obiettivi di riconversione e riqualificazione industriale dell'Area di Crisi Industriale Complessa di Porto Marghera;

**CONSIDERATO** che, tra le attività la riconversione di Marghera post chimica di base deve essere orientata verso lo sviluppo di imprese manifatturiere e di trasformazione collocate lungo filiere produttive e logistiche (es. green chemistry, agroalimentare) che traggano vantaggio dalla localizzazione in prossimità del porto e del grande nodo intermodale di Venezia, Padova e Verona;

**CONSIDERATO** che il processo produttivo che il Proponente intende realizzare ha carattere innovativo ed è economicamente sostenibile e migliorativo del quadro ambientale. In merito a quest'ultimo punto, si sottolinea infatti che l'operatività della Raffineria nell'assetto futuro determinerà, rispetto al ciclo tradizionale, una riduzione:

- ☐ delle emissioni convogliate e fuggitive in atmosfera;
- ☐ dei consumi idrici;
- ☐ dei quantitativi di acque reflue prodotte.

*Con riferimento alla pianificazione energetica*

**CONSIDERATO** che, a livello comunitario, il progetto in esame, trova il suo inquadramento negli indirizzi espressi da vari atti legislativi circa le politiche ambientali relative ai carburanti, ovvero la *Fuel Quality Directive* 1998/70/CE, modificata dalla direttiva biocombustibili 2009/30/CE e integrata con la direttiva rinnovabili 2009/28/CE;

**CONSIDERATO** che, la direttiva 2009/30/CE definisce alcune specifiche qualitative per i carburanti e requisiti per la riduzione dell'intensità delle emissioni di gas serra dovuti ai consumi di energia per il trasporto su strada. La direttiva 2009/28/CE sulle Energie Rinnovabili fa parte del cosiddetto 'Pacchetto Clima-Energia' che ha, quali obiettivi al 2020, la riduzione del 20% delle emissioni di gas serra, il 20% di incremento di efficienza energetica e l'aumento del 20% del consumo di energia da fonti rinnovabili. Quest'ultimo obiettivo, ricompreso anch'esso nella direttiva RES, include un ulteriore obiettivo di accrescere al 10% il contributo da rinnovabili, in ogni forma, nel consumo di energia per autotrazione;

**CONSIDERATO**, inoltre, che, come preannunciato dalla Commissione UE, per l'estate 2016 è prevista la pubblicazione di una comunicazione che affronti il problema della decarbonizzazione del settore dei trasporti al 2030;

**CONSIDERATO** che, per quanto sopra, il trend di consumo di biodiesel è previsto in crescita fino al 2020 e oltre;

**CONSIDERATO** che, secondo le Direttive di cui sopra, inoltre, i biocarburanti devono soddisfare specifici requisiti di sostenibilità e pertanto non possono essere originati da prodotti di aree ad elevata biodiversità, come aree protette, oppure di aree ad alta concentrazione di carbonio;

**CONSIDERATO** che, al fine di rispettare i criteri di sostenibilità dei biocarburanti stabiliti dalla Direttiva *Renewable Energy* 2009/28/CE, così come recepita in Italia dal D.Lgs. 28/2011, e tenuto conto della disponibilità di materie prime biologiche sui mercati internazionali, Eni approvvigionerà gli oli vegetali solo da fornitori che siano in grado di fornire i certificati di sostenibilità emessi dai sistemi di certificazione volontari approvati dalla Commissione Europea (in particolare: ISCC, 2BSvs, RSB EU RED) il cui riconoscimento si applica direttamente in tutti e 28 gli Stati membri dell'Unione. Eni utilizza già queste certificazioni per l'acquisto di biocarburanti tradizionali, come FAME e bioetanolo e tale sistema verrà esteso agli oli vegetali necessari per la Raffineria di Venezia. E' opportuno sottolineare che Eni è altresì dotata di propria certificazione 2BSvs a partire dal Gennaio 2014 per tutti i biocarburanti prodotti dalle proprie Raffinerie (certificato No. 2BS010167 del 29/01/2014);

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la pianificazione energetica nazionale, la Strategia Energetica Nazionale (SEN) approvata con Decreto Interministeriale MISE-MATM del 8/3/2013 che, al punto 4.5 afferma che:

*'[...]la raffinazione italiana si trova di fronte ad un problema strutturale, che richiederà inevitabilmente una graduale riduzione della capacità produttiva ed una concentrazione su produzioni avanzate ed a maggior valore aggiunto. Le principali misure rivolte al settore della raffinazione mirano quindi a facilitare la ristrutturazione o riconversione della capacità produttiva, orientandola verso prodotti di migliore qualità, assicurare condizioni paritarie con Paesi extra-UE, e sviluppare i biocarburanti, in particolare quelli di seconda generazione'*

**VALUTATO** che l'intervento proposto è in linea con il quadro delineato dalla SEN e con il quadro normativo Europeo in materia di biocarburanti e gas a effetto serra.

*Con riferimento ai Siti Natura 2000*

**CONSIDERATO** che i siti ubicati entro una distanza di 5 km dai confini delle aree oggetto di intervento sono:

- ZPS IT3250046 "Laguna di Venezia" che occupa un'area di 55.209 ha; l'area di Raffineria, nel punto più prossimo, dista circa 0,3 km dal confine del sito;
- SIC IT3250030 "Laguna medio - inferiore di Venezia" che occupa un'area di 26.385 ha; l'area di Raffineria dista, nel punto più prossimo, circa 3,4 km;
- SIC IT3250031 "Laguna Superiore di Venezia" che occupa un'area di 20.365 ha e dista dalle aree di Raffineria, nel punto più prossimo, circa 1,3 km.

**CONSIDERATO** che, al fine di valutare l'incidenza ambientale del progetto il Proponente ha prodotto apposito studio di incidenza per la cui analisi si rimanda al quadro di riferimento ambientale del presente parere;

*Con riferimento al SIN di Venezia – Porto Marghera*

**CONSIDERATO** che, la Legge 426/98 ha identificato l'area industriale di Porto Marghera come sito ad alto rischio ambientale. La sua perimetrazione è stata definita dal successivo DM del 23/02/00 "Perimetrazione del sito di bonifica di interesse nazionale di Venezia", il SIN è stato collocato al primo posto nella lista dei siti di rilevanza nazionale;

**CONSIDERATO** che il sopracitato Accordo di Programma per la Chimica a Porto Marghera ha avviato il processo di predisposizione di strumenti programmatici e pianificatori per il risanamento ambientale dell'area industriale;

**VISTO e CONSIDERATO** l'art. 15 dell'accordo di Programma ACCORDO DI PROGRAMMA PER LA BONIFICA E LA RIQUALIFICAZIONE AMBIENTALE DEL SITO DI INTERESSE NAZIONALE DIVENEZIA - PORTO MARGHERA E AREE LIMITROFE del 16 aprile 2012 che recita *'Qualora, all'interno di un sito, a seguito della caratterizzazione effettuata, vengano individuate porzioni di area definite come "non contaminate" per tutte le matrici ambientali interessate, le stesse sono immediatamente restituite agli usi legittimi senza alcuna prescrizione, fermo restando l'obbligo di bonifica per la porzione di sito "contaminata" ed a condizione che gli interventi previsti non interferiscano con le misure di messa in sicurezza d'emergenza e le bonifiche da effettuare o in corso. L'area "contaminata" dovrà essere individuata in apposita cartografia e adeguatamente georeferenziata. La sua ubicazione dovrà essere comunicata al Comune di Venezia per la segnalazione nel certificato di destinazione urbanistica. Per tale area dovrà essere presentato il progetto di bonifica e/ messa in sicurezza'*;

**CONSIDERATO** che relativamente a eventuali interventi di bonifica, si segnala che presso lo stabilimento ENI di Venezia sono attualmente in corso le seguenti attività:

- messa in sicurezza operativa dei suoli, il cui Progetto è stato approvato dal MATTM con Decreto prot. n. 5172 del 08.07.2014;
- bonifica delle acque di falda, il cui Progetto è stato approvato dal MATTM con Decreto prot. n. 4960 del 01.04.2014.



**CONSIDERATO e VALUTATO** che, sulla base della documentazione prodotta dal Proponente durante l'istruttoria, il progetto in esame non determinerà interferenze con le attività di Messa in Sicurezza Operativa del sito, come sarà dettagliato nel quadro di riferimento ambientale e nel quadro prescrittivo del presente parere;

*Con riferimento agli strumenti di programmazione e pianificazioni regionali*

**CONSIDERATO** che, con riferimento alla pianificazione energetica regionale, alla data di stesura del SIA la Regione aveva adottato il solo Documento Preliminare di Piano e il Rapporto Ambientale Preliminare e dato avvio della fase di consultazione, con Delibera della Giunta Regionale n. 2912 del 28/12/12. Gli indirizzi contenuti nel documento si sviluppano su due macro-obiettivi:

- puntare sulle fonti di energia alternative a cominciare dal fotovoltaico e solare termico; sviluppare l'impiego dell'energia dalle biomasse, bioliquidi (cioè l'utilizzo di oli vegetali) e biogas;
- contenere i consumi, a partire dall'edilizia, che consuma fino al 40% del totale di energia. In questo senso si devono favorire i sistemi che migliorino l'efficienza energetica degli edifici, ma anche nell'industria è possibile adottare misure per migliorare l'efficienza dei cicli produttivi.

**CONSIDERATO e VALUTATO** che il progetto appare coerente agli obiettivi di cui sopra;

**CONSIDERATO**, inoltre, che in data 12 maggio 2016, la Seconda Commissione Consiliare ha espresso a maggioranza parere favorevole all'approvazione del Piano Energetico Regionale - Fonti Rinnovabili - Risparmio Energetico - Efficienza Energetica (PERFER);

**CONSIDERATO** che, il citato documento prevede, tra le attività previste nell'ambito delle strategie di attuazione del PERFER 'la divulgazione della cultura del risparmio e dell'efficienza energetica e dello sviluppo sostenibile delle fonti rinnovabili, attraverso la realizzazione di iniziative di informazione e sensibilizzazione rivolte alla cittadinanza' e che, in tal senso, non si ravvisano incoerenze rispetto alla realizzazione del progetto di cui trattasi;

**CONSIDERATO** che con deliberazione n. 57 del 11/11/2004 il Consiglio Regionale ha approvato il Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera (PRTRA);

**CONSIDERATO** che l'area del polo industriale di Marghera è individuata tra le zone industriali da risanare in quanto zona particolarmente inquinata e quindi con specifiche esigenze di tutela ambientale. Per quanto concerne le azioni che consentono una graduale riduzione delle emissioni inquinanti delle attività produttive in tale area, il PRTRA rimanda all'Accordo di Programma per la Chimica di Porto Marghera;

**CONSIDERATO** che il PRTRA prescrive alla Regione Veneto di attivare progetti di monitoraggio della qualità dell'aria. Nell'area di Porto Marghera il monitoraggio ha lo scopo di gestire il rischio industriale. In tale area è stato attivato il Progetto SI.MA.GE. (Sistema Integrato per il Monitoraggio Ambientale e la Gestione del rischio industriale e delle Emergenze per l'area di Marghera);

**CONSIDERATO**, inoltre, che con la D.G.R. n. 3195 del 17 ottobre 2006, la Regione Veneto ha approvato la nuova zonizzazione del territorio regionale, basata sulla densità emissiva di ciascun comune. Nello specifico, l'area di Porto Marghera, essendo parte integrante di Venezia, ricade nella tipologia definita "A1 Agglomerato", che comprende tutti i comuni con densità emissiva superiore a 20 t/a km<sup>2</sup>;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, l'operatività della Raffineria nel ciclo "Green" determinerà una riduzione delle stesse rispetto al ciclo tradizionale di raffinazione, coerentemente a quanto previsto dal Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Aria e dall'Accordo di Programma della Chimica a Porto Marghera;

**CONSIDERATO** che nel BUR n. 44 del 10 maggio 2016 è stata pubblicata la deliberazione n. 90 del 19 aprile 2016 con la quale il Consiglio regionale ha approvato l'aggiornamento del Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera e che, determinando un decremento delle emissioni rispetto all'assetto tradizionale, il progetto è coerente con lo strumento di pianificazione analizzato;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda gli strumenti di pianificazione per la tutela delle acque, Il Piano Direttore 2000, approvato con D.C.R n.24 del 01/03/2000, è lo strumento principale per la pianificazione e la programmazione delle azioni volte al disinquinamento della Laguna e del Bacino Scolante;

**CONSIDERATO** che l'obiettivo strategico del Piano nella zona industriale di Porto Marghera è l'attuazione del progetto di riuso degli effluenti industriali di Porto Marghera, da attivarsi in sinergia con quello degli interventi integrati di Fusina, volto alla riduzione e al controllo di tutti gli scarichi idrici diretti in laguna. Il programma è articolato in più segmenti:

- separazione delle acque dei diversi processi in relazione agli standard richiesti;
- concentrazione dei trattamenti di riduzione dei carichi in pochi impianti;
- raccolta e stoccaggio delle acque di prima pioggia potenzialmente inquinate;
- monitoraggio degli scarichi delle acque di seconda pioggia;
- trasferimento dei reflui trattati e delle acque di prima pioggia alla fognatura industriale o direttamente all'impianto di Fusina;
- trattamento e finissaggio presso l'impianto di Fusina e produzione di acque da riciclare per raffreddamento per processo e per irrigazione.

**CONSIDERATO** che, in allineamento a quanto previsto dal Piano Direttore, la Raffineria, anche durante l'operatività nel ciclo "Green", conferirà i propri reflui al Consorzio Fusina per l'adeguato trattamento;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la pianificazione territoriale e paesaggistica, La Regione Veneto è dotata di un Piano Territoriale Regionale di Coordinamento (PTRC), adottato con DGR 7090 del 23/12/86 ed approvato con DGR 250 del 13/12/91

**CONSIDERATO** che la Regione ha avviato il processo di aggiornamento del Piano Territoriale Regionale di Coordinamento, in linea con il nuovo quadro programmatico previsto dal Programma Regionale di Sviluppo ed in conformità con le nuove disposizioni introdotte con il Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 42/04). Il nuovo PTRC è stato adottato con DGR n. 372 del 17/02/09, pubblicato sul BUR n. 22 del 13/03/09;

**CONSIDERATO** che la variante, adottata con Deliberazione della Giunta Regionale n. 427 del 10/04/13, è attualmente nella fase di consultazione del pubblico per l'accoglimento di osservazioni e proposte. Il Piano definisce gli obiettivi dell'azione pubblica e privata per la tutela, la trasformazione e l'uso del territorio e individua le aree da sottoporre a particolare disciplina o da assoggettare a Piani Territoriali per cui fornire particolari direttive;

**CONSIDERATO** che, dal punto di vista ambientale, il PTRC segnala l'inquinamento dovuto alla concentrazione industriale nell'area di Porto Marghera evidenziando i danni provocati dagli effluenti degli insediamenti civili e industriali;

**CONSIDERATO** che la tavola di Piano relativa alle "Valenze storico-culturali e paesaggistiche-ambientali" mette in evidenza che l'area di progetto non è interessata da alcun vincolo ambientale, paesaggistico o storico;

**CONSIDERATO** che secondo la Tavola del Piano "Integrità del territorio agricolo", la Raffineria oggetto del progetto si inserisce in un'ampia area definita "Ambito ad eterogenea integrità";

**CONSIDERATO** che, dalla Tavola del Piano "Ambiti per l'istituzione di parchi e riserve regionali naturali ed archeologici ed aree di massima tutela paesaggistica", l'area industriale di Marghera rientra nella classificazione dei "Limiti dei piani di area". In tali ambiti il Piano prevede la predisposizione di progetti sperimentali di ripristino ambientale e di rivitalizzazione delle attività produttive compatibili con l'impiego di tecnologie produttive agricole non inquinanti;

**CONSIDERATO** che l'area della Raffineria ricade nell'area della "Laguna di Venezia" all'interno del Settore Costiero. Tale area è normata dal Piano di Area della Laguna e dell'Area Veneziana (PALAV)

approvato con DCR n. 70 del 09/11/95 (BUR n.8 del 26/01/96). Successivamente, con DCR n.70 del 21/10/99 (BUR n.108 del 14/12/99) è stata approvata la Variante 1;

**CONSIDERATO** che, dall'analisi della cartografia allegata al PALAV emerge che l'area della Raffineria interessata dal progetto in esame è classificata come "Zona Industriale di Interesse Regionale";

**CONSIDERATO e VALUTATO** che come specificato all'art. 41 delle Norme, "nella zona industriale di interesse regionale è consentita la realizzazione di impianti produttivi e tecnologici, di opere edilizie e di infrastrutture inerenti ai processi produttivi nonché di manufatti destinati ad ogni altra funzione aziendale";

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il Programma Regionale di Sviluppo (PRS) della Regione Veneto, previsto dall'art. 8 della L.R. n. 35/2001, questo è stato approvato con Legge Regionale 9 marzo 2007, n. 5 (BUR n. 26/2007);

**CONSIDERATO** che gli obiettivi del Piano in materia di difesa delle risorse naturali e ambientali si articolano in:

- prevenzione, controllo e riduzione delle emissioni in atmosfera;
- aumento del grado di affidabilità delle industrie a grande rischio
- minimizzandone gli effetti negativi sul territorio in caso di evento incidentale, attraverso una corretta ed efficace gestione delle eventuali situazioni di emergenza;
- gestione dei rifiuti e ripristino ambientali dei siti inquinati, in particolare riguardo agli interventi di bonifica dell'area Venezia-Porto Marghera in quanto sito di interesse nazionale ai sensi della Legge 426/98;
- riduzione dell'inquinamento delle acque, indicando la laguna di Venezia e il suo bacino tra le aree prioritarie in quanto oggetto del "Piano Direttore 2000";
- difesa del suolo e degli insediamenti dai fenomeni di erosione e dissesto.

**CONSIDERATO e VALUTATO** che l'intervento proposto appare in linea con gli obiettivi del Programma Regionale di Sviluppo e con le sue priorità di azione;

*Con riferimento agli strumenti di programmazione e pianificazione provinciale e comunale*

**CONSIDERATO** che il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) di Venezia è stato approvato dalla Regione Veneto con Delibera di Giunta Regionale n. 3359 del 30/12/10. La Provincia ha in seguito depositato e pubblicato il piano con Delibera di Giunta Provinciale n. 8 del 01/02/11 e ha adeguato gli elaborati del PTCP alle prescrizioni della DGR n. 3359 recependo tali modifiche con Delibera di Consiglio Provinciale n. 47 del 05/06/12;

**CONSIDERATO** che la Tavola I del PTCP "Beni culturali e del paesaggio" mostra come per le aree di Raffineria il Piano non indica la presenza di beni culturali o vincoli paesaggistici;

**CONSIDERATO** che per quello che riguarda il sistema delle aree di interesse ambientale nella Provincia di Venezia. L'area di Raffineria non risulta interessata dalla presenza di tali aree;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la zonizzazione acustica, il Piano di classificazione acustica vigente nel Comune di Venezia è stato approvato con Delibera del Consiglio Comunale 39/05 (esecutiva a partire dal 07/05/05);

**CONSIDERATO** che la classificazione acustica del territorio comunale è basata sulla suddivisione del territorio in zone omogenee corrispondenti a sei classi individuate dal DPCM del 14/11/97 e che la Raffineria si inserisce in un'area individuata prevalentemente in Classe VI (Aree esclusivamente industriali - Aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi), in cui si applicano i limiti diurni e notturni riportati nella seguente tabella. Le zone perimetrali immediatamente limitrofe risultano allo stesso modo collocate in Classe VI;

Valori limite Leq (h) dB(A)	Tempo di riferimento	
	Periodo diurno (06-22)	Periodo notturno (22-06)
Emissione	65	65
Immissione	70	70
Qualità	70	70

**CONSIDERATO e VALUTATO** che la progettazione e la disposizione impiantistica delle nuove apparecchiature previste dal Progetto Green Refinery, unitamente al fatto che durante l'operatività del ciclo "Green" parte delle sorgenti sonore esistenti verranno fermate, permette di sostenere che anche nel ciclo "Green" la Raffineria sarà in grado di continuare a rispettare i valori limite previsti dalla zonizzazione acustica vigente e che per ulteriore dettaglio si può fare riferimento al quadro di riferimento ambientale nonché nel quadro prescrittivo del presente parere;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il Piano Regolatore, la zona industriale di Porto Marghera è disciplinata da un'apposita Variante al Piano Regolatore Generale del Comune di Venezia, approvata con DGR n. 350 del 09/02/1999 fino alla approvazione del Piano di Assetto del Territorio (PAT, legge regionale 11/2004);

**CONSIDERATO** che la Raffineria si inserisce in un'area identificata dal PRG come occupata da attività petrolifere in esercizio alla data di adozione della variante e zona di trasformazione per il recupero ambientale (D speciale/V), normata dall' articolo 28bis delle Norme Tecniche di Attuazione. Le NTA indicano come le attività petrolifere presenti in queste aree possono permanere nell'attuale sede ed attuare gli interventi di adeguamento e di riconversione che risultino necessari alla permanenza in esercizio dell'insediamento;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la pianificazione portuale, il piano regolatore del porto e della zona industriale e commerciale di Venezia – Marghera approvato dal Ministro dei Lavori Pubblici con decreto n. 319 del 15/5/1965 è stato aggiornato dall'Autorità Portuale con la redazione del nuovo PRP per la sezione di Porto Marghera, adottato con delibera di Comitato Portuale n° 1/2000 del 17/2/2000, approvato dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici il 14/2/2001;

**CONSIDERATO** che il progetto risulta in linea con quanto previsto all'interno del Piano Regolatore Portuale in un'ottica di sviluppo delle attività portuali all'interno della laguna di Venezia. In particolare gli interventi di progetto si presentano coerenti con il criterio del riuso delle aree dismesse e della razionalizzazione ed infrastrutturazione di quelle già occupate, senza ulteriore consumo di suolo, e si avvalgono della nuova accessibilità nautica dei terminal storici;

**CONSIDERATO e VALUTATO**, inoltre, che il progetto risulta allineato con quanto previsto all'interno del Piano Regolatore Portuale in termini di riutilizzo di aree dismesse e di razionalizzazione ed infrastrutturazione di quelle già occupate;

**VALUTATO**, infine, che il progetto determinerà la riduzione del 20% del traffico navale prevista nell'assetto produttivo "green" e che questo è in linea con quanto previsto dalle diverse leggi di salvaguardia per la Laguna di Venezia;

**VALUTATO** che il progetto in esame non appare in contrasto con gli strumenti di pianificazione e programmazione analizzati, a scala europea, nazionale e locale, posto che non vengano interferite le operazioni di bonifica;

Per quanto riguarda l'alternativa 'zero'

**CONSIDERATO** che, allo stato attuale, la Raffineria di Venezia è autorizzata nelle due configurazioni:

- Ciclo produttivo tradizionale: produzione di carburanti mediante raffinazione di petrolio greggio;

- Ciclo produttivo alternativo "green": produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose.

**CONSIDERATO** che gli obiettivi del progetto posso essere riassunti in:

- potenziamento dell'impianto di produzione biocarburanti che consentirà di raggiungere l'obiettivo, stabilito dall'Unione Europea, che prevede entro il 2020 il 10% di traguardo del contenuto energetico da rinnovabili nei carburanti per autotrazione, al fine di ridurre la dipendenza dal petrolio e nel contempo di diminuire il livello di emissioni di gas ad effetto serra nel settore dei trasporti
- introduzione di biomasse oleose nella cui produzione non è in competizione con coltivazioni per scopi alimentari (cosiddette biomasse di seconda generazione)
- ottimizzazione del processo con l'avvio della produzione idrogeno mediante *steam reforming* di CH<sub>4</sub>, in sostituzione del reforming catalitico delle nafte di raffineria<sup>1</sup>, ancora attivo durante l'assetto attuale di funzionamento 'green'

**CONSIDERATO** che lo sviluppo di tecnologie innovative volte alla produzione di biocarburanti di elevata qualità rappresenta una possibilità di recupero di redditività e sviluppo del settore Refining & Marketing. In questo senso, rispetto allo stato attuale, il progetto realizza un ulteriore passo in questa direzione, determinando un miglioramento ambientale globale, con lo sviluppo di un biocombustibile con caratteristiche di particolare qualità che consente una miscelazione in percentuali superiori rispetto al tradizionale FAME, la possibilità di spiazzare dal mercato quantitativi di biomasse di prima generazione, mettere in conservazione il ciclo nafte, mantenuto in funzione per la produzione idrogeno che, sulla base del progetto proposto, sarà, invece, prodotto dallo *steam reformer* a metano;

**VALUTATO** che, per quanto sopra, l'alternativa zero, ovvero la mancata realizzazione del processo, determinerebbe una mancata realizzazione compiuta del progetto e dei miglioramenti ambientali, economici e sociali che potrebbe determinare e che non rappresenti, pertanto, una alternativa migliorativa;

Per quanto riguarda il Quadro di riferimento progettuale

**CONSIDERATO** che la Raffineria di Venezia, ubicata nella 1° Zona Industriale di Porto Marghera (VE) a 45° 27' di latitudine e 12° 16' di longitudine, si estende per un'area di circa 103 ettari. Il sito è delimitato geograficamente:

- a Nord dalla Laguna Veneta;
- ad Est dalla stessa Laguna e dai confini dell'attiguo Deposito di combustibili PETROVEN (Ex Agip-Esso);
- a Ovest dal canale industriale Brentella;
- a Sud dal Canale industriale Vittorio Emanuele III.

Assetto attuale

**CONSIDERATO** che, presso la Raffineria sono attualmente autorizzati due cicli produttivi alternativi:

- Ciclo produttivo tradizionale (autorizzato dal Decreto AIA, prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/10): produzione di carburanti mediante raffinazione di petrolio greggio;
- Ciclo produttivo alternativo "green" (autorizzato dalla Determina Direttoriale di non assoggettabilità a VIA, prot. DVA-2013-0017661 del 29/07/2013, e dalla relativa istanza di modifica non sostanziale del succitato Decreto AIA1): produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose.

<sup>1</sup> La sezione di reforming catalitico nafte era tenuto ancora in funzione durante la prima fase del progetto 'green refinery' con lo scopo principale di produrre l'idrogeno necessario agli impianti di ECOFINING<sup>TM</sup>

**CONSIDERATO** che, nel ciclo industriale tradizionale, la Raffineria ha una capacità autorizzata di lavorazione del greggio pari a 4,55 milioni di t/a, con una capacità di conversione equivalente del 22% e, a partire dalle materie prime può produrre:

- propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- benzine per autotrazione;
- petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- bitume per impiego stradale ed industriale;
- olio combustibile;
- zolfo liquido;
- vapore ed energia elettrica.

**CONSIDERATO** che le unità di processo operative nel ciclo produttivo tradizionale sono le seguenti:

- unità di Distillazione Primaria 2 - DP2;
- unità di Distillazione Primaria 3 - DP3;
- unità Visbreaking/Thermal Cracking - VB/TC;
- unità Reforming Catalitico 3 - RC3 e Splitter nafta PV1;
- unità Isomerizzazione ISO;
- unità Desolforazione 1 - HF1;
- unità Desolforazione 2 - HF2;
- unità Desolforazione GPL - MEROX 2;
- Splitter GPL;
- unità 22 - Rigenerazione Ammine;
- unità Sour Water Stripper - SWS 1, 2, 3;
- unità Recupero Zolfo RZ1, RZ2 e gas di coda HCR;

**CONSIDERATO** che la Raffineria, durante l'operatività del ciclo produttivo "green", è attualmente in grado di trattare fino a 400.000 t/a di biomasse oleose producendo circa 360.000 t/a di bio-carburanti. Durante il ciclo produttivo alternativo "green", la Raffineria è in grado di produrre a partire da biomasse oleose i seguenti prodotti:

- green diesel;
- green GPL;
- green nafta.

**CONSIDERATO** che le unità di processo operative nel ciclo produttivo alternativo "green" sono, attualmente, le seguenti:

- splitter VN dell'unità di Distillazione Primaria DP3;
- unità di Isomerizzazione ISO;
- unità di Reforming Catalitico RC3 (con annesso splitter nafta PV1);
- splitter GPL SGPL;
- unità ECOFINING<sup>TM</sup> (sezioni HF1 e HF2);
- unità di lavaggio gas e rigenerazione ammine;
- sistema di trattamento dei gas acidi;
- sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZ1;
- unità di Strippaggio Acque Acide SWS3.

**CONSIDERATO**, altresì, che presso la Raffineria sono presenti altri impianti identificati come ausiliari o *utilities*, finalizzati alla produzione di vapore, energia elettrica, acqua refrigerante e industriale, aria compressa, ecc. e che questi sono in esercizio sia durante l'operatività della Raffineria nel ciclo produttivo tradizionale sia nel ciclo "green", e non è prevista alcuna modifica al loro assetto a seguito degli interventi in progetto;

CONSIDERATO che, nella seguente tabella si riporta l'elenco e la breve descrizione delle funzionalità di tali ausiliari:

Impianti Ausiliari	Descrizione
Impianto di cogenerazione vapore e energia elettrica - COGE	Unità costituita da un complesso di cogenerazione, che assicura la copertura del fabbisogno interno di energia elettrica e vapore a media e bassa pressione. Essa è composta da: <ul style="list-style-type: none"> <li>• una Turbogas da 25,9 MW;</li> <li>• una caldaia a recupero e postcombustione B01;</li> <li>• una caldaia a fuoco diretto B02;</li> <li>• una turbina a vapore (a contropressione), in grado di produrre ulteriori 7,9 MW di energia elettrica.</li> </ul>
Distribuzione energia elettrica	Cabine e sottostazioni elettriche per la distribuzione dell'energia autoprodotta.
Blow-down e torcia	La Raffineria è dotata di un sistema di blow-down collettato alla torcia. Il circuito è dotato di separatori per il recupero della parte liquida e di un sistema di recupero dei gas che sono inviati previo lavaggio a rete fuel gas.
Produzione e distribuzione aria compressa	La Raffineria è dotata di una rete di distribuzione di aria compressa essiccata quale fluido di comando e modulazione delle valvole automatiche per il controllo del processo e la messa in sicurezza degli impianti. L'aria compressa viene generata da un parco macchine costituito da 4 elettrocompressori centrifughi e da un turbocompressore centrifugo.
Distribuzione acque di raffreddamento	La Raffineria utilizza acqua mare, proveniente dal Canale Vittorio Emanuele III a mezzo stazione di pompaggio, come fluido di raffreddamento in scambiatori di calore dedicati.
Distribuzione acque industriali	L'approvvigionamento di acqua alla Raffineria avviene secondo le distinte fonti: <ul style="list-style-type: none"> <li>• acqua potabile, fornita dalla rete pubblica della Municipalizzata Veritas;</li> <li>• acqua dolce d'origine superficiale, utilizzata per produrre acqua demineralizzata e come acqua industriale (ad uso servizi di processo), proveniente da ente consortile esterno;</li> <li>• acqua industriale di riuso dall'impianto consortile SIFA (Progetto Integrato Fusina).</li> </ul>
Impianto produzione acqua demineralizzata	L'acqua demineralizzata per l'alimento caldaie e per gli impieghi di processo, è prodotta in un impianto a letti di resine a scambio ionico, capace di produrre 240 m <sup>3</sup> /h di acqua demi a partire da acqua di origine superficiale. La sezione si compone di 2 chiarificatori statici, di 3 filtri a sabbia, di 3 linee a scambio cationico-anionico con decarbonatore interposto e di un letto misto per polishing finale. E' presente un'unità di recupero condense opportunamente pretrattate da un filtro a resine oleofile e da un filtro a carbone attivo.
Rete antincendio	La rete antincendio di Raffineria copre tutte le aree del sito ed è adeguata ai requisiti di legge. L'alimentazione della rete è garantita, in condizioni normali dalla fornitura di acqua di riuso dall'impianto consortile SIFA, e in condizioni di emergenza (esaurimento riserva dell'effluente depurato e/o mancanza di energia elettrica) a mezzo motopompe dalla presa sollevamento acqua mare di Raffineria.
Distribuzione Fuel Oil, Fuel Gas e Metano	La Raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel oil utilizzato come combustibile nei forni e nelle caldaie della Raffineria e di una rete di distribuzione di fuel gas autoprodotta utilizzato come combustibile al Turbogas, ai forni e alle caldaie della Raffineria. Inoltre da Aprile 2013 è stata attivata la fornitura di metano, mediante gasdotti dalla rete SNAM.
Trattamento Effluenti TE	Il refluo di collettore unico di Raffineria viene convogliato in una vasca dove avviene una prima disoleazione effettuata tramite "discoil". Il refluo è da qui convogliato nella Prevasca 6 dove avviene una seconda disoleazione effettuata ancora mediante un "discoil". Gli oli recuperati vengono inviati ai serbatoi di recupero slop, mentre l'acqua viene trasferita ai separatori a gravità tipo API (vasche Farrer S34 A/B/C) o direttamente, in situazioni di elevata piovosità, ai serbatoi di stoccaggio reflui. Il refluo così trattato viene avviato per gravità alla stazione di pompaggio (S10B) per essere inviato poi all'impianto consortile SIFA e ulteriormente in situazioni di elevata piovosità, ai serbatoi di stoccaggio reflui.

CONSIDERATO che, tra le altre dotazioni di Raffineria, si evidenziano:

- il Laboratorio Chimico in grado di svolgere, mediante apparecchiature tecnicamente idonee, il controllo analitico di flussi liquidi e gassosi degli impianti e dei prodotti finiti, oltre alle specifiche analisi a valenza ambientale su:
- le officine di manutenzione meccanica, elettrica e strumentistica, dotate di tutte le attrezzature necessarie per la gestione e la realizzazione degli interventi in sito;
- il magazzino per l'approvvigionamento, lo stoccaggio e la distribuzione del materiale necessario alle varie esigenze della Raffineria.

### Assetto futuro

**CONSIDERATO** che, a seguito della realizzazione dei nuovi impianti che il Proponente intende realizzare con il presente upgrade, l'assetto della Raffineria sarà rappresentato dai seguenti due cicli produttivi alternativi:

- Nuovo ciclo produttivo tradizionale - produzione di carburanti mediante raffinazione di petrolio greggio. Il ciclo produttivo rimane uguale a quello attualmente autorizzato, con la differenza che verrà definitivamente dismessa l'unità di Distillazione Primaria DP2;
- Nuovo ciclo produttivo alternativo "green" - produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose, con incremento e differenziazione della produzione e della carica;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il ciclo tradizionale, le unità di processo operative potranno essere tutte quelle già richiamate sopra, fatta eccezione per l'unità di distillazione primaria DP2;

**CONSIDERATO** che, invece, per quanto riguarda il ciclo 'green', al fine di incrementare la produzione di biocarburanti, il Proponente intende operare un *upgrade* del progetto "Green Refinery" massimizzando la capacità di trattamento dell'unità di ECOFINING<sup>TM</sup>, che passerà dalle attuali 400.000 t/a alle 560.000 t/a previste;

**CONSIDERATO** che il progetto di *upgrade* prevede:

- la realizzazione di una nuova sezione d'impianto allo scopo di frazionare la corrente di *green diesel* prodotta per produrre *green jet fuel*;
- la realizzazione di una nuova sezione di pretrattamento della carica al fine di processare, oltre agli oli vegetali (quali l'olio di palma), anche altre biomasse oleose quali i grassi animali derivanti dagli scarti dell'industria alimentare e gli oli esausti di frittura;
- la realizzazione di un nuovo impianto di *steam reforming* in grado di produrre fino a 35.000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno da utilizzare per l'impianto ECOFINING<sup>TM</sup> (attualmente l'idrogeno è ancora prodotto dall'unità di Reforming Catalitico RC3);

**CONSIDERATO** che, in assetto 'green' step2, ovvero a seguito della realizzazione dell'upgrade di cui trattasi:

- Le Unità di processo attive saranno:

- unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING<sup>TM</sup>;
- impianto Steam Reformer;
- impianto ECOFINING<sup>TM</sup> (sezioni HF1 e HF2 e green jet fuel);
- splitter GPL;
- unità di lavaggio gas acidi e rigenerazione ammine;
- sistema di trattamento dei gas acidi;
- sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZ1;
- unità di Strippaggio Acque Acide SWS3;
- impianto di Trattamento Effluenti (TE);
- impianti ausiliari (impianto di cogenerazione COGE, distribuzione energia elettrica, produzione aria compressa e distribuzione, distribuzione acque industriali e di refrigerazione, blow-down e torcia).

- Le unità di processo messe in conservazione saranno:

- unità di distillazione primaria DP3;
- unità di isomerizzazione ISO;
- unità di reforming catalitico RC3;
- unità di desolforazione GPL - Merox;
- unità di visbreaking/thermal cracking;



- splitter nafta PV1;
- unità di recupero zolfo RZ1 (fatta eccezione per la sezione terminale), RZ2 ed HCR;
- unità di strippaggio acque acide SWS1 ed SWS2.

**CONSIDERATO** che la nuova unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING<sup>TM</sup> ha lo scopo di ridurre, mediante raffinazione fisica della carica grezza, il contenuto di contaminanti presenti nella stessa, prima di essere alimentata all'unità ECOFINING<sup>TM</sup>. Tale unità potrà trattare una miscela di:

- Oli vegetali grezzi (quali olio di palma grezzo) (Crude Palm Oil - CPO);
- Sego animale di categoria 1 (grassi animali);
- Oli esausti di frittura.

**CONSIDERATO** che per l'analisi del processo della nuova unità, è stato considerato un funzionamento della stessa pari a 330 g/anno corrispondente ad un fattore di utilizzo dell'impianto pari al 90% e a una capacità di trattamento di circa 600.000 t/a di materia grezza costituita da una miscela di oli vegetali grezzi e sego animale; tale capacità si ritiene pienamente rappresentativa ai fini della valutazione degli eventuali impatti ambientali indotti;

**CONSIDERATO** che la nuova unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING<sup>TM</sup> sarà costituita da (per maggior dettaglio nella descrizione delle unità si rimanda al parere AIA in allegato al presente e che ne costituisce parte integrante):

- Sezione W500 - Degommazione acida con fase di lavaggio. In tale sezione vengono rimossi, mediante idratazione, i fosfolipidi (detti anche gomme) contenuti nel sego in alimentazione. I fosfolipidi potrebbero provocare la formazione di schiume dannose per le successive fasi di lavorazione;
- Sezione T5/600 PS - Pretrattamento a secco con decolorazione. In tale sezione vengono rimosse altre sostanze indesiderate presenti nella carica (costituita da olio vegetale grezzo, grassi animali degommati e olio esterificato prodotto nella sezione di esterificazione degli acidi grassi);
- Sezione 800PS - Deodorazione/neutralizzazione. In tale sezione vengono rimosse tutte le sostanze volatili e le tracce di acidi grassi presenti nella carica (costituita dalla biomassa in uscita dalla sezione precedente);
- Sezione 800IC - Sistema di generazione vuoto. In tale sezione avviene la condensazione delle sostanze volatili separate nella precedente sezione;
- Sezioni 5600RC e 9200 - Sistema di raffreddamento;
- Sezioni 178 e 4010 - Esterificazione degli acidi grassi. In tale sezione avviene la conversione degli acidi grassi separati presso la sezione di deodorazione/neutralizzazione, in olio esterificato, che viene ricircolato in alimentazione alla sezione di decolorazione;
- Sezione di pretrattamento delle acque reflue. Tale sezione tratta tutti i reflui prodotti dalla nuova unità di pretrattamento.

**CONSIDERATO** che di seguito si riporta lo schema del bilancio di materia ed energia della nuova sezione di pre-trattamento della carica all'ECOFINING<sup>TM</sup>:

Sostanza	Unità di misura	Valore
<b>Sezione W500 - Sezione di degommazione acida con fase di lavaggio</b>		
Acido citrico	kg/h	26,7
Soda caustica	kg/h	15
<b>Sezione T5/600 PS - Sezione di pretrattamento a secco con decolorazione</b>		
Acido citrico	kg/h	200,5
Terre sbiancanti	kg/h	600
<b>Sezioni 178 e 4010 - Sezione di esterificazione degli acidi grassi</b>		
Acido Fosforico	kg/h	1,28
<b>Sezione di pretrattamento delle acque reflue</b>		
Acido Solforico	kg/h	8
Cloruro Ferrico	kg/h	3,5
Urea	kg/h	0,5
Soda Caustica	kg/h	4,4
Agente polimerico flocculante	kg/h	0,07

**CONSIDERATO** che, alla capacità di funzionamento indicata, i rifiuti prodotti dalla nuova unità di pretrattamento sono costituiti da:

- gomme separate dai grassi animali (circa 7,4 t/d);
- terre sbiancanti esauste (circa 19 t/d);
- fanghi separati dalla colonna 4D1, nella sezione di distillazione della glicerina (circa 2,5 t/d);
- fanghi prodotti dall'impianto di trattamento delle acque reflue (circa 370 kg/d).

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il nuovo impianto di *steam reforming*, questo avrà una capacità produttiva massima di circa 35.000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno puro (3,17 t/h). Oltre all'idrogeno, l'impianto genererà vapore surriscaldato ad alta pressione (circa 50 barg);

**CONSIDERATO** che l'impianto sarà alimentato interamente con gas naturale proveniente dalla rete Snam Rete Gas;

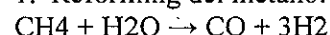
**CONSIDERATO** che l'idrogeno prodotto verrà inviato in alimentazione all'unità ECOFINING<sup>TM</sup> e che il nuovo impianto di Steam Reforming sarà suddiviso nelle seguenti cinque sezioni principali:

- purificazione della carica;
- pre-reforming;
- Steam Reforming;
- CO Shift (conversione di CO);
- purificazione dell'idrogeno (PSA - Pressure Swing Adsorption unit).

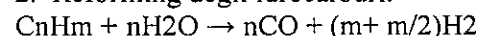
**CONSIDERATO** che lo Steam Reformer converte la carica idrocarburica in alimentazione in una miscela di H<sub>2</sub>, CO e CO<sub>2</sub>, oltre a una piccola quantità di CH<sub>4</sub> non reagito, grazie alla reazione della stessa con vapore;

**CONSIDERATO** che le reazioni che avvengono nella sezione di *Steam Reforming* possono essere così riassunte:

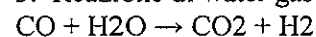
1. Reforming del metano:



2. Reforming degli idrocarburi:



3. Reazione di water gas shift:



**CONSIDERATO** che la reazione globale è fortemente endotermica e il calore necessario è fornito dai bruciatori che riscaldano i tubi contenuti del forno di Steam Reformer. In essi fluisce il gas di processo che viene inizialmente riscaldato fino alla temperatura di reazione e in seguito convertito in idrogeno;

**CONSIDERATO** che nelle diverse sezioni della nuova unità verranno utilizzati dei catalizzatori. Le relative caratteristiche sono riportate nella seguente Tabella.

Fase di utilizzo	Item	Volume (m <sup>3</sup> )	Durata (anni)
Hydrogenation Reactor 01R001	Catalizzatore di idrogenazione	6,0	6
Desulphurization Reactor (01R002A)	Catalizzatore di dechlorinazione	1,4	6

e 01R002B)	Catalizzatore di desolforazione	44,8	6
	Catalizzatore di desolforazione spinta	1,8	6
Pre-reformer (02R001)	Catalizzatore di pre-reforming	5,1	6
Steam reformer (03F001)	Catalizzatore di steam reforming	13,7	6
HT Converter (04R001)	Catalizzatore dell' HT-Converter	17,8	6
LT Converter (04R002)	Catalizzatore dell' LT-Converter	12	6

**CONSIDERATO** che, infine, il Proponente prevede di effettuare un *revamping* del sistema ECOFINING™ per permettere l'incremento della capacità di trattamento dell'impianto fino alle previste 560.000 t/anno (per un funzionamento pari a 330g/anno) e che le modifiche impiantistiche sono riassunte nella seguente tabella:

Tipologia di intervento	Item	Servizio
<b>Sezione di Deossigenazione HF1</b>		
Sostituzione delle pompe 21-MPE-101 A/B/B con nuove apparecchiature	21-MPE-205 A/B/C	Pompe di carica
Modifica forno	F-101	Forno di reazione
Sostituzione dello scambiatore esistente E-104N con nuova apparecchiatura (recuperato fascio tubiero esistente con riduzione della lunghezza)	E-204	Refrigerante effluente reattore (treno 1)
Sostituzione del compressore esistente MCE-101-C con nuova apparecchiatura	21-MCE-201	Compressore gas di riciclo
Modifica forno	F-102	Forno di reazione
<b>Sezione di Isomerizzazione HF2</b>		
Sostituzione del distributore alimentazione e modifica ai piatti 17-22	E-101	Stripper
Sostituzione del demister	F-109	Stripper OVHD knockout drum
Sostituzione del demister	F-106	Stripper OVHD gas compressor knockout drum

**CONSIDERATO** che, le specifiche della carica nell'impianto ECOFINING™ sono riassunte nella seguente tabella:

Proprietà	Unità di misura	Valore
TAN (numero di acidità totale)	mg	0,1
FFA (acidi grassi liberi)	%wt.	0,05
Composti insaponificabili	% wt.	1
Composti insaponificabili	% wt.	1
Metalli (Na, Ca, Mg, K, P, Fe)	% wt.	0,0005
Fosforo	% wt.	0,0003
Zolfo	% wt.	0,0003
Azoto	% wt.	0,001
Cloro	% wt.	0,00005

**CONSIDERATO** che per quello che riguarda, invece, le specifiche del prodotto, il Green Diesel prodotto presenta le caratteristiche riportate nella seguente tabella:

Proprietà	Unità di misura	Valore
Cloud Point	°C	max 0
C.F.P.P. (Cold Filter Plugging Point)	°C	max -12
Ossigeno	% wt.	max 0,5
Intervallo di distillazione	°C	IBP* - 340
Densità	kg/l	0,775 - 0,900

\* Initial Boiling Point

**CONSIDERATO** che, l'impianto ECOFINING<sup>TM</sup> produce inoltre:

- ☐ green GPL (77%mol propano), che costituirà le quote bio del GPL movimentato;
- ☐ green nafta, che costituirà le quote bio della Benzina Euro 5 movimentata;
- ☐ green jet fuel.

**CONSIDERATO** che, al fine di produrre green jet fuel, sarà realizzata una nuova sezione d'impianto in cui verrà frazionata la corrente di green diesel prodotta dalla sezione HF2 (isomerizzazione) dell'ECOFINING<sup>TM</sup>. Tale corrente, dopo essere stata preriscaldata in apposito treno, costituito dagli scambiatori E-1, E-2 e E-3A/B, a spese dei prodotti caldi, viene processata nella colonna di frazionamento C-71. In tale colonna, asservita dal forno F-1, che funge da ribollitore di fondo, vengono separate una corrente di green diesel (dalla testa) e una corrente di green jet fuel (da una taglio laterale), inviate entrambe a stoccaggio in serbatoi esistenti;

#### Fase di cantiere

**CONSIDERATO** che, la durata della fase di cantiere per le attività che verranno realizzate all'interno dei confini della Raffineria (realizzazione impianto di pretrattamento oli, realizzazione impianto Steam Reforming e revamping impianto ECOFINING<sup>TM</sup>) è stata stimata complessivamente di circa 17 mesi, tra attività di demolizione e costruzione;

**CONSIDERATO** che i nuovi impianti di pretrattamento oli e Steam Reforming verranno realizzati nell'area ex DP1 (attualmente libera) e nell'area dove è attualmente ubicata l'unità DP2, che verrà demolita;

**CONSIDERATO** che la sezione di produzione di green jet fuel verrà invece realizzata nell'area dell'impianto DP3;

**CONSIDERATO** che il numero medio di occupati nei lavori di cantiere sarà mediamente di circa 150 persone, con picchi previsti attorno a 200 persone;

**CONSIDERATO** che, secondo quanto dichiarato dal Proponente nel SIA, tutte le attività di progetto saranno realizzate adottando tutte le cautele e le procedure previste dalla legge, in pieno coordinamento con l'art. 7 dell'"Accordo di programma per la bonifica e la riqualificazione ambientale del SIN di Venezia – Porto Marghera ed aree limitrofe" siglato tra il MATTM e gli Enti locali, con le procedure di messa in sicurezza e bonifica attualmente in corso ed autorizzate e con tutti i progetti in essere;

**CONSIDERATO**, inoltre, che le attività in progetto non interferiranno con quanto previsto ed approvato per la bonifica della falda e con la messa in sicurezza operativa (MISO) relativa ai terreni dell'area di Raffineria e che su questo punto si tornerà nell'ambito della analisi del quadro di riferimento ambientale e prescrittivo del presente parere;

**CONSIDERATO** che l'area complessiva interessata dalle attività per la realizzazione dei nuovi impianti e dei nuovi serbatoi avrà un'estensione pari a circa 7.700 m<sup>2</sup>;

**CONSIDERATO** che per la realizzazione delle nuove strutture si eseguirà uno sbancamento di terreno nel quale poggiare le fondazioni di item minori (pompe, plinti, pipe rack), le opere di drenaggio (pozzetti), le altre reti interraste (masselli, tubazioni). La stessa realizzazione di palificate o consolidamenti del terreno potrà essere eseguita sempre da questo piano di sbancamento;

**CONSIDERATO** che, parte delle aree in cui è prevista l'installazione dei nuovi impianti è attualmente occupata dall'unità di Distillazione Primaria DP2. Tale unità verrà demolita, insieme al relativo camino E3 e alla torcia fredda ad essa asservita, al fine di rendere disponibile l'area per la realizzazione dei nuovi impianti;

**CONSIDERATO** che la demolizione includerà tutte le strutture ed i servizi presenti nell'area. Le attività previste sono le seguenti:

- Lavori civili:
  - Esecuzione apprestamenti provvisori e di sicurezza nelle aree interessate dalle demolizioni per le delimitazioni di cantiere;
  - Demolizione delle opere in calcestruzzo armato fuori terra;
  - Demolizione dei rivestimenti *fire proofing* delle carpenterie o altre parti metalliche;
  - Eventuali ripristini di pavimentazioni
- Lavori meccanici:
  - Apertura dei passi d'uomo e coperchi delle apparecchiature;
  - Scoibentazione delle attrezzature per esigenze di montaggio (taglio);
  - Smontaggio di tubazioni e di carpenterie leggere e strutturali;
  - Estrazione dei fasci tubieri, apertura coperchi e smontaggio dei seguenti scambiatori: E1A, E1B, E2, E3, E4A/B/C/D, E5A/B/C/D, E6A/B, E7A/B, E8A/B, E9, E10, E11, E12, E13, E14A/B, E15, E16, E20, E22A/B, E23A/B, E24;
  - Smontaggio delle seguenti pompe: P1, P1A, P2, P2A, P3, P3A, P4, P5A, P6, P6A, P7, P8, P8A, P9, P10, P10A, P11, P12, P13A, P14N, P14AN, P15N, P16, P16A, P19N, P19AN, P19C, P22, P25A, P25B, P24, P62A, P62B, P62C;
  - Smontaggio di vessel e recipienti: D1, D2, D3, D4, DS4, D5, D6, R51, Additivi (D1, D2, D3);
  - Smantellamento e smontaggio delle colonne: T1, T2, T3, T4, T5, T6;
  - Smantellamento dei forni: H1, H2, H3.
- Attività elettriche e strumentali:
  - Scollegamento e recupero di tutti i cavi relativi ai motori elettrici e colonnini di comando;
  - Smontaggio impianto di illuminazione (paline e armature);
  - Smontaggio passerelle portacavi elettrici e conduit;
  - Smontaggio strumentazione (strumenti di misura, trasmettitori, livelli a vetro, valvole di regolazione, etc.);
  - Scollegamento e recupero cavi strumentali (multicavi);
  - Scollegamento e smontaggio Junction-box;
  - Smontaggio passerelle strumentali, conduit, etc.;
  - Scollegamento e smontaggio quadri locali in campo

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le attività di costruzione, le attività di cantiere prevedono, tra le diverse fasi operative, la realizzazione dei nuovi impianti, la costruzione di fondazioni e manufatti;

**CONSIDERATO** che nell'ambito delle attività di costruzione delle fondazioni dei nuovi impianti si prevede l'installazione di circa 70 nuovi pali ulteriori o in sostituzione di quelli esistenti e che al fine di limitare i fenomeni di propagazione preferenziale degli inquinanti in corrispondenza dei pali stessi, verranno selezionati pali della tipologia ad elica continua. Le dimensioni e la profondità dei pali installati sono:

- sezione quadrata di 30 cm x 30 cm;
- profondità massima di 15 m.

**CONSIDERATO** che le fasi esecutive prevedranno lo scavo del palo tramite infissione di un'elica continua assemblata su un tubo centrale cavo. Al termine delle fasi di scavo l'estrazione dell'elica avverrà in contemporanea al getto del calcestruzzo pompato dall'interno dell'elica stessa. Ove previsto, i pali possono essere armati per tutta la lunghezza tramite gabbie di armatura inserite nel calcestruzzo ancora fresco;

**CONSIDERATO** che la tecnica di intervento selezionata per la messa in opera dei pali di fondazione (pali a elica continua) risulta in linea con le tecnologie proposte all'interno del documento "Modalità di intervento di bonifica e di messa in sicurezza dei suoli e delle acque di falda" – Standardizzazione delle tecniche di posa in opera di fondazioni profonde – protocollo attuativo dell'Accordo di programma per la bonifica e la

riqualificazione ambientale del SIN di Venezia - Porto Marghera ed aree limitrofe del 16/04/12 – Art. 5 Comma 5;

**VALUTATO** che, come da protocolli attuativi citati, la realizzazione delle fondazioni mediante pali a elica continua dovrà rispettare le necessarie cautele progettuali, ovvero dovrà essere verificata l'assenza di elevati gradienti idraulici;

**CONSIDERATO** che è prevista inoltre la realizzazione di un basamento in calcestruzzo su cui verranno realizzate tutte le apparecchiature costituenti i nuovi impianti;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda i rifiuti prodotti durante la fase di cantiere, si stimano i seguenti quantitativi:

Descrizione del rifiuto	Codice CER	Fase di provenienza	Quantità
Terra e rocce contenenti sostanze pericolose e non	170503* 170504	Scavi per nuove fondazioni	20.000 m <sup>3</sup>
Rifiuti misti pericolosi e non	170903* 170904	Attività smantellamento unità DP2	2.000 t
Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, contenenti sostanze pericolose e non	161105* 161106	Colbentazioni	50 t
Ferro e acciaio	170405	Demolizioni strutture metalliche	1.300 t
Cavi	170411	Da demolizioni	15 t
Asfalto	170302	Da demolizioni stradali	-
Inerti da demolizione	170101	Da demolizioni	600 m <sup>3</sup>
Materiali contenenti amianto (eventuali)	170605*	Da smantellamento edifici/impianti esistenti	-

**CONSIDERATO** che gli interventi di scavo/movimentazione e smaltimento terreno saranno condotti secondo le seguenti operazioni:

- allestimento dell'area cantiere, identificata sulla base delle evidenze di campo e delle conoscenze acquisite nel corso delle attività di caratterizzazione già eseguite, nonché delle esigenze legate alla presenza di impianti attivi;
- demolizione delle eventuali pavimentazioni presenti o asportazione della copertura in brecciolino esistente;
- scavo a sezione obbligata a partire dal piano di campagna eseguito con mezzo meccanico;
- allestimento di un deposito temporaneo, ai sensi dell'Art. 183 del D.Lgs. 152/06;
- campionamento di fondo e pareti scavo secondo le procedure previste dal "Protocollo sottoservizi di Marghera";
- posa del manufatto (fondazione o strutture impiantistiche interrato) e rinterro con terreno idoneo al riutilizzo o in alternativa con terreno certificato da cava;
- ripristino della pavimentazione esistente.

**CONSIDERATO** che sia durante la riunione tenutasi durante il sopralluogo che in risposta alla richiesta di integrazioni, il Proponente specifica che tutti i materiali da scavo e gli inerti di demolizione saranno smaltiti come rifiuto, pcome prescritto anche nel parere della Regione Veneto (prescrizione n. 10). Tutti i rifiuti verranno iscritti nel registro di carico e scarico del produttore del rifiuto e quindi trasportati all'idoneo impianto esterno di recupero/smaltimento, mediante automezzi autorizzati, secondo le procedure previste dalla normativa vigente;

**CONSIDERATO** che la caratterizzazione di fondo e pareti scavo sarà eseguita in accordo alle modalità descritte nel "Protocollo operativo per la caratterizzazione dei siti ai sensi del D.Lgs.152/06 dell'accordo di programma per la chimica di Porto Marghera (attualmente in Rev. Gen-08)", che fanno esplicito riferimento al Protocollo APAT-ARPAV-ISS "Proposta di integrazione del "Protocollo Operativo per il campionamento e l'analisi dei siti contaminati – Fondo Scavo e Pareti" di cui alla nota APAT prot. N. 31613 del 07/11/06.

**CONSIDERATO** che eventuali acque presenti all'interno dello scavo (acqua meteorica o di falda, da scavi e da fori di infissione pali) saranno aggottate in fase di cantiere tramite motopompa e collegamento diretto a fognatura di stabilimento per l'invio all'impianto consortile SIFA nel rispetto all'Omologa di accettabilità dell'impianto stesso.

**CONSIDERATO** che sulla base di quanto dichiarato dal Proponente, le modalità di posa in opera delle fondazioni superficiali e profonde e la non interferenza delle aree di cantiere e delle opere da realizzare con i punti di emungimento localizzati della falda previsti dal Progetto di Bonifica della falda, escludono l'instaurarsi di eventuali ostacoli e/o impedimenti fisici in grado di creare modifiche significative al deflusso idrogeologico dell'acquifero, tali da compromettere la bontà degli interventi di bonifica della falda;

**CONSIDERATO**, inoltre, che :

- la non interferenza delle aree di cantiere con le aree destinate agli interventi di MISO suoli (come verificata sulla base delle rappresentazioni cartografiche prodotte dal Proponente in fase di integrazione delle informazioni), nonché
- il ripristino, a fine cantiere, delle condizioni ottimali di copertura superficiale delle aree a seguito delle attività di scavo,

consentono di garantire sul sito il mantenimento delle condizioni sito-specifiche, in base alle quali è stata elaborata l'analisi di rischio sanitaria, e sono stati progettati gli interventi di Messa in Sicurezza Operativa dei Suoli;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda per il trasporto dei materiali da costruzione e dei rifiuti si prevede l'utilizzo di camion. In particolare, durante tutta la fase di cantiere si prevede di mobilitarne circa 7 alla settimana;

#### Fase di esercizio

**CONSIDERATO** che, nel suo assetto post-operam, il Proponente intende mantenere la possibilità di utilizzo dei cicli 'tradizionale' e 'green' la cui operatività non può che essere alternativa<sup>2</sup>;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il ciclo tradizionale, l'unica differenza con l'assetto attualmente autorizzato consiste nella dismissione della unità di distillazione primaria DP2 (nella precedente realizzazione dello step 1, l'unità veniva semplicemente messa in conservazione, senza modifiche);

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la descrizione delle unità di processo utilizzate nel ciclo 'green' si rimanda ai paragrafi precedenti;

**CONSIDERATO** che il Proponente ha effettuato la quantificazione dei bilanci di massa ed energia al fine di consentire una compiuta degli impatti ambientali della fase di esercizio dell'una o dell'altra configurazione, sulla base delle capacità produttive già altrove richiamate per i due cicli 'tradizionale' e 'green';

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le materie prime in ingresso al ciclo 'tradizionale', queste sono quantificate come segue:

Materie prime	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Grezzi	t/a	4.550.000	4.550.000	0%
Semilavorati (nafta, gasoli e oli combustibili)	t/a	865.000	865.000	0%

<sup>2</sup> I due cicli non possono operare parallelamente dal momento che alcune delle unità utilizzate nel ciclo green sarebbero necessarie anche al funzionamento del ciclo tradizionale, ad esempio le unità di ECOFINING<sup>TM</sup> risultano dalla trasformazione delle unità di desolforazione gasoli, il cui funzionamento è necessario anche al ciclo tradizionale, per ottemperare ai requisiti di legge sul contenuto di zolfo delle benzine

**CONSIDERATO** che, non si prevedono inoltre variazioni nel flusso di prodotti finiti in uscita dalla Raffineria;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il ciclo 'green', nel suo assetto futuro si prevede che le materie prime in ingresso all'impianto varino, come mostrato nella seguente tabella:

Materie prime	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Olio vegetale	t/a	400.000 (raffinato)	540.000 (grezzo)	+35%
Grassi animali	t/a	0	60.000	+100%
Glicerina grezza	t/a	0	6.800	+100%
Metano	t/a	0	101.000	+100%
Nafta full-range	t/a	873.100	0	-100%

**CONSIDERATO** che, inoltre, la realizzazione dei nuovi impianti comporterà il consumo di nuove materie ausiliarie di natura non petrolifera, quali additivi e catalizzatori. A valle della realizzazione dei nuovi impianti e delle modifiche impiantistiche introdotte dal progetto si prevedono pertanto le seguenti variazioni nei consumi di materie ausiliarie della Raffineria.

Sostanza	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
<b>Impianto ECOFINING<sup>TM</sup></b>				
Catalizzatori	t/a	95	95	0%
Additivi (DMDS)	t/a	880	410	-53,4%
<b>Reforming Catalitico RC3 e Isomerizzazione ISO</b>				
Catalizzatori	t/a	26,65	0	-100%
Additivi (percloroetilene)	t/a	79,8	0	-100%
<b>Impianto di pretrattamento della carica all' ECOFINING<sup>TM/6</sup></b>				
Additivi	t/a	0	6.811	+100%
<b>Steam Reformer<sup>7</sup></b>				
Catalizzatori	m <sup>3</sup> /a	0	17,1	+100%

**CONSIDERATO** che le modifiche impiantistiche oggetto del presente progetto introdurranno variazioni nei bio-prodotti in uscita dalla Raffineria.

Prodotto	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Green diesel	t/a	308.000	380.430	+23.5%
Green jet fuel	t/a	0	47.520	+100%
Green GPL	t/a	24.500	24.985	+2,0%
Green nafta	t/a	23.400	28.002	19,7%



**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il bilancio di energia la configurazione modificata comporterà variazioni come specificato nelle seguenti tabelle (MCP – Massima Capacità Produttiva)

**Consumo di combustibili alla MCP - ciclo tradizionale**

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam		Configurazione post operam <sup>g</sup>	Variazione	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
Consumo di combustibili						
Olio combustibile	t/a	140.289	116.330	103.769	-26,0%	-10,8%
Fuel gas	t/a	149.299		149.299	0%	
Metano	t/a	-	20.000	20.000	+100%	0%

**1° fase:** miglioramento della qualità del gas combustibile a partire dal rilascio del Decreto AIA ottenuto con la riduzione del contenuto di zolfo da 0,21% a 0,05% peso.

**2° fase:** sostituzione parziale di olio combustibile con gas naturale introdotto nella rete di Raffineria a partire dal 01/01/2015. Nella valutazione degli scenari emissivi si farà riferimento alla sola 2° fase, l'unica rilevante dal 1/1/2015

**Consumo di combustibili alla MCP - ciclo "green"**

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
<b>Consumo di combustibili</b>				
Fuel gas	t/a	54.711	24.790	-54,7%
Metano	t/a	112.202	86.449	-23,0%

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda i consumi idrici, le seguenti tabelle riportano il confronto tra i quantitativi di acqua consumata dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale e del ciclo "green" nella configurazione ante e post operam.

**Consumi idrici alla MCP - ciclo tradizionale**

Fonti di approvvigionamento	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acque di processo - Acquedotto industriale	m³/a	2.628.000	2.589.050	-1,5%
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m³/a	140.000	140.000	0%
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m³/a	70.080.000	56.807.894	-18,9%

**Consumi idrici alla MCP - ciclo "green"**

Fonti di approvvigionamento	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acque di processo - Acquedotto industriale	m³/a	1.800.000	1.300.000	-27,8%
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m³/a	140.000	140.000	0%
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m³/a	44.244.000	28.400.000	-35,8%

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la produzione energetica le seguenti tabelle riportano il confronto tra i quantitativi di energia prodotta dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale e del ciclo "green" nella configurazione ante e post operam.

**Produzione di energia alla MCP - ciclo tradizionale**

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam		Configurazione post operam <sup>g</sup>	Variazione	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
Produzione di energia						
Energia termica	MWh <sub>t</sub>	3.026.731	3.026.726	2.911.769	-3,8%	-3,8%
Energia elettrica	MWh <sub>e</sub>	306.590		306.590	0%	

Produzione di energia alla MCP - ciclo "green"

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Produzione di energia				
Energia termica	MWh	1.919.810	1.281.898	-33,2%
Energia elettrica	MWh	263.676	263.676	0%

**CONSIDERATO** che le seguenti tabelle riportano il confronto tra i quantitativi di energia consumata dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale e del ciclo "green" nella configurazione ante e post operam.

Consumo di energia alla MCP - ciclo tradizionale

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam		Configurazione post operam <sup>g</sup>	Variazione	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
Consumo di energia						
Energia termica da combustibili	MWh <sub>t</sub>	3.560.861	3.560.854	3.425.610	-3,8%	-3,8%
Consumo vapore MP	t/a	813.099		725.499	-10,8%	
Consumo vapore LP	t/a	153.421		153.421	0%	
Energia elettrica	MWh <sub>e</sub>	217.248		208.554	-4%	

Consumo di energia alla MCP - ciclo "green"

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Consumo di energia				
Energia termica da combustibili	MWh	2.258.600	1.508.115	-33,2%
Consumo vapore MP	t/a	199.300	0 <sup>g</sup>	-100%
Consumo vapore LP	t/a	496.900	449.400	-9,6%
Energia elettrica	MWh	95.099	110.022	+15,7%

**CONSIDERATO** che le seguenti tabelle riportano il confronto tra i quantitativi di acqua scaricata dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale e del ciclo "green" alla massima capacità produttiva, nella configurazione ante e post operam.

Scarichi idrici alla MCP - ciclo tradizionale

Scarico	U.d.M	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acqua di raffreddamento da mare	m <sup>3</sup> /a	70.080.000	56.807.894	-18,9%
Acque reflue a Consorzio Fusina	m <sup>3</sup> /a	3.836.286	3.797.336	-1,0%

## Scarichi idrici alla MCP - ciclo "green"

Scarico	U.d.M	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acqua di raffreddamento da mare	m <sup>3</sup> /a	44.244.000	28.400.000	-35,8%
Acque reflue a impianto consortile SIFA	m <sup>3</sup> /a	3.150.000	1.963.555	-37,7%

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le emissioni convogliate, la realizzazione dei nuovi impianti di pretrattamento carica ECOFINING<sup>TM</sup> e Steam Reformer comporterà la demolizione dell'unità DP2 e del relativo camino esistente E3;

**CONSIDERATO** che i fumi generati dal forno F-1 della nuova sezione di produzione di green jet fuel verranno convogliati all'esistente camino E18;

**CONSIDERATO** che per il convogliamento dei fumi delle nuove unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING<sup>TM</sup> e dello Steam Reforming verrà realizzato un nuovo camino, denominato E3N, di altezza pari a 45 m e diametro interno di 2,2 m (area sezione di uscita 3,8 m<sup>2</sup>);

**CONSIDERATO** che nel nuovo camino E3N verranno convogliate, in entrambi i cicli produttivi, anche le emissioni discontinue dell'esistente caldaia H610, che nella configurazione attuale vengono convogliate al camino E3;

**CONSIDERATO** che le caratteristiche del nuovo punto di emissione E3N e dell'esistente punto di emissione E18, oggetto di modifica a seguito degli interventi proposti, sono dettagliate nelle seguenti tabelle:

N. emissione	Altezza dal suolo (m)	Area sezione di uscita (m <sup>2</sup> )	Coordinate Coordinate UTM33 ED50	Fasi che originano il flusso	Sistemi di abbattimento	Monitoraggio in continuo
E18	80	19,63	286456,4 X 5037479,7 Y	DP3 F1, CTE B01, CTE B02, TG01, Forno F1 (sezione di produzione green jet fuel)	nessuno	Si
E3N	45	3,8	286284,6 X 5037597,3 Y	Steam reforming, nuove unità di pretrattamento carica all'ECOFINING <sup>TM</sup> , Caldaia H610 Hot Oil	nessuno	no

**CONSIDERATO** che, le Tabelle di seguito riportate mostrano l'elenco dei camini attivi durante l'operatività di ciclo produttivo tradizionale e "green", e la descrizione delle sorgenti di emissioni continue ad essi afferenti.

**Camini attivi durante l'operatività di ciclo tradizionale ante-operam**

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi	Configurazione ante operam	Configurazione post operam
E3	Distillazione primaria DP2	Forni H1, H2 e H3	Attivo	Non attivo
E8	Reformer Catalitico RC3	Forni F3AN e F3CN	Attivo	Attivo
E12	Reformer Catalitico RC3	Forni F1 e F2	Attivo	Attivo
E14	Reformer Catalitico RC3	Forni F3A, F3B e caldaia a recupero B01	Attivo	Attivo
E15	Isomerizzazione ISO	Forni A10-1, B10-1, C10-1	Attivo	Attivo
E16	Unità HF1	Forni F101 e F102N	Attivo	Attivo
E17	Unità HF2, Recupero zolfo RZ1 e RZ2	Forno B101 Post combustore termico B301 e MS1	Attivo	Attivo
E18	Distillazione primaria DP3 Impianto COGE	Forno F1 Caldaie B01 e B02 e Turbogas TG1	Attivo	Attivo
E20	Visbreaking/Thermal Cracking	Forni F1, F2 e IB F1	Attivo	Attivo

**Camini attivi durante l'operatività di ciclo "green" post-operam**

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi	Configurazione ante operam	Configurazione post operam
E3N	Steam Reformer e Impianto di pretrattamento carica ECOFINING™	Forno 03F001 e Caldaia 890HP	Non attivo	Attivo
E8	Reformer Catalitico RC3	Forni F3AN e F3CN	Attivo	Non attivo
E12	Reformer Catalitico RC3	Forni F1 e F2	Attivo	Non attivo
E14	Reformer Catalitico RC3	Forni F3A, F3B e caldaia a recupero B01	Attivo	Non attivo
E15	Isomerizzazione ISO	Forni A10-1, B10-1, C10-1	Attivo	Non attivo
E16	HF1 (ECOFINING™)	Forni F101 e F102N	Attivo	Attivo
E17	HF2 (ECOFINING™), Recupero zolfo RZ1	Forno B101 Post combustore termico B301	Attivo	Attivo
E18	COGE, Forno F-1 della sezione di produzione green jet fuel	Caldaie B01 e B02, Turbogas TG1 e Forno F-1	Attivo	Attivo
E20	Visbreaking/Thermal Cracking	Forni F1, F2 e IB F1	Non attivo	Non attivo

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le emissioni non convogliate, le modifiche impiantistiche illustrate nel presente progetto non comporteranno alcun incremento quantitativo rispetto alle emissioni non convogliate attuali durante l'operatività del ciclo tradizionale, in quanto non è prevista una variazione delle materie prime idrocarburiche in lavorazione agli impianti di processo, mentre relativamente al nuovo ciclo "green", le modifiche impiantistiche illustrate nel presente progetto comporteranno una riduzione quantitativa rispetto alle emissioni non convogliate durante l'operatività del ciclo "green" ante operam, in quanto è previsto l'annullamento della lavorazione di prodotti idrocarburici di origine fossile;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda i rifiuti prodotti nel ciclo tradizionale ante e post operam, le modifiche in progetto per il ciclo produttivo tradizionale della Raffineria non comporteranno alcuna variazione qualitativa e quantitativa nella produzione di rifiuti rispetto alla configurazione attuale (ante operam);

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda i rifiuti prodotti con il nuovo ciclo "green", i principali rifiuti prodotti dalle nuove unità, nella configurazione post operam, saranno costituiti da:

- gomme separate dai grassi animali;
- terre sbiancanti esauste;
- fanghi separati dalla colonna 4D1, nella sezione di distillazione della glicerina;
- fanghi prodotti dall'impianto di trattamento delle acque reflue;
- catalizzatori esausti prodotti dall'impianto Steam Reformer.

**CONSIDERATO** che la seguente tabella riporta il confronto tra i quantitativi di rifiuti prodotti dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo "green" alla massima capacità produttiva nella configurazione ante e post operam.

Rifiuti prodotti alla MCP - ciclo "green"

Parametro	U.d.M	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t/a	5.400	10.200	+88,9%

**CONSIDERATO** che nell'assetto futuro, sulla base di quanto dichiarato dal proponente, i rifiuti non pericolosi rappresenteranno la quasi totalità dei rifiuti prodotti dalla Raffineria. Infatti, la quota percentuale di rifiuti non pericolosi sul totale rifiuti prodotti nella configurazione "green" post operam si attesterà attorno a circa il 90%;

**CONSIDERATO** che i rifiuti non pericolosi, saranno inoltre costituiti per la maggior parte dalle terre sbiancanti esauste derivanti dall'impianto di pretrattamento della carica all'ECOFINING<sup>TM</sup> per cause intrinseche legate alla tecnologia del processo stesso;

**CONSIDERATO** che, il Proponente dichiara che tutti i rifiuti prodotti saranno gestiti nel rispetto delle norme vigenti in materia. Tutti i rifiuti verranno gestiti in regime di deposito temporaneo così come definito dal D.Lgs. 152/06, in analogia a quanto già attualmente avviene per il ciclo tradizionale;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le emissioni acustiche, dalla documentazione presentata, tutte le apparecchiature installate avranno caratteristiche tali da garantire, compatibilmente con gli attuali limiti della tecnologia, il minimo livello di pressione sonora nell'ambiente;

**CONSIDERATO** che le specifiche Eni R&M relative alle caratteristiche di potenza sonora delle apparecchiature prevedono tassativamente valori di emissione sonora inferiori a 82 dB(A) a 1 metro di distanza. Pertanto tale limite sarà rispettato per le apparecchiature rumorose (pompe, compressori, ecc.) previste per il presente progetto. Nel caso in cui la potenza sonora di specifiche apparecchiature provochi livelli di rumore superiori a quello menzionato, saranno predisposti opportuni sistemi di insonorizzazione;

**CONSIDERATO** che, inoltre, le modifiche in progetto prevedano la realizzazione di 13 nuovi serbatoi, per una capacità geometrica complessiva pari a circa 1.593 m<sup>3</sup>, la cui descrizione è riportata nella seguente tabella

ID	Prodotto	Ubicazione	Capacità Max Operativa (m <sup>3</sup> )
TK1	Glicerina grezza	Tank Farm - Impianto CPO	200
TK2	Fanghi <sup>12</sup>	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK4	FAD (Fatty Acid Distillates)	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK5	Olio esterificato	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK6GA	Grassi animali	Tank Farm - Impianto CPO	500
TK7	Grassi animali	Tank Farm - Impianto CPO	500
TK9	Gomme <sup>12</sup>	Tank Farm - Impianto CPO	100
TK10	Acque reflue	Tank Farm - Impianto CPO	100
TK11	Acido citrico	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK12	Fanghi <sup>12</sup>	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK13	Soda caustica	Tank Farm - Impianto CPO	30
TK03	Glicerina distillata	Esterification layout - Impianto CPO	8
TK6AR	Acque reflue	Esterification layout - Impianto CPO	5

**CONSIDERATO** altresì che il Proponente prevede la modifica della destinazione d'uso di 8 serbatoi esistenti; nella seguente Tabella è riportata la descrizione dei serbatoi, la cui destinazione d'uso sarà differente durante l'operatività del ciclo tradizionale o di quello "green".

ID <sup>13</sup>	Ciclo tradizionale	Ciclo "green"	Ubicazione	Capacità Max Operativa (m <sup>3</sup> )
S151	Grezzo	Benzina finita	Isola dei Petroli	27.869
S164	Grezzo	Gasolio finito	Isola dei Petroli	51.717
S165	Grezzo	Gasolio finito	Isola dei Petroli	51.342
S161	Grezzo	Gasolio finito	Isola dei Petroli	57.011
S163	Grezzo	Gasolio finito	Isola dei Petroli	50.517
S205	Grezzo	Gasolio semilavorato	Raffineria	792
S103	Gasolio Semilavorato	Kerosene	Raffineria	18.937
S113	Gasolio Semilavorato	Kerosene	Raffineria	35.895
S801	Gasolio Finito	Kerosene	Zona Nord Est	1.674
S307	Kerosene	Green jet fuel	Raffineria	1.248
S325	Kerosene	Green jet fuel	Raffineria	1.108

**CONSIDERATO** che, relativamente ai serbatoi, siano essi di nuova costruzione o modifica dell'esistente, il Proponente specifica che le misure di prevenzione previste per i serbatoi, quali bacini di contenimento, doppio fondo, pozzetti per la raccolta di eventuali sversamenti, nonché la presenza di pavimentazione impermeabile sull'intero sito industriale e le misure di controllo che vengono effettuate dalle Unità Tecniche di Raffineria, consentono di garantire la protezione della falda e del suolo da eventuali contaminazioni;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le emissioni odorigene, il Proponente dichiara che le modifiche impiantistiche illustrate nel presente progetto non comporteranno alcuna variazione nell'impatto odorigeno della Raffineria, operante con ciclo tradizionale, rispetto alla configurazione attuale;

**CONSIDERATO** che con riferimento al nuovo ciclo "green", invece, gli impianti e i serbatoi che la Raffineria intende realizzare saranno inclusi sia nell'elenco delle potenziali sorgenti di emissioni odorigene che nel programma di monitoraggio degli odori vigente presso la Raffineria;

**CONSIDERATO**, comunque, che il Proponente ritiene comunque che l'impatto odorigeno della Raffineria durante il ciclo "green" sia paragonabile a quello generato durante il ciclo tradizionale e che i nuovi impianti e serbatoi non comporteranno alcun incremento dello stesso nella configurazione *post operam* rispetto all'*ante operam*;

**CONSIDERATO** e **VALUTATO** che tutti gli impatti ambientali derivanti dalle attività di cantiere e di esercizio saranno analizzati in dettaglio nel seguito del presente parere;

Per quanto riguarda il Quadro di riferimento ambientale

**CONSIDERATO** che, con riferimento alla caratterizzazione dell'area vasta in esame, l'area di progetto si colloca all'interno della zona industriale di Porto Marghera la quale, sviluppata a partire dagli inizi del 1900, si estende attualmente su di una superficie complessiva di circa 2000 ha. La raffineria di Porto Marghera rappresenta uno degli elementi che costituiscono il complesso industriale;

**CONSIDERATO** che la zona di progetto si inserisce in quella porzione di territorio della provincia di Venezia definita "fascia lagunare e deltizia"; quest'area comprende sia l'ampio territorio ricoperto attualmente da lagune, sia quello corrispondente ad antiche paludi e lagune ora bonificate; dal punto di vista altimetrico il territorio passa da zone prevalentemente pianeggianti a lagunari, con un'altitudine media delle terre emerse di pochi metri (2-3) sopra il livello medio del mare e di 4-3 m sotto tale livello per gli ambiti di laguna veri e propri;

**CONSIDERATO** che, morfologicamente, l'area di studio appare sub-pianeggiante con la presenza di lievi avvallamenti e dossi naturali fluviali e litorali che condizionano il deflusso delle acque di scorrimento superficiale ed incanalate;

Atmosfera

Caratterizzazione meteorologica

**CONSIDERATO** che l'analisi meteorologica dell'area in esame (al suolo) è stata condotta analizzando le stazioni di rilevamento dell'Ente Zona industriale di Porto Marghera più vicine all'impianto in esame: in particolare la stazione 5, la stazione 22 e la stazione 23. La stazione 23 è stata utilizzata per i dati di temperatura, radiazione solare globale e precipitazione. Le stazioni 5 e 22 per i dati di velocità del vento e direzione del vento;

**CONSIDERATO** che l'anno di riferimento utilizzato per le simulazioni è il 2012, anno che presenta una buona completezza dei dati oltre, ovviamente, ad essere l'anno più recente disponibile alla stesura del SIA;

**CONSIDERATO** che il 2012 è caratterizzato da una temperatura massima registrata in estate di 32°C e una minima in inverno di -6,3°C, con le temperature medie stagionali in linea con quelle degli anni precedenti;

**CONSIDERATO** che per quello che riguarda gli eventi meteorici, questi si sono concentrati soprattutto nella stagione autunnale con i picchi massimi nei mesi di settembre e ottobre e i picchi minimi nella stagione estiva con 61 mm di pioggia cumulata per un totale di 34 ore di precipitazione;

**CONSIDERATO** che il vento proviene principalmente da nord nord-est e ha una velocità che per la metà delle ore dell'anno si attesta tra i 2 e i 4 m/s. La direzione prevalente è caratteristica degli eventi di bora che solitamente si verificano durante la stagione invernale. Nel corso di tali eventi i venti raggiungono punte di circa 50/60 nodi (90/100 Km/h). Si osserva inoltre una direzione secondaria da SE, imputabile alle brezze che soffiano dal mare verso l'entroterra soprattutto nei mesi estivi;

**CONSIDERATO** che, per i dati meteo in quota, il Proponente ha acquisito i dati del database LAMA relativi al 2012 e selezionato la quota di 970 m s.l.m.;

**CONSIDERATO** che, in quota, rispetto ai valori riscontrati al suolo, in quota la velocità dei venti risulta superiore. La velocità massima riscontrata è pari a 34 m/s e quella media è di 6,5 m/s;

**CONSIDERATO** che, la classe di stabilità prevalente è la classe E (leggermente stabile) in tutti i periodi dell'anno;

#### Caratterizzazione della qualità dell'aria ante-operam

**CONSIDERATO** che, per il monitoraggio della qualità dell'aria nell'area in esame sono operative due reti, integrate l'una all'altra, di centraline per il monitoraggio in continuo dei parametri e dei contaminanti di rilievo ai fini ambientali e/o di sicurezza. Si tratta, per l'area vasta, della Rete di Qualità dell'Aria gestita da ARPAV, cui si integra, per l'area del polo industriale la rete dedicata gestita dall'Ente Zona Porto Marghera;

**CONSIDERATO** che i dati utilizzati per la caratterizzazione della qualità per gli anni 2011 e 2012 sono relativi ad entrambe le reti di controllo della qualità dell'aria presenti nell'area di interesse, gestite rispettivamente dall'Arpa Veneto e dall'Ente Zona Industriale di Porto Marghera;

**CONSIDERATO** che per quanto concerne in particolare la rete dell'Arpa Veneto, i dati utilizzati sono stati ricavati dalle seguenti fonti:

- Portale internet SinaNet gestito da ISPRA (<http://www.sinanet.isprambiente.it>);
- Qualità dell'Aria in Provincia di Venezia. Relazione Annuale 2011. ARPAV, novembre 2012 (<http://www.arpa.veneto.it>);
- Qualità dell'Aria in Provincia di Venezia. Relazione Annuale 2012. ARPAV, luglio 2013 (<http://www.arpa.veneto.it>);
- Lo stato di qualità dell'aria nel Comune di Venezia, Rapporto annuale 2011. Comune di Venezia / ARPAV, luglio 2012 (<http://www.comune.venezia.it>);
- Relazione regionale della qualità dell'aria – anno di riferimento 2012. ARPA, maggio 2013 (<http://www.arpa.veneto.it>);

**CONSIDERATO** che per quanto concerne invece la rete dall'Ente Zona Industriale, i dati sono stati messi a disposizione dall'Ente stesso su specifica richiesta (<http://www.entezona.it>);

**CONSIDERATO** che per quello che riguarda la rete ARPAV, i dati analizzati sono quelli relativi alle centraline:

- Parco Bissuola, Mestre (background urbano);
- Via da Verrazzano, Mestre (traffico urbano), attivata a Dicembre 2011;
- Via Tagliamento, Mestre (traffico urbano), in parte dismessa nel corso del 2012;
- Malcontenta, Via Garda, (industriale suburbano);
- Sacca Fisola, Venezia (background urbano).

**CONSIDERATO** che dall'analisi dei dati registrati dalle centraline ARPAV, si riassume che:

- Per quanto riguarda il biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), il monossido di carbonio e il benzene, durante gli anni 2011 e 2012 non è stato riscontrato alcun superamento dei valori limite applicabili per nessuna stazione;
- Per quanto riguarda il biossido di azoto (NO<sub>2</sub>), non vi sono stati dei superamenti del limite orario per la protezione della salute umana, mentre, presso le centraline di Via Tagliamento e di Via da Verrazzano (traffico urbano) è stato superato il limite annuale per la protezione della salute umana. Il Biossido di azoto è un inquinante caratterizzato da un livello di criticità moderata per l'area in esame, infatti anche per le altre stazioni le concentrazioni registrate sia nel 2011 che nel 2012 sono state prossime al limite annuale per la protezione della salute umana;
- Per quanto riguarda gli ossidi di azoto in generale (NO<sub>x</sub>) e il valore limite per la protezione della vegetazione, questo è stato superato in tutte le stazioni, sebbene nessuna delle stazioni dell'attuale rete di monitoraggio ARPAV risponde alle caratteristiche richieste nell'Allegato III del D.Lgs. 155/10 per i siti destinati alla protezione degli ecosistemi o della vegetazione (ubicazione a più di 20 km dalle aree urbane e ad oltre 5 km da altre zone edificate, impianti industriali, autostrade o strade principali con conteggi di traffico superiori a 50000 veicoli al



- giorno); perciò il superamento dei valori limite di protezione della vegetazione valutato nelle diverse stazioni rappresenta un riferimento puramente indicativo;
- Per quello che riguarda l'O<sub>3</sub>, questo ha presentato alcuni giorni con almeno un superamento della soglia di informazione presso la stazione di Parco Bissuola a Mestre, mentre non è stato registrato alcun superamento della stessa soglia presso la stazione di Sacca Fisola. La soglia di allarme non è mai stata superata, ma in entrambe le stazioni di monitoraggio si sono verificati dei giorni di superamento dell'obiettivo a lungo termine per la protezione della salute umana. La maggior parte dei superamenti si sono verificati dal mese di maggio al mese di settembre e soprattutto nelle ore pomeridiane, quando l'intensa radiazione solare favorisce l'aumento della concentrazione di ozono con più superamenti dell'obiettivo a lungo termine.
  - Per quello che riguarda PM<sub>10</sub>, nel 2011 la concentrazione media di PM<sub>10</sub> è maggiore del valore limite annuale fissato dal D.Lgs. 155/10 (40 mg/m<sup>3</sup>) presso la stazione di traffico di via Tagliamento a Mestre e la stazione di tipo industriale di Malcontenta; presso le altre stazioni la media annuale risulta di poco inferiore al valore limite. Nel 2012 non sono stati registrati superamenti anche se la concentrazione media annuale è risultata di poco inferiore o prossima al limite in tutte le stazioni; il PM<sub>10</sub> presenta una diffusione pressoché omogenea nel centro urbano di Mestre e Venezia, ma anche in tutto il territorio provinciale. Il numero di giorni di superamento del valore limite di 24 ore per la protezione della salute umana consentiti è stato superato in tutte le stazioni di monitoraggio;
  - Presso tutte le stazioni analizzate, le medie annuali 2011 e 2012 della concentrazione di PM<sub>2.5</sub> risultano superiori al valore limite annuale al 2015 pari a 25 mg/m<sup>3</sup> (D.Lgs. 155/10), ed anche allo stesso valore limite aumentato del margine di tolleranza previsto per gli anni 2011 e 2012, pari rispettivamente a 28 e 27 mg/m<sup>3</sup>. Detti superamenti indicano un inquinamento ubiquitario anche per le polveri fini (PM<sub>2.5</sub>), che presentano una diffusione pressoché omogenea nell'area urbana ma anche in tutto il territorio provinciale;
  - Per quanto riguarda IPA e benzo(a)pirene, nel 2011 la media annuale della concentrazione di benzo(a)pirene assume il valore di 1,0 ng/m<sup>3</sup> presso la stazione di background urbano di Parco Bissuola, quindi valori inferiori o uguali al valore obiettivo di 1,0 ng/m<sup>3</sup> stabilito dal D.Lgs. 155/10. Al contrario la media annuale presso la stazione di traffico di via Tagliamento assume il valore di 1,8 ng/m<sup>3</sup>, superiore al suddetto valore obiettivo. Nel 2012 la media rilevata a Parco Bissuola è stata pari a 1,4 ng/m<sup>3</sup>, il sensore di via Tagliamento è stato disattivato mentre il nuovo sensore di Malcontenta ha registrato il valore più alto mai rilevato in Prov. di Venezia, pari a 2,0 ng/m<sup>3</sup>. Nonostante le stazioni di monitoraggio siano di tipologia diversa (Traffico Urbano, Background Urbano), tali valori indicano un inquinamento ubiquitario anche per il benzo(a)pirene che presenta una diffusione pressoché omogenea nell'area urbana.
  - Per quanto riguarda i metalli pesanti e, in particolare, Piombo, Nichel, Arsenico e Cadmio, non è stato riscontrato alcun superamento dei valori limite/obiettivo applicabili.

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda l'analisi dei dati delle centrali EZI si può dedurre quanto segue:

- Per quanto riguarda il biossido di zolfo, non sono stati rilevati superamenti in nessuno dei due anni e per nessuna delle centraline;
- Per quanto riguarda il biossido di azoto, durante il 2011 è stato riscontrato il superamento del limite annuale per la protezione della salute umana presso le stazioni urbane EZI n. 17 e 21. Nel 2012 non è stato riscontrato alcun superamento dei valori limite applicabili;
- Per quanto riguarda l'ozono, sono stati rilevati dei superamenti nella stazione EZI n. 21 in ambedue gli anni di osservazione
- Per quanto riguarda PM<sub>10</sub> ci sono stati superamenti dei limiti applicabili presso le stazioni industriali EZI n. 05. e n. 28 (si veda la seguente tabella). I valori rilevati sono comunque in linea con quelli della rete ARPAV, a dimostrazione di un inquinamento ubiquitario, che presenta una diffusione pressoché omogenea in tutto il territorio provinciale ;
- Per quanto concerne il PM<sub>2.5</sub>, presso la stazione EZI n. 10, le medie annuali 2011 e 2012 risultano superiori al valore limite annuale al 2015 pari a 25 mg/m<sup>3</sup> (D.Lgs. 155/10), ed anche allo stesso valore limite aumentato del margine di tolleranza previsto per gli anni 2011 e 2012, pari rispettivamente a 28 e 27 mg/m<sup>3</sup>. Anche in questo caso, si rileva una sostanziale omogeneità con i valori rilevati dalla rete ARPAV;

**CONSIDERATO** che dal rapporto Ente Zona Industriale del Marzo 2011, il Proponente ha analizzato l'andamento storico della concentrazione degli inquinanti:

- per il biossido di zolfo, la stabilizzazione negli ultimi anni delle misure su valori prossimi all'inizio scala strumentale;
- per il biossido di azoto, si nota la netta diminuzione registrata nei primi anni '90 delle concentrazioni misurate in quartiere urbano ed in zona industriale, e la progressiva diminuzione negli anni seguenti. In particolare, le misure delle postazioni in area industriale presentano negli ultimi anni valori più bassi di quelli rilevati in quartiere urbano e pressoché coincidenti con quelli del centro storico;
- per il PM10, le cui misure sono disponibili in modo omogeneo a partire dal 2006, c'è l'incremento dei valori in periodo invernale, in tutte le tipologie di postazioni di misura (zona industriale, quartiere urbano, centro storico e zona extraurbana). L'andamento delle misure nelle quattro tipologie di postazioni, dimostra la diffusione in tutto il territorio di questo inquinante e la sua dipendenza dalla stagionalità e dalla meteorologia;

**CONSIDERATO** che anche sulla base del Rapporto Annuale pubblicato da ARPAV e da Comune di Venezia per il 2011, che sintetizza i risultati delle elaborazioni dei dati di qualità dell'aria dal 2003 al 2010, si evidenziano le criticità per le concentrazioni al suolo degli ossidi di azoto, in particolare per le stazioni di traffico urbano di via F.lli Bandiera e di Via Tagliamento nonché per le concentrazioni delle polveri sottili PM10 e PM2,5 che rappresentano ancora elementi di criticità a livello Comunale per l'elevato numero di superamenti del valore limite giornaliero. Sia per gli ossidi di azoto che per le polveri si è registrata una moderata riduzione delle concentrazioni, con una inversione di tendenza per il 2011, situazione che deve essere valutata tenendo conto delle condizioni meteo che hanno caratterizzato il 2011.

Per quanto la concentrazione media annuale di benzo(a)pirene, indicatore degli IPA totali, si è ridotta lentamente dal valore massimo di 1,9 ng/m3 registrato nel 2004 nella stazione scelta a rappresentare l'area di traffico urbano negli ultimi anni fino a valori prossimi al valore limite annuale di 1 ng/m3, ad esclusione del valore del 2011 registrato nella stazione di Via Tagliamento (rappresentativa del traffico urbano).

**CONSIDERATO** che nell'ambito dell'applicazione del Piano di Monitoraggio e Controllo del Decreto AIA, la Raffineria effettua campagne di monitoraggio delle emissioni convogliate in atmosfera relative alla maggior parte dei parametri trattati nei precedenti paragrafi. I risultati di tali campagne, oltre a dimostrare un costante rispetto dei limiti normativi applicabili, per alcuni parametri (es. IPA) hanno evidenziato valori di concentrazione inferiori al limite di rilevabilità della strumentazione utilizzata;

#### Qualità dell'aria: stima degli impatti in fase di cantiere

**CONSIDERATO** che la durata della fase di cantiere per le attività che verranno realizzate all'interno dei confini della Raffineria (realizzazione impianto di pretrattamento oli, realizzazione impianto Steam Reforming e revamping impianto ECOFINING<sup>TM</sup>) è stata stimata complessivamente di circa 17 mesi;

**CONSIDERATO** che il principale fattore di impatto potenziale sulla qualità dell'aria dell'opera in progetto è determinato dalla produzione di polveri in fase di costruzione delle opere di progetto, dovuto all'azione delle macchine e dei mezzi d'opera che saranno presenti in cantiere;

**CONSIDERATO** che le modalità di formazione delle polveri permette di prevederne le caratteristiche granulometriche medie e il conseguente comportamento diffusivo: nel caso specifico si prevede la formazione di polveri a matrice prevalentemente media-grossolana (granulometrie prevalenti comprese tra 30 e 100 µm). E' pertanto possibile assumere che la generazione di polveri aerodisperse sarà molto limitata, e comunque con granulometria prevalentemente medio - grossolana (oltre i 30 µm), e conseguente ricaduta in un intorno molto prossimo alle aree sorgente (cautelativamente stimabile in un raggio di 200 m);

**CONSIDERATO** che la diffusione di polveri sarà prodotta nelle sole aree di ridotta estensione in cui sono effettuati movimenti di terra, attività di scavo e transito dei mezzi di cantiere su un'area utilizzata esclusivamente per scopi industriali;

**CONSIDERATO e VALUTATO** tuttavia, che il Proponente afferma che nel corso della fase di cantiere verranno introdotti tutti gli accorgimenti necessari alla minimizzazione della formazione e la diffusione di polveri, quali ad esempio la bagnatura delle aree di lavoro;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, per quanto riguarda le emissioni inquinanti dai mezzi di cantiere, il Proponente stima che sarà prodotta una quantità limitata di inquinanti data la limitata e temporanea operatività degli stessi;

**CONSIDERATO e VALUTATO** altresì che, per quanto riguarda per il trasporto dei materiali da costruzione e dei rifiuti si prevede l'utilizzo di camion. In particolare, durante tutta la fase di cantiere si prevede di mobilitarne circa 7 alla settimana;

**VALUTATO** che, alla luce di quanto sopra e della modesta e completa reversibilità degli impatti, si valuta che in fase di cantiere non si verificheranno impatti negativi e significativi sull'ambiente;

Qualità dell'aria: stima degli impatti in fase di esercizio

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda le emissioni convogliate, a partire dai dati di input geometrici ed emissivi della Raffineria, dalle condizioni meteorologiche monitorate dall'Ente Zona e dai dati in quota ricavati dal dataset LAMA nell'anno 2012, si è simulata, tramite il modello di dispersione CALPUFF, la concentrazione degli inquinanti presso i recettori posizionati nell'intorno dell'impianto (dominio quadrato avente lato di 10 km) al fine di valutare l'impatto sulla matrice aria dell'impianto.

**CONSIDERATO** che sono stati considerati due assetti di funzionamento ante e post operam:

- ciclo tradizionale (2° fase) ante e post operam ;
- ciclo alternativo "green" ante e post operam ,

**CONSIDERATO** che le caratteristiche meteo climatiche e meteo diffusive utilizzate per lo studio modellistico di dispersione degli inquinanti sono relative all'anno di riferimento 2012 e considerano sia le informazioni monitorate a terra che quelle in quota fornite dal dataset LAMA;

**CONSIDERATO** che, i dati rilevati nelle stazioni a terra ed utilizzati nelle simulazioni all'interno del file meteorologico sono stati:

- Velocità del vento (10 metri),
- Direzione del vento (10 metri),
- Temperatura (10 metri),
- Precipitazione (10 metri).

I dati presenti nel dataset LAMA ed utilizzati sono stati:

- Velocità del vento (970 metri),
- Direzione del vento (970 metri),
- Temperatura (970 metri).

Dal dataset LAMA, inoltre, sono stati ricavati i dati relativi alla turbolenza atmosferica, ovvero:

- Classe di stabilità atmosferica,
- Lunghezza di Monin-Obukhov,
- Velocità di frizione superficiale.

**CONSIDERATO** che per quello che riguarda la morfologia del territorio, l'impianto di Porto Marghera è situato su di un territorio pianeggiante, la quota delle base dei camini sul livello del mare è di circa 5 metri, mentre la quota più alta nell'intorno dell'impianto a circa 12 metri. Per quanto concerne l'uso del suolo, l'impianto è situato in una zona caratterizzata principalmente da aree industriali e conurbazioni urbane.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le caratteristiche dei punti di emissione negli assetti 'tradizionale' e green' ante-operam, sono presenti 9 camini, aventi le caratteristiche geometriche, la temperatura fumi e l'ubicazione riportate nella seguente Tabella;

Camino	Impianti afferenti	Altezza (m)	Diametro (m)	Temperatura fumi (°C)	Coordinate UTM33 ED50	
					x (m)	y (m)
E3	DP2	35	1,98	417	286271,3	5037604,1
E18	DP3 e COGE	80	5,00	173	286456,4	5037479,7
E15	Isomerizzazione	35	2,55	323	286370,9	5037431,7
E8	Reforming catalitico 3/a	70	1,58	189,5	286415,8	5037258,6
E12	Reforming catalitico 3/b	45	2	336	286385,1	5037260,8
E14	Reforming catalitico 3/c	36	2	323,5	286349,7	5037262,1
E20	Visbreaker/Thermal cracker	80	2,8	192	286544,5	5037444
E16	HF1	40	1,20	383,5	286369,3	5037324,1
E17	HF2, RZ1 e RZ2	61	1,20	316	286542,6	5037267,1

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda i flussi emissivi globali per i cicli tradizionale e 'green' ante-operam, vale quanto riportato nella seguente tabella:

Assetto	SO <sub>2</sub> (kg/h)	NO <sub>x</sub> (kg/h)	PTS (kg/h)	CO (kg/h)
Ciclo tradizionale (2° fase)	259,7	155,8	14,4	21,7
Ciclo "green"	30,9	131,7	5,0	17,3

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la configurazione dei camini nel post-operam, la realizzazione dei nuovi impianti di pretrattamento carica ECOFINING™ e Steam Reformer comporterà la demolizione dell'unità DP2 e del relativo camino esistente E3. Per il convogliamento dei fumi generati dalle nuove unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™ e dello Steam Reforming verrà realizzato un nuovo camino, denominato E3N, di altezza pari a 45 m e diametro interno di 2,2 m;

**CONSIDERATO** che nel nuovo camino E3N verranno convogliate, in entrambi i cicli produttivi, anche le emissioni discontinue dell'esistente caldaia H610, che nella configurazione attuale vengono convogliate al camino E3 e che i fumi generati dal forno F-1 della nuova sezione di produzione di green jet fuel verranno convogliati all'esistente camino E18;

**CONSIDERATO** che nella seguente Tabella sono riportati i camini presenti in Raffineria, nelle configurazioni post operam (ciclo tradizionale e ciclo "green"), con le relative caratteristiche geometriche, temperatura fumi e ubicazione:

Camino	Impianti afferenti	Altezza (m)	Diametro (m)	Temperatura fumi (°C)	Coordinate UTM33 ED50	
					x (m)	y (m)
E3N	Steam Reformer e Impianto di pretrattamento carica ECOFINING™	45	2,20	200	286284,6	5037597,3
E18	DP3 e COGE	80	5,00	173	286456,4	5037479,7
E15	Isomerizzazione	35	2,55	323	286370,9	5037431,7
E8	Reforming catalitico 3/a	70	1,58	189,5	286415,8	5037258,6
E12	Reforming catalitico 3/b	45	2	336	286385,1	5037260,8
E14	Reforming catalitico 3/c	36	2	323,5	286349,7	5037262,1
E20	Visbreaker/Thermal cracker	80	2,8	192	286544,5	5037444
E16	HF1	40	1,20	383,5	286369,3	5037324,1
E17	HF2, RZ1 e RZ2	61	1,20	316	286542,6	5037267,1

**CONSIDERATO** che, le seguenti Tabelle riportano le emissioni di Raffineria, espresse come flussi di massa (kg/h) per singolo punto di emissione, relative alle configurazioni post operam, rispettivamente al ciclo produttivo tradizionale (2° fase) e al ciclo alternativo "green", alla Massima Capacità Produttiva, come indicate dal Proponente con istanza VIA-AIA del 2014;

Camini	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PST	CO	Volume fumi
	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	Nm <sup>3</sup> /h
E3N <sup>11</sup>	0,10	0,4	0,007	0,03	1.434
E18	99	97,0	6,4	11,8	509.683
E15	16	7,7	0,8	0,9	26.161
E8	14	6,5	0,8	0,9	23.107
E12	9	3,6	0,8	0,9	14.503
E14	20	10,1	1,6	1,8	33.614
E20	45	14,8	2,3	2,7	55.239
E16	6	6,5	0,3	0,9	22.579
E17	39	4,1	0,8	0,9	18.806

**Tabella 1 - Caratteristiche emissive della configurazione post operam – ciclo tradizionale (2° fase)(Fonte, ENI SIA 2014)**

Camini	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PST	CO	Volume fumi
	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	Nm <sup>3</sup> /h
E3N <sup>12</sup>	1,00	23,50	0,40	5,90	156.686
E18	1,85	81,05	4,03	8,81	453.257
E16	0,10	1,90	0,10	0,30	4.556
E17	22,80	3,80	0,20	0,50	9.614

**Tabella 2 - Caratteristiche emissive della configurazione post operam – ciclo 'green' (Fonte, ENI SIA 2014)**

**CONSIDERATO** che, la simulazione di dispersione degli inquinanti in atmosfera è stata effettuata mediante il modello di simulazione CALPUFF (modello lagrangiano, non stazionario a puff gaussiano, multistrato e multi-inquinante) per i seguenti inquinanti:

- SO<sub>2</sub> (Biossido di Zolfo),
- NO<sub>2</sub> (Biossido di Azoto),
- PM<sub>10</sub> (Materiale particolato con diametro inferiore a 10 µm),
- CO (Monossido di Carbonio).

**CONSIDERATO** che il dominio dell'area di studio presa in esame ha forma quadrata avente lato di 10 km e l'angolo Sud-Ovest del reticolo di riferimento è stato posizionato nel punto di coordinate UTM E = 281 km, N = 5033 Km, in modo tale che la Raffineria risulti localizzata al centro dell'area stessa. I valori delle concentrazioni degli inquinanti al suolo sono stati stimati in corrispondenza di una serie di punti recettori (2500) appartenenti ad una griglia di calcolo regolare caratterizzata da una maglia con passo di 200 m. A ciascun punto della griglia di calcolo è stata assegnata la quota sul livello del mare derivata dal DTM (Modello Digitale del Terreno) SRMT NASA-USGS con una risoluzione spaziale di 90 m;

**CONSIDERATO** che, per i due cicli produttivi possibili sono state analizzate le configurazioni ante e post operam e sono state definite le mappe relative alle concentrazioni atmosferiche mediate su differenti periodi temporali (secondo quanto indicato dal Decreto 13/08/10 n. 155), al fine di verificare che il carico inquinante rispetti i limiti di qualità dell'aria vigenti e per identificare eventuali episodi di criticità;

**CONSIDERATO** che per gli inquinanti considerati (SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, PM<sub>10</sub> e CO) la normativa di riferimento fissa il numero di volte che la concentrazione limite può essere superata in un anno; i risultati prodotti rappresentano quindi il corrispondente percentile della concentrazione massima (nell'intervallo temporale fissato). I valori annuali sono stati, invece, mediati sull'anno completo.

**CONSIDERATO** che nella stima effettuata si sono considerati, cautelativamente, le concentrazioni di:

- NO<sub>2</sub> pari a quella degli NO<sub>x</sub>, considerando che tutti gli NO<sub>x</sub> presenti reagiscano in atmosfera e si presentino in forma di NO<sub>2</sub>,

- PM10 pari a quella delle PTS, considerando che tutte le polveri emesse dall'impianto (PTS) siano particelle con dimensioni inferiori a 10 µm (PM10).

**CONSIDERATO** che nel seguito sono indicate le ricadute massime di tutti gli inquinanti per tutti gli scenari considerati e che saranno indicate le differenze, in termini di ricadute e differenze percentuali di ricadute, tra i diversi scenari considerati;

**VALUTATO** che in linea con la quantità di emissioni, in entrambi gli scenari (ante e post operam), il ciclo "green" presenta sempre ricadute minori del ciclo tradizionale. Lo scenario ante operam, inoltre, comporta emissioni sempre maggiori dello scenario post operam, come mostrato dai risultati delle simulazioni riportati di seguito:

Inquinante	SO <sub>2</sub>			PM <sub>10</sub>		NO <sub>2</sub>		CO
periodo di mediazione	media annuale	percentile giornaliero	percentile orario	media annuale	percentile giornaliero	media annuale	percentile orario	media giornaliera calcolata su 8 ore
U.d.M	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>
Limite di legge	20	125	350	40	50	40	200	10000
Ciclo tradizionale (2° fase) ANTE OPERAM	8,7	37,1	163,2	0,5	1,4	3,7	81,9	7,9
Ciclo tradizionale (2° fase) POST OPERAM	7,7	35,9	163,5	0,4	1,3	3,4	81,0	7,8

**Tabella 3 - Ricadute attese nelle configurazioni ante e post operam per il ciclo tradizionale (2° fase). (Fonte, ENI SIA 2014)**

Inquinante	SO <sub>2</sub>			PM <sub>10</sub>		NO <sub>2</sub>		CO
periodo di mediazione	media annuale	percentile giornaliero	percentile orario	media annuale	percentile giornaliero	media annuale	percentile orario	media giornaliera calcolata su 8 ore
U.d.M	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>	µg/m <sup>3</sup>
Limite di legge	20	125	350	40	50	40	200	10000
Ciclo "green" ANTE OPERAM	2,3	10,5	52,5	0,1	0,3	3,2	76,5	7,6
Ciclo "green" POST OPERAM	2,0	8,9	46,6	0,1	0,2	1,5	49,6	5,1

**Tabella 4 - Ricadute attese nelle configurazioni ante e post operam per il ciclo 'green' (Fonte, ENI SIA 2014)**

**VALUTATO** che le riduzioni sono riconducibili alla dismissione della DP2 nel caso del ciclo tradizionale e all'ottimizzazione del processo produttivo nel ciclo 'green', con la dismissione del 'ciclo nafta' e l'installazione dello steam reformer a gas naturale;

**VALUTATO**, altresì, che per quanto concerne le emissioni del COGE, come riferito nel Quadro Progettuale, la realizzazione degli interventi illustrati nel presente progetto non introdurrà alcuna variazione delle stesse, sia nell'operatività della Raffineria nel ciclo tradizionale che in quello "green";

**CONSIDERATO** che, il confronto tra le ricadute delle configurazioni ante e post operam, possono essere così riassunte:

Assetto	SO <sub>2</sub>			PM <sub>10</sub>		NO <sub>2</sub>		CO
Periodo di mediazione	media annuale	percentile giornaliero	percentile orario	media annuale	percentile giornaliero	media annuale	percentile orario	media giornaliera calcolata su 8 ore
Ciclo tradizionale (Fase 2)	-11%	-3%	0%	-13%	-12%	-8%	-1%	1%
Ciclo "green"	-13%	-15%	-11%	0%	-33%	-53%	-35%	-33%

**CONSIDERATO**, inoltre, che il Proponente ha effettuato le simulazioni delle ricadute anche per le centraline di qualità dell'aria gestite dall'Ente Zona e dall'ARPA Veneto;

**VALUTATO** che, come deducibile da quanto sopra, sulla base dei risultati mostrati nel SIA, il contributo emissivo della Raffineria rispetto alle concentrazioni stimate al suolo sia senza dubbio ridotto rispetto all'ante-operam in ambedue le configurazioni ('tradizionale' e *green*);

**CONSIDERATO** e **VALUTATO**, inoltre, che, rispetto agli scenari di input considerati nell'ambito delle simulazioni, durante il corso dell'istruttoria e, in particolare, a seguito della nota ENI del 15/4/2016, si registra una ulteriore riduzione delle emissioni ai singoli camini nel ciclo 'green' (cfr. istanza VIA- AIA e riportato nella Tabella 57 'Emissioni convogliate in atmosfera per singolo camino' e nota integrativa volontaria volontaria del 19/7/2016 prot. 2633/CTVA che chiarisce il quadro delle emissioni ai singoli camini) che determina l'ulteriore riduzione delle ricadute post operam di tale ciclo;

**VALUTATO**, pertanto, che il progetto di cui trattasi determina la riduzione degli impatti sulla componente atmosfera determinati dallo svolgimento delle attività della Raffineria per entrambe le configurazioni e che, data la natura innovativa degli impianti utilizzati nel ciclo 'green' è importante la verifica delle emissioni ai singoli camini;

#### Ambiente idrico superficiale

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'ambiente idrico superficiale, il sito di intervento appartiene, dal punto di vista idrografico, al bacino scolante della Laguna di Venezia. Il reticolo idrografico di tale bacino è costituito da brevi aste fluviali di limitata portata e da canali di scolo artificiali;

**CONSIDERATO** che la Zona Industriale è attraversata dai seguenti canali artificiali:

- ☐ Canale industriale Brentella;
- ☐ Canale industriale Nord;
- ☐ Canale industriale Ovest;
- ☐ Canale industriale Sud;
- ☐ Canale Malomocco-Marghera (Canale dei Petroli).

**CONSIDERATO** che la conterminazione del bacino scolante in laguna è piuttosto complicata e di dubbia definizione, soprattutto a causa delle numerose modifiche di origine antropica apportate nei secoli al reticolo idrografico;

**CONSIDERATO** che il bacino comprende un'area valutata da diversi autori tra 1.800 e 1.850 km<sup>2</sup>, la quale si spinge verso Nord-Ovest oltre Castelfranco Veneto, fino a lambire il corso del fiume Brenta a valle di Bassano del Grappa. Ad occidente si attesta sul fiume Bacchiglione, a Sud di Padova, arrivando sino al basso corso dell'Adige. In particolare l'area industriale di Marghera appartiene al sottobacino dello Scolo Lusore;

**CONSIDERATO** Che dal punto di vista delle portate è stato stimato che in media dal bacino afferente giungano alla laguna di Venezia circa 31-35 m<sup>3</sup>/s, mentre, in condizioni di piena, l'apporto può superare i 600 m<sup>3</sup>/s;

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda la qualità delle acque in Laguna, si possono distinguere due principali ordini di problemi: quelli legati allo stato ecologico e quelli legati allo stato chimico – fisico delle acque;

**CONSIDERATO** che lo stato trofico della laguna è caratterizzato ad un aumento dei nutrienti in laguna negli ultimi 20 anni ascrivibile alle sorgenti civili (aumento della popolazione residente nel Bacino Scolante), alla sorgente industriale (produzione di fertilizzanti ed altro) ed alla sorgente agricola (aumento della concimazione chimica). Il processo di eutrofizzazione della Laguna ha seguito il ciclo isteretico;

**CONSIDERATO** che Per quanto riguarda i dati di qualità delle acque, l'analisi delle acque dei sedimenti e del biota lagunari condotta dal Magistrato alle Acque mostra una situazione alquanto diversificata in termini spaziali dei principali parametri chimico-fisici, in funzione della distanza e del tipo delle sorgenti di contaminazione, della granulometria e del contenuto di sostanza organica dei sedimenti e della storia sedimentaria delle diverse aree della Laguna;

**CONSIDERATO** che i gradienti spaziali identificano zone critiche in prossimità della gronda lagunare, della zona industriale di Porto Marghera e della città di Venezia. Le aree più prossime alle bocche di porto sono invece caratterizzate dalle condizioni chimico-fisiche del mare e sono sostanzialmente migliori delle altre;

**CONSIDERATO** che la peculiarità del contesto è oggetto di attenzione da più tempo: in ottemperanza alle normative speciali per Venezia, il polo industriale di Porto Marghera si è dotato di impianti di depurazione dei reflui industriali sia di pre-trattamento, asserviti a specifici impianti produttivi delle diverse Società coinsediate (con tecnologie specifiche in relazione tipologia di abbattimento necessaria), sia di una unità centralizzata di trattamento chimico-fisico-biologico (denominato SG31). Tale impianto è gestito dalla società SIFA, nell'ambito del Progetto Integrato Fusina, che effettua il completamento della depurazione prima dello scarico nel corpo idrico recettore;

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda le attività condotte dalla Raffineria di Venezia, l'acqua mare di raffreddamento degli impianti viene scaricata in Laguna attraverso il punto di scarico SM1, mentre i reflui di processo, quelli sanitari e le acque meteoriche pretrattate vengono conferite al Consorzio Fusina per l'adeguato trattamento;

**CONSIDERATO** che gli specchi acquei interessati dai recapiti sono ricompresi nell'ambito Portuale del Porto Industriale di Venezia;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda gli impatti potenziali sulla componente in fase di cantiere:

- per quanto riguarda il consumo di risorse idriche, la realizzazione degli impianti comporterà trascurabili prelievi idrici per scopi legati alla bagnatura delle aree di lavoro per ridurre e contenere la formazione delle polveri;
- Durante la fase di realizzazione delle opere, le attività di cantiere comporteranno la formazione di reflui di tipo civile e di reflui derivanti dalle aree di cantiere che saranno raccolti e smaltiti conformemente alla normativa vigente in materia;
- Eventuali acque presenti all'interno dello scavo (acqua meteorica o di falda, da scavi e da fori di infissione pali) saranno aggettate in fase di cantiere tramite motopompa e collegamento diretto a fognatura di stabilimento per l'invio all'impianto consortile SIFA nel rispetto all'Omologa di accettabilità dell'impianto stesso;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda gli impatti in fase di esercizio:

- per quanto concerne i consumi idrici, come riportato all'interno del Quadro Progettuale, il ciclo produttivo tradizionale comporta nella configurazione post operam una lieve riduzione (di circa l'1,5%) delle acque di processo da acquedotto industriale, nonché una riduzione di circa il 19% delle acque di raffreddamento (si ricorda della dismissione della DP2);



- il decremento più significativo viene tuttavia generato dagli interventi previsti per il ciclo "green" quali sarà prodotta una riduzione di circa il 28% delle acque di processo e di circa il 36% delle acque di raffreddamento;

**CONSIDERATO** e **VALUTATO** che, come conseguenza dei ridotti prelievi, si ottengono riduzioni dei quantitativi di acque scaricate di entità pari rispetto ai consumi idrici dei flussi corrispondenti sia per il ciclo tradizionale che per il ciclo "green";

**VALUTATO** che gli interventi di progetto presentano pertanto elementi migliorativi rispetto al bilancio idrico attuale, particolarmente evidenti per la configurazione "green" in relazione allo spegnimento e messa in conservazione di numerosi impianti rispetto alla configurazione tradizionale ed alla messa in esercizio di impianti di più moderna concezione;

#### Suolo, sottosuolo e ambiente idrico sotterraneo

**CONSIDERATO** che l'area oggetto di studio appartiene all'ambito geologico-geomorfologico della Bassa Pianura Veneta costituita da depositi quaternari. La natura del terreno ove sorge il polo industriale è di origine alluvionale, con sabbie miste a limo e/o argilla poco permeabili. L'altezza media sul livello del mare è di circa 2 m;

**CONSIDERATO** che l'area su cui sorge il polo di Porto Marghera è di origine artificiale e fu guadagnata alla laguna mediante imbonimento dell'area barenale con ingenti volumi di materiali di riporto, derivanti dalle attività produttive della prima zona industriale e dall'escavo dei canali industriali;

**CONSIDERATO** che la realizzazione dell'area di Porto Marghera è iniziata con l'innalzamento e consolidamento del terreno naturale, dapprima mediante l'impiego di materiali dragati, in seguito utilizzando rifiuti e residui di lavorazione industriale. Negli anni 1920/30 i residui provenivano prevalentemente dalla distillazione del carbone, dalla produzione di vetro, di acido solforico, di fertilizzanti fosfatici e di anticrittogamici. Negli anni 1930/40 le lavorazioni prevalenti erano alluminio, zinco e ammoniaca sintetica, cui si aggiungevano scarti dell'industria termoelettrica;

**CONSIDERATO** che la Legge 426/98 all'art. 1 individua l'area industriale di Porto Marghera come Sito di Bonifica di Interesse Nazionale a causa dei fenomeni di inquinamento dei suoli e della falda pregressi ed in atto. Il sito è stato perimetrato con DMA del 23/2/2002. La disponibilità di informazioni e dati circa la quantità del sottosuolo è, pertanto, molto ampia in virtù delle indagini eseguite negli anni successivi;

**CONSIDERATO** che nell'area industriale la successione stratigrafica identificata dalle indagini eseguite con maglia 50 x 50 metri è costituita, dall'alto verso il basso, dai seguenti orizzonti:

- per uno spessore di circa 2-3 metri, si rilevano terreni e materiali eterogenei di riporto, costituiti da frazioni granulari quali sabbia, ghiaia, ciottoli e frammenti di laterizi, in percentuale relativa variabile, di origine naturale (dragaggio) oppure antropica (inerti);
- inferiormente, con spessori variabili da 0 a 4 metri, si rilevano terreni e materiali eterogenei di riporto costituiti da frazioni coesive quali limi e argille, mediamente consistenti, talvolta di colore rosso oppure grigio scuro, in questo caso geneticamente riconducibili ai residui delle lavorazioni industriali (fanghi bauxitici rossi, ceneri, ecc.);
- L'orizzonte di riporto risulta saturato, a partire da circa 1-1,5 metri di profondità, da una falda di impregnazione avente carattere discontinuo e sospeso, le cui quote freatiche, influenzate dalle oscillazioni mareali, oscillano da 0,5 a 1,5 metri sul livello del mare. La permeabilità di tali terreni è variabile da  $1 \cdot 10^{-5}$  m/s (porzione sommitale granulare) a  $1 \cdot 10^{-10}$  m/s (porzione inferiore coesiva);
- a partire da 3-7 metri di profondità, indicativamente alla quota dello zero marino, con spessori variabili da 1 a 2,5 metri, si rileva il primo livello naturale in posto, costituito da limi e argille, contenenti inclusioni vegetali e torbe in percentuale relativa variabile, di colore marrone scuro-nerastro, geneticamente riconducibile a sedimenti lagunari olocenici ("Barena"); lateralmente, talora, tali depositi sono interdigitati da limi, argille e sabbie, in percentuale relativa variabile, di colore grigio, di origine fluviale;

- a partire da 6-7 metri di profondità, con uno spessore massimo rilevato di 4 metri, si rileva il primo livello impermeabile costituito da argilla limosa, consistente, di colore nocciola, con frequenti fiamme di colore ocra; tale deposito risulta geneticamente legato alle fasi di regressione marina ("Caranto"); nella parte inferiore tale livello si presenta con le caratteristiche litologiche dei limi argillosi, grigi, molto plastici. Dal punto di vista idrogeologico, la Barena (valore della permeabilità pari a  $1 \cdot 10^{-8}$  m/s) e il Caranto ( $1 \cdot 10^{-10}$  m/s) costituiscono il primo livello impermeabile, che separa le acque di impregnazione del riporto dal primo acquifero sottostante;
- a partire da 10 metri di profondità, con uno spessore medio di circa 2-4 metri, si rileva il primo livello acquifero confinato, costituito da sabbie e limi, di colore grigio, contenente una falda in pressione, il cui livello piezometrico risale, all'interno dei tubi piezometrici, sino a circa 1-2 metri di profondità dal piano campagna (valore della permeabilità dell'ordine di  $1 \cdot 10^{-4}$  m/s);
- a partire da circa 12-15 metri di profondità, si rileva il livello di base dell'acquifero primario, costituito da argilla e limo, talora contenente materiale organico, di colore marrone (valore della permeabilità pari a  $5 \cdot 10^{-8}$  m/s).

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la sismicità, il Comune di Venezia viene classificato, ai sensi dell'Ordinanza n. 3274/03 e della classificazione sismica della regione Veneto, in zona sismica 4 (la più bassa) con accelerazione orizzontale del suolo con probabilità di superamento del 10% in 50 anni  $\leq 0,05$  ag;

#### Sito di Interesse Nazionale di Venezia – Porto Marghera

**CONSIDERATO** che, come ricordato altrove, la Legge 426/98 ha identificato l'area industriale di Porto Marghera come sito ad alto rischio ambientale e la sua perimetrazione è stata definita dal successivo DM del 23/02/00 "Perimetrazione del sito di bonifica di interesse nazionale [SIN] di Venezia";

**CONSIDERATO** che già dall'avvio delle attività conoscitive finalizzate alla progettazione degli interventi, la complessità del contesto ha reso necessario un approccio condiviso avviatosi già nel 1998 con l'Accordo di Programma per la Chimica a Porto Marghera;

**CONSIDERATO** che il sopracitato Accordo di Programma per la Chimica a Porto Marghera ha avviato il processo di predisposizione di strumenti programmatici e pianificatori per il risanamento ambientale dell'area industriale;

**VISTO e CONSIDERATO** l'art. 15 dell'accordo di Programma ACCORDO DI PROGRAMMA PER LA BONIFICA E LA RIQUALIFICAZIONE AMBIENTALE DEL SITO DI INTERESSE NAZIONALE DIVENEZIA - PORTO MARGHERA E AREE LIMITROFE del 16 aprile 2012, già richiamato nel quadro di riferimento programmatico del presente parere che recita *'Qualora, all'interno di un sito, a seguito della caratterizzazione effettuata, vengano individuate porzioni di area definite come "non contaminate" per tutte le matrici ambientali interessate, le stesse sono immediatamente restituite agli usi legittimi senza alcuna prescrizione, fermo restando l'obbligo di bonifica per la porzione di sito "contaminata" ed a condizione che gli interventi previsti non interferiscano con le misure di messa in sicurezza d'emergenza e le bonifiche da effettuare o in corso. L'area "contaminata" dovrà essere individuata in apposita cartografia e adeguatamente georeferenziata. La sua ubicazione dovrà essere comunicata al Comune di Venezia per la segnalazione nel certificato di destinazione urbanistica. Per tale area dovrà essere presentato il progetto di bonifica e/ messa in sicurezza'*;

**CONSIDERATO** che relativamente agli interventi di bonifica, si segnala che presso lo stabilimento ENI di Venezia sono attualmente in corso le seguenti attività:

- Messa In Sicurezza Operativa dei suoli, il cui Progetto è stato approvato dal MATTM con Decreto prot. n. 5172 del 08.07.2014;
- bonifica delle acque di falda, il cui Progetto è stato approvato dal MATTM con Decreto prot. n. 4960 del 01.04.2014.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le attività di bonifica della falda, il progetto prevede:

- Marginamento delle sponde lagunari mediante palancolatura (attività a cura del Magistrato alle Acque);
- Captazione delle acque intercettate dallo stesso marginamento;
- Emungimento della Falda Superficiale da N° 4 Piezometri;
- Conferimento delle acque emunte e captate agli impianti di trattamento di SIFA nell'ambito del Progetto Integrato Fusina.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la bonifica dei suoli, il Progetto di Bonifica dei Suoli presentato preliminarmente dalla Raffineria nel 2005 ha subito successive rielaborazioni e rimodulazioni anche sulla base delle aggiornamenti normativi (D.Lgs. 152/06), nonché di richieste di integrazioni e prescrizioni specifiche da parte della Autorità Competente. In data 29 Novembre 2012 è stato presentato un Progetto di Messa in Sicurezza Operativa dei Suoli per le Aree di Raffineria, congiuntamente alla Analisi di Rischio Sanitaria. A completamento di quanto già presentato, è prevista la redazione del Progetto di Messa in Sicurezza Operativa dei Suoli e Analisi di Rischio anche per l'Area "Isola Petroli" che comunque non risulta di pertinenza con il progetto in esame. Quanto sopra in conformità a quanto richiesto dalla Conferenza di Servizi Decisoria del 15.11.2012. Il Progetto di MISO per le Aree di Raffineria è stato dichiarato approvabile dalla Conferenza di Servizi Decisoria del 15/10/13;

**CONSIDERATO** che l'Analisi di Rischio è stata finalizzata alla determinazione delle Concentrazioni Soglia di Rischio per il terreno insaturo a protezione del recettore umano. Dalle valutazioni eseguite è emerso che nella maggior parte delle aree di Raffineria le non conformità rilevate nel terreno insaturo superficiale e nel sottosuolo insaturo profondo generano un rischio accettabile per i recettori umani;

**CONSIDERATO** che limitatamente ad alcune aree si rendono necessari interventi di Messa in Sicurezza Operativa. Tali interventi consisteranno nella realizzazione di idonee coperture superficiali mediante terreno vegetale/asfaltatura, tali da interrompere i percorsi di esposizione attivi;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, per quanto riguarda il progetto di MISO suoli, le opere in progetto saranno realizzate in aree diverse da quelle oggetto di Messa in Sicurezza Operativa;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che le fondazioni saranno realizzate mediante pali a elica continua, in linea con le tecnologie proposte all'interno del documento "Modalità di intervento di bonifica e di messa in sicurezza dei suoli e delle acque di falda" – Standardizzazione delle tecniche di posa in opera di fondazioni profonde – protocollo attuativo dell'Accordo di programma per la bonifica e la riqualificazione ambientale del SIN di Venezia - Porto Marghera ed aree limitrofe del 16/04/12 – Art. 5 Comma 5;

**CONSIDERATO** che è prevista inoltre la realizzazione di un basamento in calcestruzzo su cui verranno realizzate tutte le apparecchiature costituenti i nuovi impianti;

**VALUTATO** che tali accortezze non determinano interferenza, posto che siano messe in atto le cautele progettuali di cui al quadro prescrittivo del presente parere;

**CONSIDERATO e VALUTATO**, altresì che, il Proponente afferma che le attività di cantiere saranno realizzate in conformità con l'art. 7 dell'Accordo di programma per la bonifica e la riqualificazione ambientale del SIN di Venezia – Porto Marghera ed aree limitrofe;

**CONSIDERATO** che, l'area complessiva su cui verranno realizzati i nuovi impianti ed i nuovi serbatoi avrà un'estensione pari a circa 7.700 m<sup>2</sup> e ricade su suolo industriale, all'interno del perimetro attuale dello stabilimento in zone con presenza di impianti e strutture ausiliarie;

**CONSIDERATO** che per la realizzazione delle nuove strutture il Proponente indica la necessità di esecuzione di uno sbancamento di circa 20.000 m<sup>3</sup>;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che nell'ambito della risposta alla richiesta di integrazioni, il Proponente ha chiarito che tutti i materiali da scavo e gli inerti di demolizione prodotti durante le fasi di cantiere del Progetto "Green Refinery STEP 2" saranno smaltiti come rifiuto nel rispetto della normativa vigente in

materia (rif. Verbale prot. CIPP-00-2014-0001727 del 10/10/2014), coerentemente, peraltro, a quanto prescritto dalla Regione Veneto nel proprio parere (prescrizione n. 10 del parere Regionale);

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda gli impatti potenziali in fase di esercizio, l'opera in progetto non rientra in un'area a rischio sismico o in un'area soggetta a fenomeni di dissesto idrogeologico o alluvionale e pertanto si esclude che fenomeni di carattere geologico possano avere conseguenze di rilievo sull'esercizio dell'impianto;

**CONSIDERATO** che per far fronte alle nuove esigenze di stoccaggio derivate dalla realizzazione dei nuovi impianti e delle modifiche impiantistiche introdotte dal progetto sono previsti, secondo quanto descritto nel Quadro Progettuale, i seguenti adeguamenti al parco serbatoi esistente:

- realizzazione di 13 nuovi serbatoi per una capacità geometrica complessiva pari a circa 1.593 m<sup>3</sup> ubicati nell'area di realizzazione dei nuovi impianti (area Raffineria);
- modifica della destinazione d'uso di 8 serbatoi esistenti.

**CONSIDERATO** che i nuovi serbatoi siano caratterizzati da volumetrie di ridotta entità, con una capacità operativa a partire da 5 m<sup>3</sup> e massima pari a 500 m<sup>3</sup>, realizzati secondo caratteristiche costruttive in linea con le migliori tecnologie disponibili e che, peraltro, parte di questi risulta adibita allo stoccaggio di prodotti non pericolosi, quali ad esempio grassi animali;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che in fase di esercizio non si prevede alcuna interferenza con la qualità del suolo e/o delle acque sotterranee in quanto le misure di prevenzione previste per i serbatoi, quali bacini di contenimento, doppio fondo, pozzetti per la raccolta di eventuali sversamenti, nonché la presenza di pavimentazione impermeabile sull'intero sito industriale e le misure di controllo che vengono effettuate dalle Unità Tecniche di Raffineria consentono di garantire la protezione della falda e del suolo da eventuali contaminazioni;

**VALUTATO**, pertanto, che per entrambe le configurazioni, considerando l'adozione di misure di prevenzione del tutto analoghe a quelle già in uso presso lo stabilimento, che determinano una potenzialità di contaminazione invariante rispetto alla situazione *ante operam*, è possibile attribuire un impatto non significativo sulla componente esaminata;

#### Rifiuti

**CONSIDERATO** che durante le varie attività di cantiere verranno prodotte diverse tipologie di rifiuti, sintetizzate nella Tabella riportata di seguito. I quantitativi riportati rappresentano una stima indicativa.

Descrizione del rifiuto	Codice CER	Fase di provenienza	Quantità
<b>Progetto Green Refinery STEP 2</b>			
Terra e rocce contenenti sostanze pericolose e non	170503* 170504	Scavi per nuove fondazioni	20.000 m <sup>3</sup>
Rifiuti misti pericolosi e non	170903* 170904	Attività smantellamento unità DP2	2.000 t
Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, contenenti sostanze pericolose e non	161105* 161106	Coibentazioni	50 t
Ferro e acciaio	170405	Demolizioni strutture metalliche	1.300 t
Cavi	170411	Da demolizioni	15 t
Asfalto	170302	Da demolizioni stradali	-
Inerti da demolizione	170101	Da demolizioni	600 m <sup>3</sup>
Materiali contenenti amianto (eventuali)	170605*	Da smantellamento edifici/impianti esistenti	-

**CONSIDERATO** che, come già sottolineato, il Proponente afferma che tutti i terreni e le rocce prodotti durante le attività di cantiere verranno inviati a smaltimento in discariche autorizzate secondo i requisiti di legge;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, qualora durante le attività di dismissione dell'unità DP2 venisse riscontrata la presenza di materiali contenenti amianto, il Proponente precisa che si procederà alle operazioni di mappatura e rimozione secondo quanto previsto dalla normativa vigente;

**CONSIDERATO** che, per quanto concerne il ciclo produttivo tradizionale, le modifiche impiantistiche non comporteranno alcuna variazione qualitativa e quantitativa nella produzione di rifiuti rispetto alla configurazione attuale (ante operam);

**CONSIDERATO** che durante l'operatività del ciclo produttivo alternativo "green", nella configurazione post operam, saranno prodotti alcuni rifiuti non pericolosi di categoria diversa rispetto alla configurazione ante operam del medesimo ciclo produttivo e che tali rifiuti sono costituiti principalmente da:

- gomme separate dai grassi animali;
- terre sbiancanti esauste;
- fanghi separati dalla colonna 4D1, nella sezione di distillazione della glicerina;
- fanghi prodotti dall'impianto di trattamento delle acque reflue;
- catalizzatori esausti prodotti dall'impianto Steam Reformer;

**CONSIDERATO** che la stima dei quantitativi annui dei nuovi rifiuti prodotti nel ciclo produttivo alternativo "green" in assetto *post operam* alla Massima Capacità Produttiva viene riportata nella seguente Tabella. Oltre il 90% di tutti i rifiuti prodotti sono classificabili come non pericolosi e per la gran parte costituiti dalla terre sbiancanti esauste derivanti dall'impianto di pretrattamento della carica all'ECOFINING<sup>TM</sup> per cause intrinseche legate alla tecnologia del processo stesso.

Descrizione del rifiuto	Codice CER	Fase di provenienza	Quantità
Gomme separate dai grassi animali	020304	Pretrattamento carica ECOFINING <sup>TM</sup>	2.442 t
Terre sbiancanti esauste	020304	Pretrattamento carica ECOFINING <sup>TM</sup>	6.270 t
Fanghi da distillazione glicerina	020304	Pretrattamento carica ECOFINING <sup>TM</sup>	825 t
Fanghi di trattamento acque reflue	020305	Pretrattamento carica ECOFINING <sup>TM</sup>	122 t
Catalizzatori esausti	160802*	Steam reformer	17,1 t

**CONSIDERATO** che nella seguente Tabella è riportata la produzione di rifiuti complessiva prevista per il ciclo "green" post operam alla Massima Capacità Produttiva.

Parametro	U.d.M	Configurazione ante operam	Configurazione post operam
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t/a	5.900	10.200

**CONSIDERATO** che i rifiuti non pericolosi prodotti sono costituiti per la maggior parte dalla terre sbiancanti esauste derivanti dall'impianto di pretrattamento della carica all'ECOFINING<sup>TM</sup> : per cause intrinseche legate alla tecnologia del processo stesso;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, come da presentazione del progetto effettuata dal Proponente 28/8/2014 per le terre sbiancanti esauste sono possibili trattamenti di recupero/riutilizzo sia della frazione organica che della frazione inerte; la componente organica nelle terre sbiancanti esauste derivante dalla carica vegetale trattata non totalmente recuperata, può essere convertita in biogas in appositi impianti di digestione anaerobica; la frazione inerte può essere utilizzata come compost oppure nei cementifici come carica ai forni al fine di recuperare il contenuto energetico residuo. Sempre sulla base di quanto presentato dal Proponente, lo stesso ha individuato già alcune società operanti in Italia che possono trattare e recuperare tali rifiuti;

### Paesaggio

**CONSIDERATO** che all'interno del sistema della pianura alluvionale si distinguono tre sottoinsiemi paesaggistici:

- padano terrazzato o dell'"alta pianura";
- padano alluvionale o della "bassa";
- padano lagunare.

L'ambito territoriale in cui si inseriscono le aree di progetto si colloca nel settore padano lagunare. Questo settore è caratterizzato da ambienti salmastri, dune litoranee, lembi di terra melmosi (velme) o coperti di vegetazione palustre (barene);

**CONSIDERATO** che, morfologicamente, l'ambito di intervento si inserisce in un'area caratterizzata da un aspetto sub-pianeggiante, con la presenza di lievi avvallamenti e dossi naturali fluviali e litorali che ostacolano il naturale deflusso delle acque verso Sud-Est, già molto lento per il basso gradiente altimetrico; infatti il territorio passa da zone prevalentemente pianeggianti a lagunari, con un'altitudine media di 2-3 metri sopra il livello medio del mare per le terre emerse, a 4-3 m sotto tale livello per gli ambiti di laguna veri e propri; l'assenza di forti contrasti, tipica del paesaggio appena descritto, attribuisce all'area valore medio;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'uso del suolo, l'area in cui si inserisce il progetto è fortemente connotata dalla presenza di grossi complessi industriali e relative infrastrutture. In particolare l'area su cui insiste la Raffineria di Venezia è destinata all'insediamento produttivo di "grossi complessi industriali" secondo il PRG vigente. A tale area vasta viene attribuito un giudizio medio-basso per la presenza di aree industriali, di espansione urbana e residenziale a crescita disordinata o con vegetazione spontanea incongruente affiancate da aree con paesaggio ben organizzato e di buona naturalità;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la naturalità del sito, l'area attualmente occupata da Porto Marghera è stata in passato sottratta alla laguna attraverso successive colmate. L'identità originaria del paesaggio è stata modificata dall'attività antropica ed è quindi ad essa strettamente interconnessa. Il paesaggio naturale dell'area, quasi obliterato dalla presenza del Petrolchimico e delle sue infrastrutture, risulta caratterizzato da un grado di naturalità basso o nullo per l'assenza di vegetazione o la presenza ad uno stadio pioniero. Relativamente alle aree non urbanizzate, si osserva la presenza di colture miste con seminativi e ortaggi. Complessivamente il grado di naturalità per l'area di progetto relativa alla Raffineria può essere definito basso;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda i valori storico-culturali, per l'area d'interesse, sono considerati ambiti di Rilevanza Naturalistica da tutelare e valorizzare: la laguna viva, le barene, le velme, le zone a canneto, la cassa di Colmata B, le isole della laguna (S. Giuliano, S. Secondo, S. Giorgio in Alga, S. Angelo della Polvere) e le pinete litoranee (limitati nuclei relitti); è invece area di Tutela Paesaggistica la fascia di rispetto lungo il Naviglio del Brenta.

**CONSIDERATO** che la Laguna di Venezia, considerata un ambiente ad elevato interesse paesaggistico e faunistico, è vincolata ai sensi del D.Lgs. 42/04 e s.m.i., e, nell'intorno dell'area di studio, sono presenti:

- il parco e la villa Foscari detta "La Malcontenta";
- il parco e la villa Priuli;
- il parco e la villa Pampado;
- la conca di Moranzani;
- il sostegno/Moranzani;
- il sostegno/Malcontenta;
- l'argine storico di San Marco;
- l'ex forte S. Angelo della Polvere;
- l'ex forte S. Secondo;
- la polveriera Manin;
- l'ex forte Tron;
- il forte Rizzardi.

Si valuta come medio - alto il grado di tutela delle aree circostanti la Raffineria.

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda la compromissione ambientale, l'area di indagine è interessata da alcuni detrattori antropici, testimonianza della trasformazione subita dal territorio e della destinazione d'uso assegnata alla zona. Il territorio esaminato si presenta con forme di degrado ambientale non trascurabile legato alle attività esistenti. In particolare occorre segnalare che tutta la fascia di industrie occupa la linea di costa e crea una cesura tra l'area lagunare e l'entroterra. L'invasività dei detrattori antropici nel paesaggio è valutata medio-alta.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la qualità visiva, l'area pianeggiante non offre spunti panoramici di rilievo e nel complesso la qualità visiva è valutata medio-bassa.

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda la singolarità paesaggistica dell'area esaminata, escludendo naturalmente l'abitato di Venezia comparata con le aree più vaste a caratteristiche morfologiche analoghe, è ritenuta bassa per la presenza dei caratteri peculiari sopra descritti che la caratterizzano.

**CONSIDERATO** che, complessivamente, il valore paesaggistico complessivo ottenuto per l'area di indagine che comprende la Raffineria, per le motivazioni sopra elencate, viene considerato di limitata entità (valore medio-basso);

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, per quanto riguarda gli impatti sulla componente paesaggio, gli unici impatti potenzialmente rilevanti sono quelli relativi alla fase di esercizio, data la temporaneità, limitatezza spaziale e temporale e completa reversibilità degli impatti in fase di cantiere;

**CONSIDERATO** che l'impatto paesaggistico è stato valutato analizzando la visibilità delle opere da punti selezionati del territorio, esaminando le qualità formali e i caratteri dimensionali dell'intervento in relazione al paesaggio circostante;

**CONSIDERATO** che all'interno della zona oggetto di studio nell'intorno della Raffineria è ubicato un gran numero di installazioni per il trasporto fluviale, stradale, ferroviario, per lo stoccaggio, le trasformazioni di prodotti chimici e per costruzioni meccaniche dell'industria medio-leggera; le installazioni più elevate all'interno dell'area industriale sono i camini, la cui altezza oscilla intorno agli 80 m circa;

**CONSIDERATO** che i colori adottati per le strutture e infrastrutture industriali sono prevalentemente il grigio, l'argento e l'azzurro; fanno eccezione le fasce alternate di rosso e bianco alla sommità dei camini più alti dipinti per motivi di sicurezza, in quanto la zona è adiacente al corridoio aereo dell'aeroporto di Venezia;

**CONSIDERATO** che da diverse posizioni chiave localizzate nella città di Venezia non è visibile la Zona Industriale ad eccezione delle visuali dalle torri storiche ma la Zona Industriale risulta invece visibile dalla strada e dalla ferrovia che collega Mestre a Venezia (Ponte della Libertà). Da questo punto di osservazione risultano in particolare visibilità gli insediamenti industriali più antichi;

**VALUTATO** che gli interventi di maggior spicco dal punto di vista paesaggistico sono rappresentati dall'inserimento dell'impianto Steam Reformer e da quello di pretrattamento della carica nonché dall'inserimento del nuovo camino ma che, al contempo, il progetto in esame comporterà la demolizione di un impianto esistente (impianto DP2) e del relativo camino che avrà un generale effetto positivo sulla componente paesaggistica;

**VALUTATO** che sulla base degli elementi conoscitivi del territorio, sono stati definiti 13 punti di vista ritenuti rilevanti e rappresentativi all'interno dell'area esaminata;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che a partire dalla documentazione fotografica raccolta in sito e dalla documentazione tecnica relativa alle opere in progetto sono state predisposte 6 fotosimulazioni dei punti di vista ritenuti significativi per l'area della Raffineria e che dalle foto simulazioni si evidenziano un impatto sul paesaggio delle opere in progetto di natura trascurabile dal momento che da tutti i punti di osservazione considerati le opere in progetto sono percettibili in modo per lo più occasionale, pur rimanendo sempre visibili le strutture più elevate;

**PRESO ATTO** del parere positivo con prescrizioni del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali, già menzionato nel presente parere e della complementarietà delle prescrizioni da esso impartite rispetto a quelle previste dal presente parere;

**VALUTATO**, in conclusione, che per quanto riguarda gli impatti sulla componente analizzata il confronto tra il valore paesaggistico dell'area in esame, valutato come contenuto, e la visibilità delle opere dai punti di vista significativi, consente di stimare l'impatto paesaggistico degli interventi previsti di ridotta entità, cioè poco percepibile e pertanto non in grado di determinare una sostanziale modifica degli aspetti complessivi dell'area esaminata, già da tempo sviluppata e consolidata;

**VALUTATO** che i nuovi impianti non determinano una sostanziale modifica delle condizioni visuali esistenti del paesaggio interessato e la loro visibilità è stimata bassa dal momento che le trasformazioni indotte dagli interventi di progetto interessano luoghi con un grado di infrastrutturazione tale da rendere maggiormente assorbibili gli eventuali fattori perturbativi e il progetto prevede altresì demolizioni;

#### Vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi

**CONSIDERATO** che i tre maggiori domini naturali nei quali l'area può essere suddivisa: laguna "viva", barene e velme (nel loro insieme talvolta denominate laguna "morta"), e pianura agricola;

**CONSIDERATO** che nel raggio di 5 km dall'area di progetto, si incontra la porzione Nord-occidentale dei seguenti 3 siti della Rete Natura 2000 (di seguito "Siti"), i cui areali sono parzialmente sovrapposti:

- ZPS IT3250046 "Laguna di Venezia" (istituita con DGR 441/07) che occupa un'area di 55.209 ha e dista al sito di progetto, nel punto più prossimo, circa 0,3 km;
- SIC IT3250030 "Laguna medio-inferiore di Venezia" (designato con DGR 1180/06) che occupa un'area di 26.385 ha e dista al sito di progetto, nel punto più prossimo, circa 3,4 km;
- SIC IT3250031 "Laguna Superiore di Venezia" (designato con DGR 1180/06) che occupa un'area di 20.365 ha e dista al sito di progetto, nel punto più prossimo, circa 1,3 km.

**CONSIDERATO** che il Proponente ha presentato lo Studio di incidenza ambientale sulle aree della Rete Natura 2000 poste ad una distanza inferiore ai 5km dall'area in esame e che Lo studio di incidenza ambientale è stato integrato su richiesta della Regione Veneto ed acquisito al protocollo CTVA-2900-2014 del 21/08/2014;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la caratterizzazione delle aree Natura2000 sopra elencate:

- ZPS IT3250046- Laguna di Venezia: La sua superficie è di circa cinquantamila ettari, il 67% dei quali è costituito da specchi d'acqua, il 25% da barene e l'8% da isole. Il 15% del totale è arginato da valli da pesca, in tutto 24. La profondità degli specchi d'acqua varia tra i pochi centimetri delle pallidi interne e qualche decina di metri in corrispondenza dei porti e dei canali di navigazione. La perimetrazione proposta include entro i confini della ZPS IT3250046 - Laguna di Venezia anche l'unica garzaia afferente all'area lagunare non ancora inserita nelle esistenti ZPS, ovvero la garzaia di Ca' Bianca, posta alla confluenza dei fiumi Brenta e Bacchiglione, in comune di Chioggia. Questa garzaia, ospita una colonia di Garzetta, una piccola colonia di Nitticora e vede la presenza dell'Airone guardabuoi. Il pregio dell'area in cui insiste la garzaia è legato al fatto che è isolata dalla terraferma, essendo posta su un isolotto naturale posizionato alla confluenza dei fiumi Brenta e Bacchiglione pertanto il disturbo antropico risulta quasi nullo. L'area lagunare protetta è estesa dalla Laguna Nord a quella Sud (escludendo i principali centri abitati); essa è separata dal mare da un cordone litoraneo costituito da 4 lidi sabbiosi, stretti e lunghi: Cavallino, Lido, Pellestrina e Sottomarina. Il ricambio delle acque dovuto alle maree è pari a 800 milioni di metri cubi al giorno, con una delle maggiori escursioni del bacino Mediterraneo. Lo scambio idrico con il Mare Adriatico avviene attraverso le tre bocche di porto del Lido, di Malamocco e di Chioggia, nelle proporzioni del 40 % per la prima e per la seconda e del restante 20 per la terza. Gli habitat prioritari della ZPS sono:



Codice dell'habitat	1150*: Lagune costiere
Percentuale di copertura dell'habitat	20 % (valore di copertura in percentuale dell'habitat calcolato sulla superficie del singolo sito)
Rappresentatività	Grado di rappresentatività del tipo di habitat naturale B (buona conservazione)
Superficie relativa	Superficie del sito coperta dal tipo di habitat naturale rispetto alla superficie totale coperta da questo habitat sul territorio nazionale – A (15,1 ±100 %)
Grado di conservazione	B (buona conservazione)
Valutazione globale	B (valore buono)
Codice dell'habitat	1510*: Steppe salate mediterranee ( <i>Limonietaia</i> )
Percentuale di copertura dell'habitat	5 % (valore di copertura in percentuale dell'habitat calcolato sulla superficie del singolo sito)
Rappresentatività	Grado di rappresentatività del tipo di habitat naturale A (rappresentatività eccellente)
Superficie relativa	Superficie del sito coperta dal tipo di habitat naturale rispetto alla superficie totale coperta da questo habitat sul territorio nazionale – C (0 ±2 %)
Grado conservazione	B (buona conservazione)
Valutazione globale	B (valore buono)

- SIC IT3250031 – “Laguna Superiore di Venezia”: La Laguna superiore di Venezia rappresenta il bacino settentrionale del sistema lagunare veneziano, caratterizzato dalla presenza di un complesso sistema di barene, canali, paludi e foci fluviali, con ampie porzioni utilizzate prevalentemente per l'allevamento del pesce. Il paesaggio naturale è caratterizzato da spazi di acqua libera con vegetazione macrofita sommersa e da ampi isolotti piatti (barene) che ospitano tipi e sintipi alofili, alcuni dei quali endemici del settore nord-adriatico. La laguna rappresenta un'importante area per lo svernamento e la migrazione di uccelli acquatici, in particolare limicoli ed un'area di nidificazione per alcuni caradiformi tra cui Cavaliere d'Italia e Pettegola. Per quello che riguarda gli habitat prioritari presenti nel sito, questi sono i medesimi già richiamati per la ZPS IT3250046- Laguna di Venezia. Il sito è un bacino settentrionale del sistema lagunare veneziano, caratterizzato dalla presenza di un complesso sistema di barene, canali, paludi e foci fluviali con ampie porzioni utilizzate prevalentemente per l'allevamento del pesce. Il SIC IT3250031 “Laguna superiore di Venezia” è un'importante area per lo svernamento di numerose specie di uccelli e un'area di nidificazione per alcuni caradiformi tra cui il Cavaliere d'Italia e la Pettegola.
- SIC IT3250030 – “Laguna medio-inferiore di Venezia”: Gli habitat prioritari caratteristici del sito sono i medesimi già richiamati per le due aree descritte sopra. Il SIC è localizzato nel bacino inferiore del sistema lagunare veneziano, caratterizzato dalla presenza di un complesso sistema di barene, canali, paludi, con ampie porzioni usate per l'allevamento del pesce. Il SIC è zona di eccezionale importanza per lo svernamento e la migrazione dell'avifauna legata alle zone umide (caroman fraterno e fraticello).

**CONSIDERATO**, inoltre, che nell'area in oggetto è presente l'area IBA 064 – Laguna di Venezia, il cui perimetro, delimitato interamente dalle strade che circondano la laguna include l'intero sistema lagunare, inclusi i lidi e la fascia marina antistante, escludendo gli abitati di Venezia, Mestre, Chioggia, Burano ed il polo industriale di Porto Marghera. È limitata verso il mare da cordoni litoranei, lidi sabbiosi continui ad andamento rettilineo nel margine rivolto al mare aperto, sfrangiati in corrispondenza dello specchio lagunare. Verso l'entroterra la laguna è delimitata dalla gronda lagunare. Comunica con il mare attraverso tre bocche di porto. Sono presenti valli da pesca, barene e ampi spazi d'acqua poco profondi; il sito ospita regolarmente almeno 20.000 uccelli acquatici migratori o almeno 10.000 coppie di uccelli marini migratori;

**CONSIDERATO** che gli aspetti vulnerabili dei siti analizzati possono essere riassunti come segue:

- Vulnerabilità della ZPS IT3250046 “Laguna di Venezia”: La vulnerabilità di questo sito è legata alla qualità e alla conservazione delle zone umide, delle paludi e degli specchi d'acqua, zone di eccezionale importanza per lo svernamento e la migrazione (in particolare di ardeidi, anatidi,

limicoli) e la nidificazione (in particolare di sturnidi e caradriformi) dell'avifauna presente, nonché zone usate per l'allevamento di pesce e molluschi.

- Vulnerabilità del SIC IT3250031 "Laguna Superiore di Venezia": anche per questo sito la vulnerabilità è legata alla qualità e alla conservazione delle zone umide, delle paludi e delle barene, zone importanti per lo svernamento e la migrazione di uccelli acquatici (in particolare limicoli) e la nidificazione di alcuni caradriformi, nonché per la vegetazione macrofita sommersa presente e l'allevamento del pesce.
- Vulnerabilità del SIC IT3250030 "Laguna medio-inferiore di Venezia": come per i precedenti siti, anche per questo SIC la vulnerabilità è legata alla qualità e alla conservazione delle zone umide, delle paludi e delle barene, zone di eccezionale importanza per svernamento, migrazione e nidificazione dell'avifauna legata alle zone umide, nonché per la vegetazione macrofita sommersa presente e l'allevamento del pesce.

**CONSIDERATO** che, sulla base del SIA, non risultano essere in progetto altri interventi che possono interagire congiuntamente con quello oggetto del presente studio; pertanto non si identificano effetti sinergici e cumulativi con altri progetti.

**CONSIDERATO e VALUTATO** che dall'analisi delle interferenze potenziali effettuata nell'ambito dello studio di incidenza presentato non emerge alcuna incidenza ambientale negativa sui siti della rete Natura 2000 interessati. Non emergono incidenze negative sugli habitat prioritari e sulle specie;

**CONSIDERATO** che gli interventi in progetto non prevedono l'apertura di tratti di territorio precedentemente inaccessibili ad animali non autoctoni che potrebbero entrare in competizione con le specie locali per il procacciamento di cibo e risorse;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che gli abbattimenti in termini di emissioni in atmosfera e di immissione di effluenti liquidi concorrono al miglioramento dell'ambiente circostante, a beneficio, anche, di habitat, flora e fauna presenti nei siti oggetto dello Studio di Incidenza;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, relativamente all'influenza del progetto sulle specie fondamentali considerate, si osserva che l'area strettamente adiacente alla Raffineria non si configura come habitat trofico per nessuna di queste popolazioni, visto il contesto industriale nel quale essa si colloca;

**CONSIDERATO** inoltre, che tutta l'area della Raffineria, nonché l'intera area industriale di Marghera, appartiene all'unità ecosistemica delle aree urbanizzate e industriali, un ambito stabile caratterizzato da massima artificialità e bassa vulnerabilità. Tale "ecosistema", ampiamente consolidato nella zona di Porto Marghera, è quindi caratterizzato per definizione dalla massiccia presenza di opere antropiche; in tal senso modifiche impiantistiche o nuove costruzioni al suo interno, non apportano incrementi significativi di impatto;

**VALUTATO** che in ragione dell'assenza di frammentazione e sottrazione di habitat e specie, di diminuzione delle densità di popolazione e di interferenze con le relazioni ecosistemiche principali che determinano la struttura e la funzionalità dei siti oggetto di studio, è possibile stimare un'incidenza nulla sulle aree protette presenti;

**VALUTATO**, in conclusione, che relativamente al progetto in esame si può escludere il verificarsi di effetti significativi negativi sui siti della Rete Natura 2000 analizzati;

#### Rumore e vibrazioni

**CONSIDERATO** che la Raffineria si inserisce in un'ampia area industriale, nel complesso individuata prevalentemente in Classe VI (Aree esclusivamente industriali - Aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi), in cui è pertanto consentito il valore limite massimo di immissione sonora, pari a 70 dB(A);

**CONSIDERATO** che tutte le apparecchiature nuove installate per l'operatività del ciclo "green" saranno caratterizzate da un livello continuo di pressione sonora inferiore a 80 dB(A) ad una distanza di un metro dall'apparecchiatura stessa. In virtù della riduzione del numero di sorgenti sonore in esercizio durante il ciclo "green" rispetto al ciclo tradizionale di raffinazione, non si prevede un aggravio dell'impatto acustico lungo tutto il perimetro della Raffineria rispetto alla situazione attuale;

**CONSIDERATO** che per la caratterizzazione del clima acustico dell'area, il Proponente ha fatto riferimento alla campagna di monitoraggio dell'impatto acustico della Raffineria di Venezia nei confronti dell'ambiente esterno, eseguita nel corso dell'ottobre 2011, in ottemperanza a quanto definito al Capitolo 7 pagina 21 del Piano di Monitoraggio e Controllo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale in vigore (prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/10);

**CONSIDERATO** che, i recettori individuati sono elencati nella seguente tabella:

N. ricettore	Descrizione ricettore	Descrizione punto di misura	Classe acustica	Leq(A) misurato	Valore limite
Ricettore 1	Uffici ditta Fintitan	Interno stabilimento ad 1 m da muro di confine ed 1 m di altezza, tra serbatoi 110 e 111.	VI	50,0	70
Ricettore 2	Ditta AIM Bonifiche Srl	Esterno stabilimento di fronte a ricettore 2 a 3 m da terra.	VI	43,0	70
Ricettore 3	Uffici ditta Sacaim SpA	Esterno stabilimento di fronte a ricettore 3 a 3 m da terra.	VI	43,0	70
Ricettore 4	Ufficio biglietteria autobus	Esterno stabilimento di fronte a ricettore 4 a 1,5 m da terra.	VI	45,5	70
Ricettore 5	Uffici ditta Petroven SpA	Esterno stabilimento presso ricettore 5 ad 1m dalla facciata e a 3 m di altezza dal suolo.	VI	54,0	70

**CONSIDERATO** che, allo stato attuale non si ha un superamento dei limiti in relazione alla classe acustica delle aree limitrofe allo stabilimento, in corrispondenza dei recettori, prodotto delle attività di Raffineria, né per i limiti diurni né per quelli notturni, come mostrato nella seguente tabella:

Identificativo edificio	Descrizione edificio	Risultati delle misurazioni effettuate <sup>(1)</sup> dBA	Limite di immissione notturno dBA	Limite di emissione notturno dBA
R1	uffici della ditta Fintitan	50,0 <sup>(2)</sup>	70 <sup>(3)</sup>	65 <sup>(3)</sup>
R2	ditta Aim Bonifiche S.r.l.	43,0	70 <sup>(3)</sup>	65 <sup>(3)</sup>
R3	uffici della ditta Sacaim S.p.A.	43,0	70 <sup>(3)</sup>	65 <sup>(3)</sup>
R4	uffici biglietteria autobus	45,5	55 <sup>(4)</sup>	50 <sup>(4)</sup>
R5	uffici della ditta Petroven	54,0	70 <sup>(3)</sup>	65 <sup>(3)</sup>

(1) vd. Rif-001: misurazioni effettuate in periodo diurno

(2) vd. Rif-001: Si sottolinea che la misura non è stata effettuata direttamente al ricettore per motivi tecnici ma è stato scelto di eseguire la misura a pochi metri nella direzione dello stesso.

(3) Limite previsto per la Classe VI

(4) Limite previsto per la Classe IV

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda gli impatti sulla componente in fase di cantiere, si riferiscono essenzialmente alle emissioni sonore delle macchine operatrici utilizzate per la movimentazione terra e per le demolizioni e i montaggi;

**CONSIDERATO** che il D.Lgs. 262 del 04/09/02 "Attuazione della Direttiva 2000/14/CE concernente l'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto" impone per le macchine operatrici in oggetto dei limiti di emissione, espressi in termini di potenza sonora e che le potenze sonore per tipologia di macchinario sono riportate nella seguente Tabella:

Tipo di macchina e attrezzatura	Potenza netta installata P in kW Potenza elettrica $P_{el}$ (*) in kW Massa dell'apparecchio m in kg Ampiezza di taglio L in cm	Livello ammesso di potenza sonora in dB/1 pW
Mezzi di compattazione (rulli vibranti piastre vibranti e vibrocospatori)	$P \leq 8$ $8 < P \leq 70$ $P > 70$	$105^{(*)}$ $106^{(*)}$ $86 + 11 \log_{10} P^{(*)}$
Apripista, pale caricatrici, terne cingolanti	$P \leq 55$ $P > 55$	$103^{(*)}$ $84 + 11 \log_{10} P^{(*)}$
Apripista, pale caricatrici, terne gommati; dumper; compattatori di rifiuti con pala caricatrice; carrelli elevatori con motore a combustione interna con carico a sbalzo; gru mobili; mezzi di compattazione (rulli statici); vibrofinitrici; compressori idraulici	$P \leq 55$ $P > 55$	$101^{(*)}$ $82 + 11 \log_{10} P^{(*)}$
Escavatori, montacarichi per materiali da cantiere, argani, motozappe	$P \leq 15$ $P > 15$	93 $80 + 11 \log_{10} P$
Martelli demolitori tenuti a mano	$m \leq 15$ $15 < m < 30$ $m \geq 30$	105 $92 + 11 \log_{10} m^{(*)}$ $94 + 11 \log_{10} m$
Gru a torre	-	$96 + \log_{10} P$
Gruppi elettrogeni e gruppi elettrogeni di saldatura	$P_{el} \leq 2$ $2 < P_{el} \leq 10$ $P_{el} > 10$	$95 + \log_{10} P_{el}$ $96 + \log_{10} P_{el}$ $95 + \log_{10} P_{el}$
Motocompressori	$P \leq 15$ $P > 15$	97 $95 + 2 \log_{10} P$
Tosaerba, tagliaerba elettrici e tagliabordi elettrici	$L \leq 50$ $50 < L \leq 70$ $70 < L \leq 120$ $L > 120$	$94^{(*)}$ 98 $98^{(*)}$ $103^{(*)}$

(\*)  $P_{el}$  per gruppi elettrogeni di saldatura: corrente convenzionale di saldatura moltiplicata per la tensione convenzionale a carico relativa al valore più basso del fattore di utilizzazione del tempo indicato dal fabbricante.

$P_{el}$  per gruppi elettrogeni: potenza principale conformemente a ISO 8528 - 1:1993, punto 13.3.2

(\*\*) I valori sono meramente indicativi per i seguenti tipi di macchine e attrezzature:

- rulli vibranti con operatore a piedi;
- piastre vibranti ( $> 3$  kW);
- vibrocospatori;
- apripista (muniti di cingoli d'acciaio);
- pale caricatrici (muniti di cingoli d'acciaio  $> 55$  kW);
- carrelli elevatori con motore a combustione interna con carico a sbalzo;
- vibrofinitrici dotate di rasiera con sistema di compattazione;
- martelli demolitori con combustione interna tenuti a mano ( $15 < m < 30$ ).

**CONSIDERATO** che non tutte le macchine operatrici funzioneranno contemporaneamente in tutta l'area di cantiere interessata; infatti le fasi di realizzazione delle nuove unità saranno sviluppate a lotti successivi con l'impiego di un parziale numero di mezzi e limitatamente al periodo diurno;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, in base alla tipologia e alle potenze sonore delle macchine di cui è previsto l'utilizzo, e in relazione alla temporaneità delle attività di cantiere e al carattere esclusivamente industriale dell'area in cui è ubicata la Raffineria, le emissioni sonore prodotte dalle macchine operatrici in questa fase non saranno in grado di apportare un contributo apprezzabile al clima acustico all'esterno della Raffineria e presso i recettori;

**VALUTATO** che, il Proponente dichiara che saranno, comunque, adottate tutte le misure di mitigazione utili a contenere per quanto possibile i livelli di pressione sonora derivanti dalle attività di cantiere. In particolare si sottolinea che queste prevedono:

- la riduzione delle emissioni mediante una corretta scelta delle macchine e delle attrezzature, con opportune procedure di manutenzione;

- interventi sulle modalità operazionali e di predisposizione del cantiere.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda gli impatti in fase di esercizio, il Proponente ha effettuato una valutazione quantitativa dell'impatto acustico prodotto sui recettori ubicati in prossimità dello stabilimento dalla configurazione impiantistica in progetto;

**CONSIDERATO** che occorre, inoltre, considerare che le simulazioni sono state effettuate sulla base di ipotesi fortemente cautelative, ovvero:

- i dati di input delle sorgenti sono relativi alla massima rumorosità ipotizzabile per tutte le componenti considerate in quanto tutte le sorgenti sono state considerate come operanti contemporaneamente e continuativamente 24 ore su 24, nonché operanti in area esterna;
- il livello di rumore residuo previsto è stato stimato essere equivalente a quello valutato nella situazione attuale con tutti gli impianti operativi a regime, ovvero coincidente con il ciclo produttivo ante operam
- sono state prese in considerazione tutte le sorgenti di nuova introduzione previste dal ciclo produttivo "green" post operam e non si è tenuto conto dell'elevato numero di impianti afferenti al ciclo produttivo ante operam che verranno messi in conservazione e che erano tuttavia operativi al momento delle misurazioni fonometriche effettuate;
- la geometria del modello contiene solo parzialmente i componenti interni alla Raffineria, quali impianti esistenti e cisterne, con conseguente effetto di sovrastima dei livelli simulati (ipotesi di propagazione in campo completamente libero della rumorosità prodotta dalle nuove sorgenti).

**CONSIDERATO** Che sulla base dello studio condotto dal Proponente, i ricettori utilizzati per le simulazioni sono:

- ✓ Ricettore 1: uffici della ditta Fintitan
- ✓ Ricettore 2: ditta Aim Bonifiche S.r.l.
- ✓ Ricettore 3: uffici della ditta Sacaim S.p.A.
- ✓ Ricettore 4: uffici biglietteria autobus
- ✓ Ricettore 5: uffici della ditta Petroven

e che lo studio ha previsto:

- analisi dei dati esistenti per la definizione acustica dello stato di fatto: utilizzo dei risultati dello studio di impatto acustico effettuato per la Raffineria da Chelab s.r.l. nel corso dell'anno 2011;
- la creazione di un modello geometrico dello stato di fatto tramite il software previsionale CADNA-A, con l'inserimento dei ricettori nei punti corrispondenti alle posizioni di misura disponibili;
- l'analisi dei dati di progetto forniti per i nuovi impianti;
- la creazione delle sorgenti sonore di nuova introduzione previste dal ciclo produttivo alternativo "green" post operam presso l'area della Raffineria tramite il software CADNA-A;
- l'inserimento della geometria e delle sorgenti sonore degli impianti in progetto nel modello acustico;
- l'effettuazione della simulazione tramite il software CADNA-A, con calcolo ai ricettori corrispondenti ai punti di misura;
- somma dei risultati della simulazione ai ricettori corrispondenti alle posizioni di misura dello stato di fatto con i valori misurati negli stessi punti, per l'ottenimento dei livelli assoluti di immissione, da confrontare con i limiti imposti dalla zonizzazione acustica del Comune di Venezia.

**CONSIDERATO e VALUTATO** che i risultati riportati all'interno della relazione mostrano come le previste modifiche impiantistiche presso le aree di Raffineria risultino conformi ai limiti stabiliti dal D.P.C.M. 14/11/97 in entrambi i periodi di riferimento diurno e notturno ed alle prescrizioni del Piano di Classificazione Acustica del Comune di Venezia. Pertanto l'impatto sulla componente acustica può essere stimato come neutro, come mostrato nella seguenti tabelle.

Tabella 7.1.1. Risultati delle valutazioni Post Operam effettuate e confronto con i limiti diurni

Identificativo edificio	Ante Operam Arrotondato dBA <sup>(1)</sup>	Emissione nuove sorgenti dBA	Post Operam dBA	Post Operam Arrotondato dBA	Limite di immissione diurno dBA	Limite di emissione diurno dBA
R1 PT	50.0 <sup>(2)</sup>	48.3	52.2	52.0	70 <sup>(3)</sup>	65 <sup>(3)</sup>
R1 P1	50.0 <sup>(2)</sup>	53.2	54.9	55.0	70 <sup>(3)</sup>	65 <sup>(3)</sup>
R2 PT	43.0	45.2	47.2	47.0	70 <sup>(3)</sup>	65 <sup>(3)</sup>
R2 P1	43.0	50.2	51.0	51.0	70 <sup>(3)</sup>	65 <sup>(3)</sup>
R3 PT	43.0	43.3	46.2	46.0	70 <sup>(3)</sup>	65 <sup>(3)</sup>
R3 P1	43.0	48.2	49.3	49.5	70 <sup>(3)</sup>	65 <sup>(3)</sup>
R4	45.5	41.8	47.0	47.0	65 <sup>(4)</sup>	60 <sup>(4)</sup>
R5	54.0	48.1	55.0	55.0	70 <sup>(3)</sup>	65 <sup>(3)</sup>

(1) vd. Rif-001: misurazioni effettuate in periodo diurno

(2) vd. Rif-001: Si sottolinea che la misura non è stata effettuata direttamente al ricevitore per motivi tecnici ma è stato scelto di eseguire la misura a pochi metri nella direzione dello stesso.

(3) Limite previsto per la Classe VI

(4) Limite previsto per la Classe IV

**VALUTATO** che, alla luce dei risultati di cui sopra e del fatto che il Proponente sarà tenuto ad un monitoraggio post operam, si ritiene l'impatto sulla componente basso e, certamente, migliorativo rispetto all'assetto tradizionale attualmente autorizzato;

#### Traffico terrestre e marittimo

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il traffico terrestre, la Raffineria è servita da infrastrutture di trasporto terrestre della rete viaria locale. Con riferimento all'area di progetto, la principale via di accesso via terra si dirama dall'Autostrada A4/A57 attraverso via Libertà;

**CONSIDERATO** che nella tabella seguente si riportano i dati derivanti dalle elaborazioni statistiche rese disponibili dall'Ente Zona Industriale di Porto Marghera per il trasporto via terra delle merci movimentate da stabilimenti operanti nella zona industriale di Porto Marghera;

Anno di riferimento	Autobotti/Autocarri	Carri ferroviari
2003	443.558	14.851
2004	407.699	10.004
2005	406.866	13.500
2006	441.786	14.317
2007	457.576	18.152
2008	403.155	14.478
Anno di riferimento	Autobotti/Autocarri	Carri ferroviari
2009	354.465	10.382
2010	364.589	13.614
2011	339.097	15.562
media	402.088	13.873

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il traffico marittimo, la maggior parte dei traffici navali del Porto commerciale e industriale di Venezia avviene alla bocca di porto di Malamocco;

**CONSIDERATO** che, a titolo di riferimento per la quantificazione del traffico navale attraverso tale ingresso lagunare, il Proponente riporta i dati elaborati dall'Ufficio di Piano per l'anno 2005, in base ai quali attraverso la bocca di porto di Malamocco risultano essere transitate 7.063 navi, di cui 6.966 per il trasporto di merci (contro le 3.882 unità per la bocca di Lido, di cui 522 per trasporto merci). Il 98% dei 6.966 transiti merci da Malamocco del 2005 era diretto a Porto Marghera;

**CONSIDERATO** che il dettaglio del traffico marittimo relativo al Porto di Venezia deriva dall'analisi statistica dei traffici fornita dall'Autorità Portuale: il transito di navi attraverso il Porto di Venezia nel periodo dal 2005 al 2011 supera le 4.000 unità/anno;

**CONSIDERATO** che, con particolare riferimento a Porto Marghera sono inoltre riportati nella tabella seguente i dati di traffico per le movimentazioni di merci via nave nell'area industriale, derivanti dalle elaborazioni statistiche rese disponibili dall'Ente Zona Industriale di Porto Marghera;

Anno di riferimento	Navi
2004	n.d.
2005	2.834
2006	2.282
2007	2.954
2008	2.990
2009	2.118
2010	2.074
2011	1.928
media	2.454

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, Per quanto riguarda il traffico indotto dalle attività di cantiere, si ricorda che il Proponente, conservativamente, stima 7 camion a settimana per la durata del cantiere. Tale incremento, rispetto allo stato di fatto rappresentato dalle attività industriali svolte nella zona, non rappresenta un incremento sostanziale;

**CONSIDERATO** che le modifiche impiantistiche relative al ciclo tradizionale della Raffineria non comporteranno alcuna variazione nel traffico indotto rispetto alla configurazione ante operam;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il ciclo "green", come si evince dalla seguente Tabella, la realizzazione delle modifiche descritte nel presente SIA comporterà una generale riduzione del traffico marittimo e ferroviario indotto, alla Massima Capacità Produttiva,

Mezzo di trasporto	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam
Navi (materie prime e prodotti finiti)	navi/anno	217	180
Autobotti (ATB) (materie prime e prodotti finiti)	ATB/giorno	49	49
Ferrocisterne (FCC) (Finiti)	FCC/giorno	16	14

**VALUTATO** che relativamente al traffico indotto dalla movimentazione rifiuti, si sottolinea come l'aumento previsto nella produzione di rifiuti, non comporti alcun incremento significativo sul traffico di automezzi nell'area di riferimento, in quanto di entità trascurabile se confrontato con il traffico via terra relativo alla movimentazione di prodotti generato dalla Raffineria e dalle Società limitrofe nell'area;

**VALUTATO** che il decremento di traffico indotto dalle attività della Raffineria operante in ciclo 'green' sia in linea con gli strumenti di tutela della Laguna di Venezia;

#### Piano di Monitoraggio Ambientale

**CONSIDERATO** che la Raffineria, nel rispetto dei limiti previsti dalla legislazione e dei pareri autorizzativi vigenti garantisce il controllo e il monitoraggio delle proprie emissioni attraverso specifiche modalità di valutazione sistematica;

**CONSIDERATO** che, inoltre, la Raffineria è dotata di un Sistema di Gestione Ambientale certificato conforme alla norma UNI EN ISO 14001;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le acque, la Raffineria integrata con i nuovi impianti manterrà gli scarichi idrici e le opere di presa esistenti:

- Scarico delle acque di raffreddamento a mare (denominato SM1);
- Scarico delle acque meteoriche e di processo al Depuratore Consortile di Fusina (denominato SIFA1);
- Prelievo di acqua mare di raffreddamento mediante l'opera di presa AL1;
- Prelievo di acqua per usi industriali da acquedotto VERITAS, mediante l'opera di presa AQII;
- Prelievo di acqua di riuso da SIFA per usi industriali al punto denominato SIFA2;
- Prelievo di acqua potabile da acquedotto comunale VERITAS AQC1 - AQC2.

**CONSIDERATO** che il monitoraggio degli scarichi e dei prelievi idrici prevede l'esecuzione di misure dirette di flusso sulla corrente da monitorare mediante strumentazione apposita ed il prelievo di campioni per l'esecuzione di indagini analitiche svolte con frequenza variabile sia dal Laboratorio della Raffineria che da Laboratori esterni, in base a quanto definito da procedure dedicate;

**CONSIDERATO** che il controllo dell'innalzamento termico indotto allo scarico lagunare dall'acqua di raffreddamento impianti è eseguito, con frequenza annuale (nel periodo luglio-agosto);

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le acque sotterranee, la Raffineria esegue un monitoraggio periodico delle acque di falda e ha adottato un sistema di messa in sicurezza di emergenza per il contenimento della migrazione della contaminazione all'esterno del sito, mediante l'emungimento delle acque di falda che prevede:

- rilievo dei livelli freaticometrici e dell'eventuale presenza di idrocarburi (tramite una rete di 79 piezometri) con frequenza mensile;
- campionamento/prelievo dai piezometri della rete piezometrica ed analisi delle acque sotterranee con frequenza annuale.
- campionamento dai piezometri del sistema MISE ed analisi delle acque sotterranee con frequenza trimestrale.

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda il monitoraggio delle emissioni fugitive e diffuse, i quantitativi complessivi delle emissioni fugitive e diffuse di Raffineria sono calcolati annualmente, applicando sulle rimanenti sorgenti fattori di emissione secondo specifica procedura di Sede: i criteri di stima sono basati su studi di organismi internazionali (EPA, API, Concawe);

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda i rifiuti prodotti, La Raffineria gestisce i rifiuti prodotti in regime di deposito temporaneo. Tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo sono gestiti mediante compilazione dell'apposito registro di carico e scarico, FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti) e rientro della 4° copia firmata dal destinatario per accettazione. Dal mese di Marzo 2014 la Raffineria, quale produttore di rifiuti pericolosi, è tenuta anche all'interazione con il Sistema di Controllo della Tracciabilità dei Rifiuti (SISTRI);

**CONSIDERATO** Che la Raffineria comunica annualmente all'autorità competente, con le modalità previste dalla legislazione vigente, le quantità e le caratteristiche qualitative dei rifiuti prodotti, compilando le schede del Modello Unico di Dichiarazione Ambientale (MUD), conservata per almeno 5 anni;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il rumore, le indagini di rilevazione del rumore verso l'esterno sono aggiornate in seguito a modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto sonoro verso l'esterno; i rilevamenti previsti sono effettuati da Laboratori esterni qualificati. Ogni 2 anni viene comunque effettuato un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno.

**CONSIDERATO** Che per quanto riguarda le emissioni odorigene, il programma di monitoraggio degli odori è finalizzato alla stima, al controllo ed all'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi della Raffineria. La raffineria attua un programma di monitoraggio delle emissioni odorigene che prevede una campagna annuale di emissione svolta normalmente nel periodo estivo, in conformità con la Norma Europea EN 13725 e l'italiana UNI EN13725;



**CONSIDERATO** e **VALUTATO** che, il Piano di monitoraggio e controllo di cui alla vigente AIA (prot. DVA-DEC-2010-0000898) è aggiornato sulla base del PMC allegato al presente parere e che, ove integrazioni relative alle attività di cantiere fossero necessarie, le stesse saranno specificate nel quadro prescrittivo del presente parere;

**VISTO** l'elenco aggiornato delle autorizzazioni ambientali, fornito dal Proponente, che si riporta di seguito:

#### AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI PER LA REALIZZAZIONE/ESERCIZIO DI SPECIFICHE TIPOLOGIE D'OPERA

Autorizzazioni ambientali	Riferimenti normativi	Oggetto del regime autorizzativo	Autorità competente	Acquisita (SI/NO/NP)
Autorizzazione Integrata Ambientale <sup>2,3</sup>	D.Lgs.152/2006 e s.m.i. - Parte Seconda, Titolo III bis	Prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento	Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare <sup>2</sup> Regione/Provincia <sup>3</sup>	NO
Nulla Osta di Fattibilità (NOF) <sup>4</sup>	D.Lgs.334/1999 e s.m.i. (art.21, c.3) D.Lgs.19/3/2001 (art.3) D.Lgs.238/2005 e s.m.i.	Controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose	Comitato Tecnico Regionale	NO
Emissioni dei gas a effetto serra <sup>5</sup>	D.Lgs.30/2013	Rilascio in atmosfera dei gas a effetto serra a partire da fonti situate in un impianto	Comitato Nazionale per l'attuazione della Direttiva 2003/87/CE	NO <sup>6</sup>

#### AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI PER LA REALIZZAZIONE/ESERCIZIO RELATIVE A SPECIFICHE CARATTERISTICHE DEL CONTESTO LOCALIZZATIVO O ATTIVITA'

Autorizzazioni ambientali	Riferimenti normativi	Oggetto del regime autorizzativo	Autorità competente	Acquisita (SI/NO/NP)
Deposito temporaneo, stoccaggio rifiuti (deposito preliminare)	D.Lgs.152/2006 s.m.i. (art.183)	Gestione dei rifiuti	Provincia o eventuale altro soggetto delegato	NP
Utilizzo terre e rocce da scavo	D.M.161/2012 Accordo di programma per la bonifica e la riqualificazione ambientale del SIN di Venezia - Porto Marghera ed aree limitrofe (art. 7)	Gestione dei materiali da scavo	Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare Comune di Venezia	NO
Immersione in mare di materiale derivante da attività di escavo e attività di posa in mare di cavi e condotte	D.Lgs.152/2006 e s.m.i. (Art. 109) D.M.24/01/1996	Gestione dei sedimenti marini connessi con determinate attività	Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare o Regione	NP
Scarichi idrici	D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. (Parte Terza, Capo III) Norme regionali di settore	Gestione acque reflue	Provincia o eventuale altro soggetto delegato (ATO, Comune)	NP
Prelievo e utilizzo acque, superficiali e sotterranee	R.D.1775/1933 D.Lgs.152/2006 e s.m.i. (Parte Terza, Capo II) Norme regionali di settore	Gestione risorse idriche	Provincia o eventuale altro soggetto delegato (ATO, Comune)	NP
Autorizzazione paesaggistica	D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. (artt. 146) D.P.C.M. 12/12/2005	Aree soggette a vincolo paesaggistico	Regione e Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo	NO
Verifica preventiva dell'interesse archeologico	D.Lgs.42/2004 (art.28 c.4) D.Lgs.163/2006 (artt.95-96)	Lavori pubblici in aree di interesse archeologico e opere pubbliche	Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo	NP
Parere/autorizzazione/nulla osta compatibilità idrogeologica	D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. (Parte Terza, art.67) Piani di Assetto Idrogeologico	Aree a pericolosità / rischio idraulico e/o geomorfologico	Autorità di Bacino/Distretto	NP
Parere/nulla osta in area naturale protetta	Legge 394/1991 Norme istitutive e regolamentari delle aree protette	Aree naturali protette di livello nazionale, regionale, locale (Parco nazionale, Parco regionale, Riserva, ...)	Ente Parco (o altra Autorità di gestione dell'area naturale protetta)	NP
Vincolo idrogeologico	R.D.30/12/1923, n.3267 R.D.L.16/05/1926, n.1126 Norme regionali di settore	Aree soggette a vincolo idrogeologico	Varie (Regione, Provincia, Comune)	NP

**VALUTATO** che, alla luce dei chiarimenti forniti dalla Commissione UE in relazione alle attività IPPC a cui riferire l'attività dell'impianto e dello scambio di informazioni tra le autorizzazioni IPPC e GHG di cui all'art. 18 del D. Lgs. 30/2013, il Proponente debba valutare con l'Autorità Competente le modalità di aggiornamento dell'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra, nonché le modalità di calcolo dell'eventuale assegnazione gratuita delle quote di CO<sub>2</sub> relative all'impianto e al suo funzionamento in ciclo 'green';

**VALUTATO**, in conclusione, che:

- da quanto analizzato, non si ravvisano elementi di contrasto con gli strumenti di pianificazione e programmazione ambientale, territoriale, e socio-economica a livello locale e nazionale;
- Gli interventi di modifica previsti sono stati studiati in modo da minimizzare gli interventi sugli impianti esistenti e le interferenze potenziali con le attività di bonifica del sito;
- Il progetto di upgrade consente, inoltre, di mettere in conservazione ed eliminare dal ciclo di produzione la vecchia sezione di reforming catalitico nafta tenuto ancora in funzione durante la prima fase del progetto 'green refinery' con lo scopo principale di produrre l'idrogeno necessario

agli impianti di ECOFINING™. Tale produzione potrà essere effettuata mediante lo steam reforming a metano che sarà installato con il progetto di upgrade di cui trattasi;

- Il progetto di *upgrade* proposto consentirà alla Raffineria di operare in un assetto operativo "green" alternativo a quello tradizionale, comportando una riduzione significativa degli impatti correlati al funzionamento secondo il ciclo tradizionale di raffinazione, nonché anche rispetto allo step 1 del ciclo 'green' attualmente autorizzato, coniugando le esigenze di sviluppo industriale, e le ricadute socio-economiche che ne derivano, con un corretto inserimento nel contesto ambientale, stimolando altresì il riuso di aree già infrastrutturate, senza ulteriore occupazione di suolo e utilizzo di aree 'greenfield';

**VALUTATO** che gli assetti operativi 'green' e tradizionale, come descritti nel presente parere potranno funzionare solo alternativamente l'uno all'altro e che la massima capacità produttiva degli impianti non potrà superare i valori dichiarati dal Proponente e per i quali sono stati valutati gli impatti ambientali, ovvero:

- 600.000 t/anno di biomasse oleose con gli impianti operanti con il ciclo "green", di cui massimo 60.000 t/anno di sego animale di categoria 1 (grassi animali) e oli esausti di frittura;
- 4.550.000 t/anno di greggio lavorato con impianti operanti con il ciclo tradizionale.

**VALUTATA** l'univocità dei contenuti, e delle conclusioni istruttorie previsti nel Parere Istruttorio Conclusivo, nel relativo Piano di Monitoraggio e Controllo e nel Parere Congiunto VIA-AIA;

### ESPRIME

**parere POSITIVO** riguardo alla compatibilità ambientale del Progetto Upgrading del progetto "Green Refinery" presso la Raffineria di Venezia a condizione che si ottemperi alle seguenti prescrizioni:

#### Prescrizioni VIA

Numero prescrizione 1	
Macrofase	Ante operam
Fase	Fase di progettazione esecutiva
Ambito di applicazione	Aspetti progettuali – attività di bonifica
Oggetto della prescrizione	In fase di progettazione esecutiva, il Proponente dovrà fornire dettagli circa la realizzazione delle fondazioni e, in particolare, confermare la sussistenza delle pre-condizioni necessarie alla applicabilità della tecnologia individuata, ovvero i pali ad elica continua, per l'utilizzo dei quali deve essere verificata l'assenza di elevati gradienti idraulici e garantita l'adozione di ogni accorgimento necessario ad impedire eventuali fenomeni di contaminazione trasversale ( <i>cross contamination</i> ) tra le falde. In caso tali condizioni non fossero verificate, il Proponente dovrà individuare un'altra tecnica costruttiva tra quelle del quadro sinottico riportato nel protocollo attuativo dell'Accordo di programma per la bonifica e la riqualificazione ambientale del SIN di Venezia - Porto Marghera ed aree limitrofe del 16/04/12 – Art. 5 Comma, "Modalità di intervento di bonifica e di messa in sicurezza dei suoli e delle acque di falda" – Standardizzazione delle tecniche di posa in opera di fondazioni profonde -5.
Termine avvio Verifica Ottemperanza	ANTE OPERAM
Ente vigilante	MATTM
Enti coinvolti	Regione Veneto, Comune di Venezia, ARPAV
Avvertenza	

Numero prescrizione 2	
Macrofase	Ante Operam
Fase	Fase di progettazione esecutiva
Ambito di applicazione	Aspetti progettuali e gestionali - rifiuti
Oggetto della prescrizione	Il nuovo processo produttivo proposto, ed in particolare il processo di pretrattamento necessario al fine di ridurre il contenuto di contaminanti presenti nei prodotti da raffinare, incide sul complessivo quantitativo di rifiuti prodotti dall'impianto, pertanto, in fase di progettazione esecutiva, il Proponente dovrà approfondire le modalità migliori per ridurre i rifiuti di processo ed in particolare le terre esauste derivanti dal filtraggio dei materiali prevedendo, se impiantisticamente possibile, soluzioni che siano in grado di rigenerare in loco tali terre, evitando pertanto la loro movimentazione. Se il riutilizzo o la rigenerazione in loco non fosse possibile, per questi materiali (terre da utilizzare e terre esauste) si chiede la valutazione di modalità di approvvigionamento e di allontanamento dalla raffineria che minimizzino o escludano, se possibile, l'uso della viabilità, preferendo se possibile l'uso del sistema ferroviario, indicando altresì gli impianti di trattamento individuati per il conferimento dei rifiuti.
Termine avvio Verifica Ottemperanza	Fase di progettazione esecutiva
Ente vigilante	MATTM, Regione Veneto
Enti coinvolti	Comune di Venezia, ARPA Veneto
Avvertenza	

Numero prescrizione 3	
Macrofase	Ante Operam
Fase	Fase di progettazione esecutiva
Ambito di applicazione	Aspetti progettuali e gestionali - rifiuti
Oggetto della prescrizione	Con riferimento al conferimento in discarica delle terre e rocce da scavo, in fase di progettazione esecutiva, il Proponente dovrà presentare il risultato della caratterizzazione delle aree che saranno oggetto di scavo e indicare i siti di smaltimento finale individuati per il conferimento, nonché le modalità di trasporto verso tali siti.
Termine avvio Verifica Ottemperanza	Fase di progettazione esecutiva
Ente vigilante	MATTM
Enti coinvolti	Regione Veneto, Comune di Venezia, ARPAV
Avvertenza	<i>La verifica di ottemperanza della prescrizione di cui sopra dovrà essere effettuata dalle strutture competenti indicate dalla regione interessata che trasmetterà gli esiti della verifica medesima sia al MATTM per le eventuali azioni di propria competenza.</i>

Numero prescrizione 4	
Macrofase	Ante Operam
Fase	Fase precedente la cantierizzazione
Ambito di applicazione	Aspetti gestionali
Oggetto della prescrizione	Il proponente dovrà presentare un piano di cantierizzazione che

Numero prescrizione 4	
	<p>preveda, tra l'altro le misure di mitigazione da applicare in tale fase e, in particolare che:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- in corrispondenza delle fasi di scavo e movimentazione terre, siano previsti tutti gli accorgimenti tecnici nonché di gestione del cantiere atti a ridurre la produzione e la propagazione di polveri. A tal fine, il proponente dovrà inserire all'interno dei capitolati di appalto apposite specifiche atte a garantire: <ul style="list-style-type: none"> <li>a) una costante bagnatura (con rete di irrigatori mobili e/o con autocisterna) delle piste di cantiere e delle strade utilizzate, pavimentate e non;</li> <li>b) una costante bagnatura (con rete di irrigatori mobili e/o con autocisterna) delle aree interessate da movimentazione di terreno dei cumuli di materiale stoccati nelle aree di cantiere;</li> <li>c) il lavaggio delle ruote dei mezzi pesanti all'uscita delle aree di cantiere, mediante idonei dispositivi e la chiusura dei cassoni degli autocarri utilizzati per il trasporto dei materiali polverulenti con teli protettivi.</li> </ul> </li> <li>- Siano previsti tutti gli accorgimenti tecnici nonché di gestione del cantiere atti a prevenire l'interferenza con qualsiasi attività di bonifica in corso o pianificata su suoli o falda.</li> </ul>
Termine avvio Verifica Ottemperanza	ANTE OPERAM (prima dell'inizio della fase di cantiere)
Ente vigilante	MATTM
Enti coinvolti	Regione Veneto, Comune di Venezia, ARPAV
Avvertenza	<i>La verifica di ottemperanza della prescrizione di cui sopra dovrà essere effettuata dalle strutture competenti indicate dalla regione interessata che trasmetterà gli esiti della verifica medesima sia al MATTM per le eventuali azioni di propria competenza.</i>

Numero prescrizione 5	
Macrofase	<i>Ante operam</i>
Fase	Fase di progettazione esecutiva
Ambito di applicazione	Monitoraggio ambientale
Oggetto della prescrizione	<p>Dovrà essere definito dal Proponente un Piano di Monitoraggio Ambientale relativo, in particolare, alla fase di cantierizzazione redatto in continuità con il PMC allegato al presente parere.</p> <p>Tale piano dovrà, tra l'altro, indicare le campagne di monitoraggio durante le fasi di cantiere, in particolar modo per il clima acustico e l'atmosfera. Tali campagne dovranno tenere conto del cronoprogramma delle attività che il Proponente dovrà presentare alla Regione Veneto, al Comune di Venezia e all'ARPAV prima dell'inizio dei lavori.</p>
Termine avvio Verifica Ottemperanza	ANTE OPERAM
Ente vigilante	Regione Veneto
Enti coinvolti	ARPAV
Avvertenza	<i>Il piano verrà verificato dall'ARPA Veneto in fase ante operam, e, quando sarà raggiunta una piena condivisione, il parere dell'ARPA Veneto verrà trasmesso alla Regione Veneto e al MATTM.</i>

Numero prescrizione 6	
Macrofase	Post operam
Fase	Fase di esercizio
Ambito di applicazione	Aspetti gestionali - Atmosfera
Oggetto della prescrizione	<p>I camini le cui emissioni inquinanti sono da intendersi autorizzate e che rientrano nel calcolo di bolla per la sola configurazione tradizionale, sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• E03N – Steam reformer e impianto di pretrattamento carica ECOFINING<sup>TM</sup> e Caldaia H610 Hot Oil,</li> <li>• E08 – Reforming catalitico RC3 A,</li> <li>• E12 – Reforming catalitico RC3 B,</li> <li>• E14 – Reforming catalitico RC3 C,</li> <li>• E15 – Isomerizzazione ISO,</li> <li>• E16 – Desolforazione HF1 (ECOFINING<sup>TM</sup>),</li> <li>• E17 – Desolforazione HF2 (ECOFINING<sup>TM</sup>) e Unità di recupero zolfo RZ1 ed RZ2,</li> <li>• E18 – COGE, Unità di distillazione primaria DP3, Forno F-1 della sezione di produzione green jet fuel,</li> <li>• E20 – Visbreaking/Thermal Cracking.</li> </ul> <p>Per i suddetti camini valgono le prescrizioni di seguito riportate.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- I punti di emissione sopra elencati devono rispettare i valori limite in concentrazione e flusso di massa di bolla definiti dal Decreto AIA DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010 e ss.mm.ii. Rimangono valide tutte le ulteriori prescrizioni ivi riportate</li> <li>- Il nuovo assetto emissivo autorizzato per gli impianti operanti nel ciclo Green è quello di cui alla tabella 7.5 del parere AIA riportato in allegato 1 al presente parere, in termini sia di concentrazione di inquinanti emessi che di flusso di massa</li> <li>- Entro 6 mesi dalla realizzazione delle opere in progetto, il Proponente dovrà installare e avviare al camino E3N un Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (SME) per il monitoraggio dei parametri SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, PTS, Ossigeno, Vapore acqueo, Temperatura e Portata</li> </ul>
Termine avvio Verifica Ottemperanza	n.a.
Ente vigilante	MATTM
Enti coinvolti	Regione Veneto, ARPAV
Avvertenza	

Numero prescrizione 7	
Macrofase	Post operam
Fase	Fase di esercizio
Ambito di applicazione	Atmosfera
Oggetto della prescrizione	<p>Entro 24 mesi dall'avvio del funzionamento della Raffineria in ciclo 'green', il Proponente dovrà presentare al MATTM i risultati del monitoraggio ai camini, con particolare riferimento ai camini funzionanti nel ciclo 'green', individuando tutte le misure operative, gestionali e le tecniche che possano ridurre i valori di concentrazione degli inquinanti emessi, con particolare riferimento agli ossidi di azoto, per permettere al MATTM di effettuare le opportune</p>

Numero prescrizione 7	
	considerazioni e valutazioni.
Termine avvio Verifica Ottemperanza	Entro 24 mesi dall'avvio dell'impianto in ciclo 'green'
Ente vigilante	MATTM
Enti coinvolti	Regione Veneto, ARPAV
Avvertenza	

Numero prescrizione 8	
Macrofase	<i>Post operam</i>
Fase	Fase di esercizio
Ambito di applicazione	Monitoraggio ambientale - Rumore
Oggetto della prescrizione	Entro 12 mesi dall'avvio dell'impianto in assetto 'green', il Proponente dovrà effettuare una nuova campagna di misura del rumore con le modalità indicate nel Piano di monitoraggio e controllo, con tutte le unità operative rientranti nel ciclo "green" in funzione a pieno regime.  Qualora non dovessero essere verificate le condizioni imposte dalla normativa vigente, il Proponente dovrà darne tempestivamente comunicazione al MATTM, a ISPRA, al Comune e ad ARPAV, trasmettendo agli stessi un Piano di risanamento acustico ed un cronoprogramma delle misure di riduzione del rumore ambientale adeguate per il rientro nei limiti fissati.
Termine avvio Verifica Ottemperanza	Entro 12 mesi dall'avvio dell'impianto in ciclo 'green'
Ente vigilante	MATTM, ISPRA
Enti coinvolti	ARPA Veneto, Comune di Venezia
Avvertenza	

Numero prescrizione 9	
Macrofase	<i>Post operam</i>
Fase	Fase di esercizio
Ambito di applicazione	Monitoraggio ambientale – Consumi/utilizzi di materie prime
Oggetto della prescrizione	In assetto 'green', l'impianto potrà funzionare alla massima capacità produttiva, utilizzando, al massimo 600.000 t/anno di biomasse oleose con gli impianti operanti con il ciclo "green", di cui massimo 60.000 t/anno di sego animale di categoria 1 (grassi animali) e oli esausti di frittura, escludendo l'impiego di rifiuti. Al fine di verificare le tipologie di materiali impiegati, il Proponente dovrà inviare con cadenza annuale il Rapporto riassuntivo di cui al paragrafo 1.1 del PMC.
Termine avvio Verifica Ottemperanza	
Ente vigilante	MATTM, ISPRA
Enti coinvolti	ARPA Veneto
Avvertenza	

### Prescrizioni AIA

Si faccia riferimento al capitolo 7 del Parere Istruttorio Conclusivo di cui alla nota prot. CIPPC CIPPC-924/2016 del 31/05/2016 e acquisito al prot. 0014927/DVA del 1/6/2016 in Allegato 1 al presente parere.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC  
ENI SpA  
RAFFINERIA DI VENEZIA

ALLEGATO 1: parere istruttorio AIA (CIPPC-924/2016 del 31/05/2016 e acquisito al prot. 0014927/DVA del 1/6/2016)

**AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE**

Titolo III-bis. - Parte Seconda - Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO**

VIA/AIA  
ENI SpA  
Raffineria di Venezia

Gestore	ENI SpA
Località	RAFFINERIA di Venezia
Gruppo Istruttore	Mauro Rotatori – referente
	Stefano Castiglione
	Antonio Mantovani
	Alberto Pacifico
	Roberto Morandi – Regione Veneto
	Francesco Chiosi – Provincia di Venezia
	Andrea Costantini – Comune di Venezia



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC  
ENI SpA  
RAFFINERIA DI VENEZIA

SOMMARIO

1	DEFINIZIONI .....	65
2	INTRODUZIONE .....	68
2.1	Atti presupposti .....	68
2.2	Atti autorizzativi e normativi.....	69
2.3	Attività istruttorie .....	71
3	OGGETTO DELLA RELAZIONE .....	72
4	DESCRIZIONE DELLE MODIFICHE PROPOSTE .....	73
4.1	Premessa .....	73
4.2	Assetto produttivo attuale .....	73
4.2.1	Ciclo produttivo tradizionale .....	74
4.2.2	Ciclo produttivo "green" .....	75
4.2.3	Impianti Ausiliari.....	78
4.3	Assetto produttivo futuro .....	80
4.3.1	Nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™ .....	81
4.3.2	Nuovo impianto Steam Reforming.....	91
4.3.3	Revamping impianto ECOFINING™ .....	96
4.4	Dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione .....	99
4.5	Cronoprogramma delle attività .....	99
5	DESCRIZIONE DEGLI IMPATTI DETERMINATI DALLE ATTIVITÀ OGGETTO DELLA RICHIESTA .....	100
5.1	Consumo, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili .....	100
5.1.1	Consumo di materie prime .....	100
5.1.2	Consumo di combustibili.....	107
5.2	Consumi idrici.....	108
5.3	Aspetti energetici.....	109
5.3.1	Produzione di energia.....	109
5.3.2	Consumo di energia.....	112
5.4	Scarichi idrici ed emissioni in acqua.....	113
5.5	Emissioni in aria .....	114
5.5.1	Emissioni convogliate .....	114
5.5.2	Emissioni non convogliate .....	120
5.6	Rifiuti.....	120
5.7	Rumore e vibrazioni .....	122
5.8	Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee .....	122
5.9	Odori .....	123
5.10	Rappresentazione sintetica della Raffineria .....	124
6	CONSIDERAZIONI FINALI .....	126
7	CONCLUSIONI E PROPOSTE DI PRESCRIZIONE .....	127
8	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO .....	131
9	OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO .....	132
10	TARIFFA ISTRUTTORIA .....	133





COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC  
ENI SpA  
RAFFINERIA DI VENEZIA

## 1 DEFINIZIONI

<b>Autorità competente (AC)</b>	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Valutazioni Ambientali.
<b>Autorità di controllo</b>	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29- <i>decies</i> del Decreto Legislativo n. 152. del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Veneto.
<b>Autorizzazione integrata ambientale (AIA)</b>	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i.. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29- <i>terdecies</i> , comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare, delle attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
<b>Commissione IPPC</b>	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs 152/06 e s.m.i..
<b>Gestore</b>	ENI S.p.A., installazione IPPC sita in comune di Venezia, indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs n. 152/06 e s.m.i..
<b>Gruppo Istruttore (GI)</b>	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
<b>Installazione</b>	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla Parte Seconda, D.Lgs n. 152/06 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs n. 46/2014).
<b>Inquinamento</b>	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).



# COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENI SpA

RAFFINERIA DI VENEZIA

<b>Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto</b>	<p>La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente.</p> <p>In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII, parte seconda del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, e' sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett. l-bis, del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
<b>Migliori tecniche disponibili (best available techniques - BAT)</b>	<p>La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.</p> <p>Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06 e s.m.i..</p> <p>Si intende per:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;</li><li>2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;</li><li>3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso; (art. 5, c. 1, lett. l-ter del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</li></ol>
<b>Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)</b>	<p>Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. l-ter.1 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
<b>Conclusioni sulle BAT</b>	<p>Un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. l-ter.2 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC  
ENI SpA  
RAFFINERIA DI VENEZIA

<b>Relazione di riferimento</b>	Informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee, con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti, necessarie al fine di effettuare un raffronto in termini quantitativi con lo stato al momento della cessazione definitiva delle attività. Tali informazioni riguardano almeno: l'uso attuale e, se possibile, gli usi passati del sito, nonché, se disponibili, le misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee che ne illustrino lo stato al momento dell'elaborazione della relazione o, in alternativa, relative a nuove misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee tenendo conto della possibilità di una contaminazione del suolo e delle acque sotterranee da parte delle sostanze pericolose usate, prodotte o rilasciate dall'installazione interessata. Le informazioni definite in virtù di altra normativa che soddisfano tali requisiti possono essere incluse o allegate alla relazione di riferimento. Nella redazione della relazione di riferimento si tiene conto delle linee guida emanate dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 22, paragrafo 2, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. v-bis, del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. come introdotto dal D.lgs. n.46/2014).
<b>Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)</b>	I requisiti di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente, - conformemente a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs 152/06 e s.m.i. - la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito "Piano di Monitoraggio e Controllo". Tale documento è proposto, in accordo a quanto definito dall'Art. 29-quater co. 6, da ISPRA in sede di Conferenza di servizi ed è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs.152/06 e s.m.i. e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06 e s.m.i., le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.
<b>Uffici presso i quali sono depositati i documenti</b>	I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito <a href="http://www.aia.minambiente.it">http://www.aia.minambiente.it</a> , al fine della consultazione del pubblico.



# COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENI SpA

**RAFFINERIA DI VENEZIA**

<b>Valori Limite di Emissione (VLE)</b>	La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nel allegato X alla parte II del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. (art. 5, c. 1, lett. i-octies, D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).
---	--

## 2 INTRODUZIONE

### 2.1 Atti presupposti

- Visto il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 09/10/07, che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
- visto il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012, di nomina della Commissione istruttoria IPPC;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00-2014-0001370 del 22.07.2014, che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale dell'impianto della Raffineria della Società ENI S.p.A., sita nel Comune di Venezia, al Gruppo Istruttore così costituito:
- Dott. Mauro Rotatori (Referente),
  - Cons. Stefano Castiglione,
  - Prof. Antonio Mantovani,
  - Ing. Alberto Pacifico;
- preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Ing. Roberto Morandi – Regione Veneto,
  - Ing. Francesco Chiosi - Provincia di Venezia,
  - Arch. Andrea Costantini – Comune di Venezia;



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC  
ENI SpA  
RAFFINERIA DI VENEZIA

preso atto che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:

- Ing. Gaetano Battistella, Coordinatore
- Ing. Federica Bonaiuti, Referente
- Dott. Luca Funari.

## 2.2 Atti autorizzativi e normativi

- Visto il Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010;
- visto il D.Lgs. n. 152/2006 "Norme in materia ambientale" (Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O.) e s.m.i.,
- visto Il D.Lgs. n. 46 del 04/03/2014 (pubblicato in G.U. della Repubblica Italiana n. 72 del 27 Marzo 2014 – Serie Generale) di recepimento della Direttiva comunitaria 2010/75/UE (IED)
- visto L'art. 29, comma 1 del D.L. n. 46/2014 a norma del quale:  
*"Per installazioni esistenti che svolgono attività già ricomprese all'Allegato I al decreto Legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, gli eventuali procedimenti di rilascio, rinnovo, riesame o modifica dell'autorizzazione integrata ambientale in corso alla data del 7 gennaio 2013 sono conclusi con riferimento alla normativa vigente all'atto della presentazione dell'istanza entro e non oltre settantacinque giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Resta salva la facoltà per i gestori di presentare per tempo istanza di adeguamento di tali procedimenti alla disciplina di cui al presente titolo."*
- vista la Circolare Ministeriale 13 Luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I";
- visto l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii. (come modificato dal D.L. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
  - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
  - è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente
  - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
  - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
  - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC  
ENI SpA  
RAFFINERIA DI VENEZIA

- quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies;
- visto l'articolo 29- sexies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale *"i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti."*
- visto l'articolo 29- sexies, comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale *"L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acque sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate per la manutenzione e la verifica periodiche delle misure adottate per prevenire le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee e disposizioni adeguate relative al controllo periodico del suolo e delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee presso il sito dell'installazione"*
- visto l'articolo 29- sexies, comma 4 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale *"Fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso"*
- visto l'articolo 29- sexies, comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale *"L'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti:*
- a) fissando valori limite di emissione, in condizioni di esercizio normali, che non superano i BAT-AEL, adottino le stesse condizioni di riferimento dei BAT-AEL e tempi di riferimento non maggiori di quelli dei BAT-AEL;*
  - b) fissando valori limite di emissione diversi da quelli di cui alla lettera a) in termini di valori, tempi di riferimento e condizioni, a patto che l'autorità competente stessa valuti almeno annualmente i risultati del controllo delle emissioni al fine di verificare che le emissioni, in condizioni di esercizio normali, non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili. "*
- visto l'articolo 29- sexies, comma 4-quater del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale *"I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un*



# COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

ENI SpA

RAFFINERIA DI VENEZIA

*livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente."*

visto l'articolo 29-*sexies*, comma 9-*quinqüies*, lettera a) del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale *"Fatto salvo quanto disposto alla Parte Terza ed al Titolo V della Parte Quarta del presente decreto, l'autorità competente stabilisce condizioni di autorizzazione volte a garantire che il gestore:*  
*a) quando l'attività comporta l'utilizzo, la produzione o lo scarico di sostanze pericolose, tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee nel sito dell'installazione, elabori e trasmetta per validazione all'autorità competente la relazione di riferimento di cui all'articolo 5, comma 1, lettera v-bis), prima della messa in servizio della nuova installazione o prima dell'aggiornamento dell'autorizzazione rilasciata per l'installazione esistente; "*

visto l'articolo 29-*septies* del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;

esaminati i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:

- *Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries* - Febbraio 2003;
- *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants* - Luglio 2006;
- *Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE)* – Luglio 2009.

## 2.3 Attività istruttorie

Esaminata la domanda di avvio della procedura integrata di VIA e di modifica sostanziale di AIA per l'*upgrading* del progetto *Green Refinery*, con la relativa documentazione tecnica allegata, presentate dalla società ENI S.p.A. con prot. n. 040 del 14.04.2014 e acquisita dal MATTM con prot. DVA-2014-0011173 del 16.04.2014;

esaminata la documentazione integrativa trasmessa dal Gestore con prot. n. DIR111/LR.cz del 11.11.2014, acquisita con prot. CIPPC-00-2014-0001901 del 13.11.2014, a seguito di quanto emerso in sede di sopralluogo effettuato dalla Commissione AIA-IPPC e dal Gruppo Istruttore della Commissione VIA in data 07.10.2014;

esaminato il Parere Istruttorio Conclusivo del MATTM prot. DVA-2014-0017961 del 10.06.2014 (CIPPC-00-2014-0001057 del 06.06.2014), emesso a seguito di domanda di modifica non sostanziale dell'AIA presentata dal Gestore per l'introduzione nello schema di raffinazione di un ciclo "green" finalizzato alla produzione di "green fuels" da biomasse oleose a basso costo;

esaminate le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per il rilascio del presente parere istruttorio conclusivo e le condizioni e prescrizioni ivi contenute, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti;



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC**  
**ENI SpA**  
**RAFFINERIA DI VENEZIA**

- esaminata la documentazione prodotta da ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione nazionale IPPC, e precisamente:
- la Relazione Istruttoria del 29.03.2010, prot. CIPPC-00-2010-0000701 del 14.04.2010;
  - il Piano di Monitoraggio e Controllo redatto da ISPRA in data 30.06.2010, prot. CIPPC-00-2010-0001342 del 01.07.2010;
  - il Piano di Monitoraggio e Controllo redatto da ISPRA in data 30.01.2014, prot. CIPPC-00-2014-0000258 del 30.01.2014;
  - il Piano di Monitoraggio e Controllo redatto da ISPRA in data 07.07.2014, PG. n. 31066 del 29/07/2014;
- esaminata La nota integrativa del gestore prot DIR 043/AT.cz del 15 aprile 2016 e prot CIPPC 655/2016 del 18/4/2016;
- esaminata La nota della EUROPEAN COMMISSION n. 2324767 del 19 maggio 2016 inviata al MATTM DVA prot. 0013578 del 19/05/2016 e protocollata CIPPC 907/2016 del 30/5/2016;
- vista la e-mail di trasmissione del parere Istruttorio, inviata per approvazione in data 28/04/2016 dalla segreteria IPPC al Gruppo Istruttore, avente prot. CIPPC 755/2016 del 28/04/2016 e la conseguente approvazione del GI.

### 3 OGGETTO della relazione

Ragione sociale	ENI S.p.A. Divisione Refining and Marketing – Raffineria di Venezia
Sede legale:	Piazza Enrico Mattei 1 – 00144 Roma
Sede operativa	Via dei Petroli 4 – 30175 Porto Marghera (VE)
Denominazione impianto	Raffineria di Venezia
Tipo di impianto	Impianto esistente
Tipo di procedura	Modifica sostanziale: upgrade del progetto Green Refinery.
Codice e attività IPPC	Codice IPPC: 4.1 – Fabbricazione di prodotti chimici organici ed in particolare: a) Idrocarburi semplici
Gestore	Ing. Michele Viglianisi Recapito telefonico 041 5331201 e-mail michele.viglianisi@eni.com
Referente IPPC	Ing. Giuseppe Cricchi Recapito telefonico 335 5788383 e-mail giuseppe.cricchi@eni.it
Impianto a rischio di incidente rilevante	Sì
Sistema di gestione ambientale	SI - ISO14001 ed EMAS





## 4 Descrizione delle modifiche proposte

### 4.1 Premessa

In sintonia con la politica ambientale Europea, che prevede la riduzione delle emissioni di gas serra, Eni R&M ha sviluppato, in collaborazione con la Società UOP, la tecnologia ECOFINING<sup>TM</sup>, processo in grado di generare biocarburanti di nuova concezione, totalmente idrocarburi, di qualità elevata indipendentemente dalla fonte rinnovabile utilizzata, che sia essa di prima (oli vegetali), seconda (grassi animali o oli esausti di frittura) o terza generazione (biomasse derivate da alghe e rifiuti).

Tale iniziativa è volta a soddisfare la crescente richiesta di biocarburanti, il cui fabbisogno è attualmente soddisfatto da Eni R&M tramite importazione.

I biocarburanti prodotti sono caratterizzati da un'impronta di CO<sub>2</sub>, nel loro ciclo di vita complessivo (dalla sorgente biologica fino alla emissione dopo combustione), significativamente inferiore rispetto agli equivalenti combustibili fossili.

In tale ottica, in virtù della Determina Direttoriale di non Assoggettabilità a VIA (prot. DVA-2013-0017661 del 29.07.2013) ottenuta dalla Raffineria per il Progetto *Green Refinery* e della relativa comunicazione di modifica non sostanziale del Decreto AIA prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010, trasmessa mediante prot. DIR 144/LR.cz del 12.12.2012 e successivo aggiornamento prot. DIR 129/LR.cz del 31.07.2013, a valle dell'emissione del relativo provvedimento rilasciato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, d'intesa con la Regione Veneto ai sensi dell'art. 57, comma 2, del DL n.5 del 09.02.2012, convertito con modificazioni dalla Legge n. 35 del 04.04.2012, la Raffineria di Venezia potrà operare mediante un nuovo schema operativo basato su tecnologia ECOFINING<sup>TM</sup> per la produzione di biocarburanti di elevata qualità (assetto "green"), oltre che in assetto di raffinazione "tradizionale" (già autorizzato con Decreto AIA).

Nell'assetto "green", l'unità ECOFINING<sup>TM</sup> processa biomasse oleose, quali oli vegetali raffinati. Al fine di incrementare la produzione di biocarburanti, la Raffineria intende operare un upgrade del progetto "Green Refinery", massimizzando la capacità di trattamento dell'unità di ECOFINING<sup>TM</sup>, che passerà dalle attuali 400.000 t/a alle 560.000 t/a.

Il progetto di *upgrade* prevede, inoltre, la realizzazione di una nuova sezione d'impianto allo scopo di frazionare la corrente di *green diesel* prodotta, per la produzione di *green jet fuel*.

Con l'*upgrade* la Raffineria intende, inoltre, processare, oltre agli oli vegetali, anche altre biomasse oleose quali grassi animali derivanti dagli scarti dell'industria alimentare e oli esausti di frittura.

Tutta la carica verrà importata in Raffineria grezza e prima di essere alimentata all'ECOFINING<sup>TM</sup> verrà trattata in una nuova unità di pretrattamento al fine di ridurre il contenuto di contaminanti presenti nella stessa e renderla compatibile con il processo ECOFINING<sup>TM</sup>.

Per essere in grado di produrre tutto l'idrogeno necessario a massimizzare la carica dell'ECOFINING<sup>TM</sup>, attualmente prodotto dall'unità di Reforming Catalitico RC3, la Raffineria intende realizzare un nuovo impianto Steam Reformer in grado di produrre fino a 35.000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno.

### 4.2 Assetto produttivo attuale

Presso la Raffineria ENI di Venezia sono attualmente autorizzati i seguenti cicli produttivi:

1. Ciclo produttivo tradizionale (autorizzato dal Decreto AIA, prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010) - produzione di carburanti mediante raffinazione di petrolio greggio;



2. Ciclo produttivo alternativo "green" (autorizzato dalla Determina Direttoriale di non assoggettabilità a VIA, prot. DVA-2013-0017661 del 29.07.2013, e dalla relativa istanza di modifica non sostanziale del succitato Decreto AIA2) - produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose.

La Raffineria può, quindi, operare alternativamente con il ciclo tradizionale o con quello alternativo "green".

#### **4.2.1 Ciclo produttivo tradizionale**

Durante l'operatività del ciclo produttivo tradizionale, la Raffineria ha una capacità autorizzata di lavorazione del greggio pari a 4,55 milioni di t/a, con una capacità di conversione equivalente del 22%, ed è in grado di produrre, a partire da petrolio greggio, i seguenti prodotti:

- propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- benzine per autotrazione;
- gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- bitume per impiego stradale ed industriale;
- olio combustibile;
- zolfo liquido.

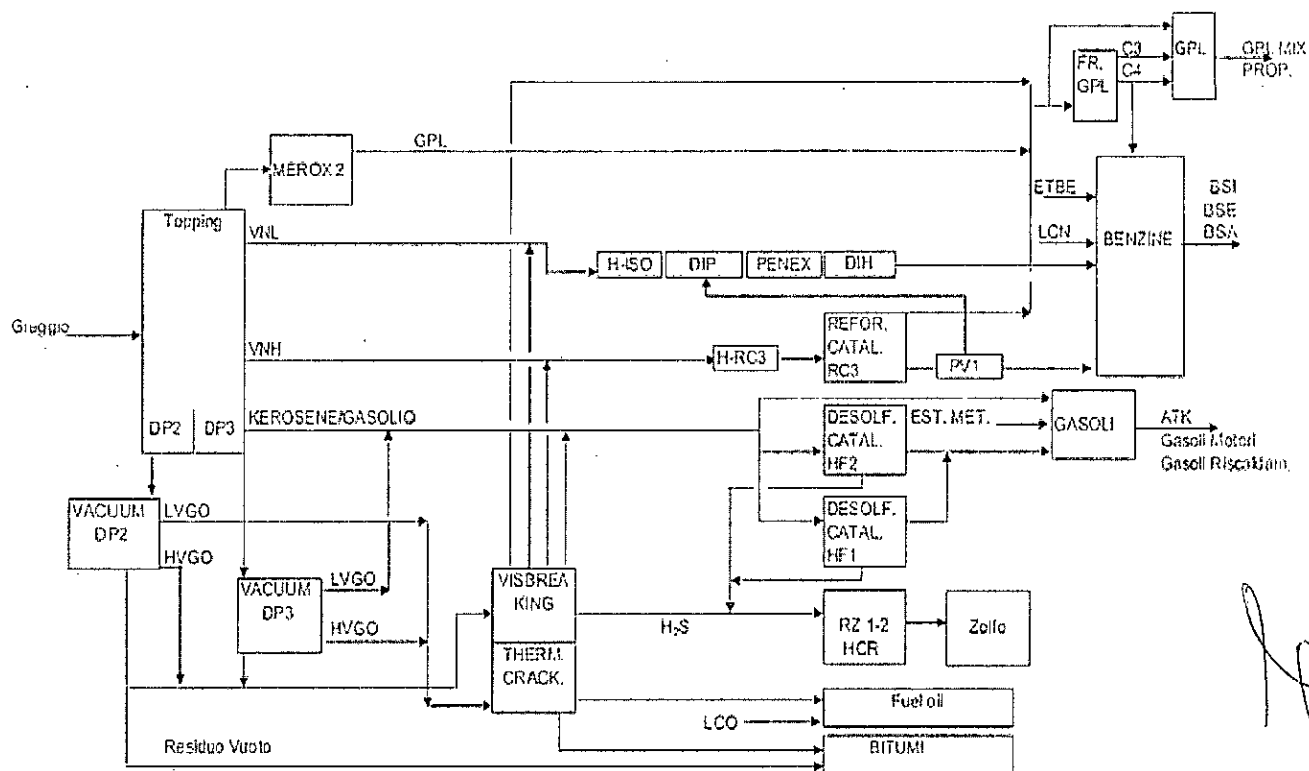
Le unità di processo operative nel ciclo produttivo tradizionale sono le seguenti:

- unità di Distillazione Primaria 2 - DP2;
- unità di Distillazione Primaria 3 - DP3;
- unità Visbreaking/Thermal Cracking - VB/TC;
- unità Reforming Catalitico 3 - RC3 e Splitter nafta PV1;
- unità Isomerizzazione ISO;
- unità Desolforazione 1 - HF1;
- unità Desolforazione 2 - HF2;
- unità Desolforazione GPL - MEROX 2;
- Splitter GPL;
- unità 22 - Rigenerazione Ammine;
- unità Sour Water Stripper - SWS 1, 2, 3;
- unità Recupero Zolfo RZ1, RZ2 e gas di coda HCR;

La seguente figura riporta uno schema a blocchi semplificato del ciclo di lavorazione alternativo tradizionale della Raffineria, già autorizzato.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC  
ENI SpA  
RAFFINERIA DI VENEZIA



#### 4.2.2 Ciclo produttivo "green"

Durante l'operatività del ciclo produttivo alternativo "green", la Raffineria è in grado di trattare fino a 400.000 t/a di biomasse oleose producendo circa 360.000 t/a di bio-carburanti, costituiti da:

- green diesel;
- green GPL;
- green nafta.

Il ciclo produttivo alternativo "green" prevede l'utilizzo di una parte degli impianti del ciclo produttivo tradizionale e prevede la produzione di biocarburanti innovativi di elevata qualità (green diesel, green GPL e green nafta) a partire da biomasse oleose di prima generazione di origine vegetale.

Le unità di processo operative nel ciclo produttivo alternativo "green" sono le seguenti:

- splitter VN dell'unità di Distillazione Primaria DP3;
- unità di Isomerizzazione ISO;
- unità di Reforming Catalitico RC3 (con annesso splitter nafta PV1);
- splitter GPL SGPL;
- unità ECOFINING™ (sezioni HF1 e HF2);
- unità di lavaggio gas e rigenerazione ammine;
- sistema di trattamento dei gas acidi;
- sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZ1;
- unità di Strippaggio Acque Acide SWS3.



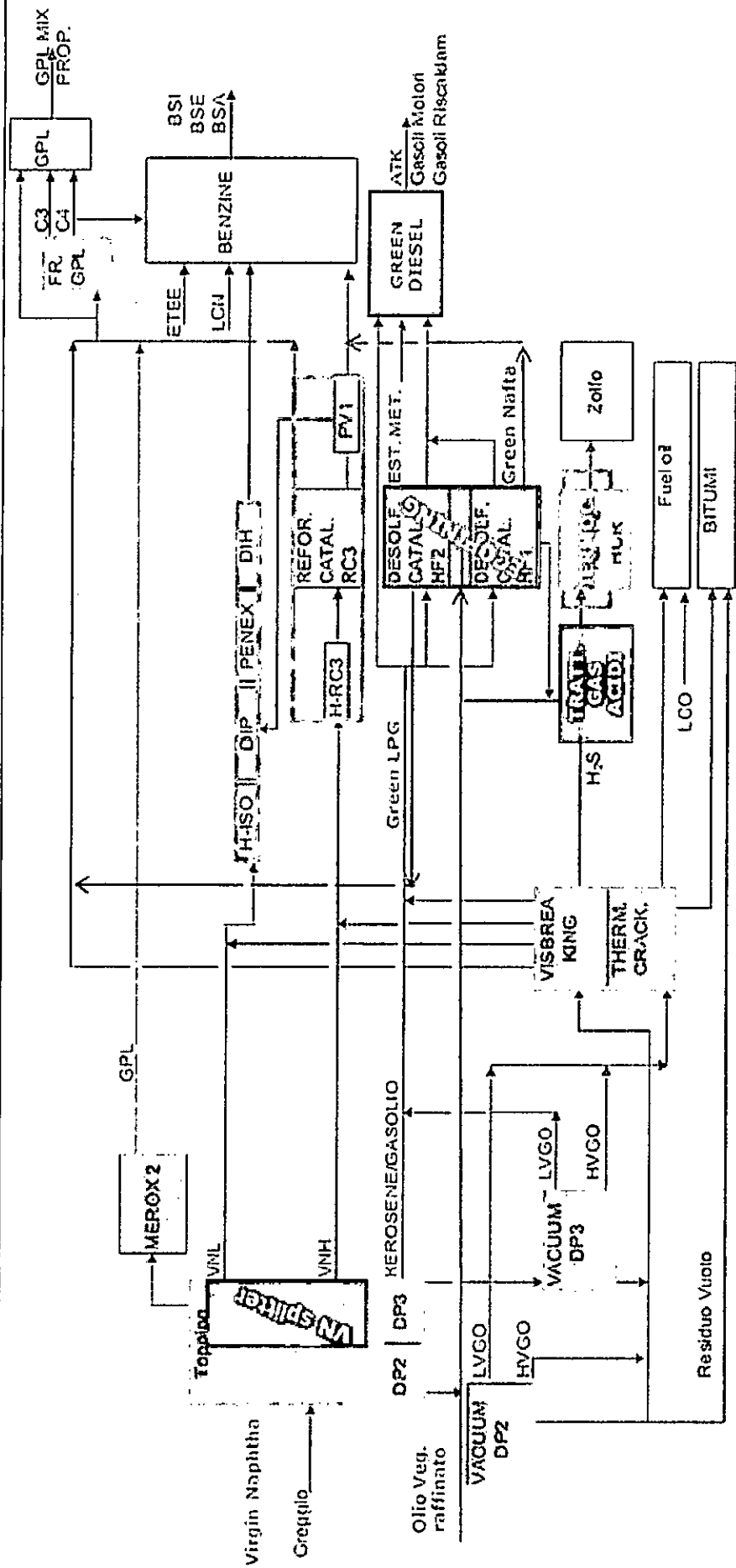
**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC**  
**ENI SpA**  
***RAFFINERIA DI VENEZIA***

---

La seguente figura riporta uno schema a blocchi semplificato del ciclo di lavorazione alternativo "green" della Raffineria, già autorizzato.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC  
ENI SpA  
RAFFINERIA DI VENEZIA



Legenda:  
: Unità non utilizzata nel ciclo "green"  
: Unità utilizzata nel ciclo "green" a valle di modifiche impiantistiche  
: Unità utilizzata nel ciclo "green" senza modifiche impiantistiche

### 4.2.3 Impianti Ausiliari

Oltre agli impianti di processo precedentemente descritti, si precisa che presso la Raffineria sono presenti altri impianti identificati come ausiliari o *utilities*, finalizzati alla produzione di vapore, energia elettrica, acqua refrigerante e industriale, aria compressa, ecc..

Questi risultano essere in esercizio sia durante l'operatività della Raffineria nel ciclo produttivo tradizionale sia nel ciclo "green", e non è prevista alcuna modifica al loro assetto a seguito degli interventi in progetto descritti al seguente § 4.3.

Nella tabella seguente viene riportata una descrizione riassuntiva delle loro caratteristiche e funzioni.

Impianti Ausiliari	Descrizione
Impianto di cogenerazione vapore e energia elettrica - COGE	Unità costituita da un complesso di cogenerazione, che assicura la copertura del fabbisogno interno di energia elettrica e vapore a media e bassa pressione. Essa è composta da: <ul style="list-style-type: none"><li>• una Turbogas da 25,9 MW;</li><li>• una caldaia a recupero e postcombustione B01;</li><li>• una caldaia a fuoco diretto B02;</li><li>• una turbina a vapore (a contropressione), in grado di produrre ulteriori 7,9 MW di energia elettrica.</li></ul>
Distribuzione energia elettrica	Cabine e sottostazioni elettriche per la distribuzione dell'energia autoprodotta.
Blow-down e torcia	La Raffineria è dotata di un sistema di blow-down collettato alla torcia. Il circuito è dotato di separatori per il recupero della parte liquida e di un sistema di recupero dei gas che sono inviati previo lavaggio a rete fuel gas.
Produzione e distribuzione aria compressa	La Raffineria è dotata di una rete di distribuzione di aria compressa essiccata quale fluido di comando e modulazione delle valvole automatiche per il controllo del processo e la messa in sicurezza degli impianti. L'aria compressa viene generata da un parco macchine costituito da 4 elettrocompressori centrifughi e da un turbocompressore centrifugo.
Distribuzione acque di raffreddamento	La Raffineria utilizza acqua mare, proveniente dal Canale Vittorio Emanuele III a mezzo stazione di pompaggio, come fluido di raffreddamento in scambiatori di calore dedicati.
Distribuzione acque industriali	L'approvvigionamento di acqua alla Raffineria avviene secondo le distinte fonti: <ul style="list-style-type: none"><li>• acqua potabile, fornita dalla rete pubblica della Municipalizzata Veritas;</li><li>• acqua dolce d'origine superficiale, utilizzata per produrre acqua demineralizzata e come acqua industriale (ad uso servizi di processo), proveniente da ente consortile esterno;</li><li>• acqua industriale di riuso dall'impianto consortile SIFA (Progetto Integrato Fusina).</li></ul>

Impianti Ausiliari	Descrizione
<b>Impianto produzione acqua demineralizzata</b>	<p>L'acqua demineralizzata per l'alimento caldaie e per gli impieghi di processo, è prodotta in un impianto a letti di resine a scambio ionico, capace di produrre 240 m<sup>3</sup>/h di acqua demi a partire da acqua di origine superficiale.</p> <p>La sezione si compone di 2 chiarificatori statici, di 3 filtri a sabbia, di 3 linee a scambio cationico-anionico con decarbonatore interposto e di un letto misto per polishing finale. E' presente un'unità di recupero condense opportunatamente pretrattate da un filtro a resine oleofile e da un filtro a carbone attivo.</p>
<b>Rete antincendio</b>	<p>La rete antincendio di Raffineria copre tutte le aree del sito ed è adeguata ai requisiti di legge.</p> <p>L'alimentazione della rete è garantita, in condizioni normali dalla fornitura di acqua di riuso dall'impianto consortile SIFA, e in condizioni di emergenza (esaurimento riserva dell'effluente depurato e/o mancanza di energia elettrica) a mezzo motopompe dalla presa sollevamento acqua mare di Raffineria.</p>
<b>Distribuzione Fuel Oil, Fuel Gas e Metano</b>	<p>La Raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel oil utilizzato come combustibile nei forni e nelle caldaie della Raffineria e di una rete di distribuzione di fuel gas autoprodotta utilizzato come combustibile al Turbogas, ai forni e alle caldaie della Raffineria.</p> <p>Inoltre da Aprile 2013 è stata attivata la fornitura di metano, mediante gasdotti dalla rete SNAM.</p>
<b>Trattamento Effluenti TE</b>	<p>Il refluo di collettore unico di Raffineria viene convogliato in una vasca dove avviene una prima disoleazione effettuata tramite "discoil".</p> <p>Il refluo è da qui convogliato nella Prevasca 6 dove avviene una seconda disoleazione effettuata ancora mediante un "discoil". Gli oli recuperati vengono inviati ai serbatoi di recupero slop, mentre l'acqua viene trasferita ai separatori a gravità tipo API (vasche Farrer S34 A/B/C) o direttamente, in situazioni di elevata piovosità, ai serbatoi di stoccaggio reflui.</p> <p>Il refluo così trattato viene avviato per gravità alla stazione di pompaggio (S10B) per essere inviato poi all'impianto consortile SIFA e ulteriormente in situazioni di elevata piovosità, ai serbatoi di stoccaggio reflui.</p>

Infine, tra le altre dotazioni di Raffineria, si evidenziano:

- il Laboratorio Chimico in grado di svolgere, mediante apparecchiature tecnicamente idonee, il controllo analitico di flussi liquidi e gassosi degli impianti e dei prodotti finiti, oltre alle specifiche analisi a valenza ambientale su:
  - ~ stream intermedi dell'impianto TE e scarico lagunare dell'acqua di raffreddamento, secondo un apposito Piano Analitico;
  - ~ qualità dei prodotti/combustibili impiegati in Raffineria, per la verifica del tenore di zolfo nell'olio combustibile e di H<sub>2</sub>S del fuel gas;
  - ~ efficienza degli analizzatori di processo Raffineria;

- le officine di manutenzione meccanica, elettrica e strumentistica, dotate di tutte le attrezzature necessarie per la gestione e la realizzazione degli interventi in sito;
- il magazzino per l'approvvigionamento, lo stoccaggio e la distribuzione del materiale necessario alle varie esigenze della Raffineria.

### 4.3 Assetto produttivo futuro

Al fine di incrementare la produzione di biocarburanti, la Raffineria intende operare un upgrade del progetto "Green Refinery" massimizzando la capacità di trattamento dell'unità di ECOFINING<sup>TM</sup>, che passerà dalle attuali 400.000 t/a alle 560.000 t/a previste.

Il progetto di upgrade prevede inoltre la realizzazione di una nuova sezione d'impianto allo scopo di frazionare la corrente di *green diesel* prodotta per produrre *green jet fuel*.

Con l'upgrade, la Raffineria intende inoltre processare, oltre agli oli vegetali (quali l'olio di palma), anche altre biomasse oleose quali i grassi animali derivanti dagli scarti dell'industria alimentare e gli oli esausti di frittura.

Tutta la carica verrà importata in Raffineria grezza e prima di essere alimentata all'ECOFINING<sup>TM</sup> verrà trattata in una nuova unità di pretrattamento al fine di ridurre il contenuto di contaminanti presenti nella stessa e renderla compatibile con il processo ECOFINING<sup>TM</sup>.

Per essere in grado di produrre tutto l'idrogeno necessario a massimizzare la carica dell'ECOFINING<sup>TM</sup>, attualmente prodotto dall'unità di Reforming Catalitico RC3, la Raffineria intende realizzare un nuovo impianto Steam Reformer in grado di produrre fino a 35.000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno.

A seguito della realizzazione dei nuovi impianti e delle modifiche impiantistiche descritte ai seguenti paragrafi, quindi, l'assetto della Raffineria sarà rappresentato dai seguenti due cicli produttivi:

- Nuovo ciclo produttivo tradizionale - produzione di carburanti mediante raffinazione di petrolio greggio. Il ciclo produttivo rimane uguale a quello attualmente autorizzato, con la differenza che verrà definitivamente dismessa l'unità di Distillazione Primaria DP2;
- Nuovo ciclo produttivo alternativo "green" - produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose, a valle delle modifiche impiantistiche del progetto Green Refinery descritte nei seguenti paragrafi.

Mentre il ciclo produttivo tradizionale rimarrà sostanzialmente invariato rispetto alla situazione già autorizzata, in quanto la dismissione dell'unità di Distillazione Primaria DP2 non comporterà variazioni alla capacità produttiva della Raffineria, il ciclo produttivo "green" sarà differente in termini di capacità produttiva, materie prime processate e unità impiantistiche.

In estrema sintesi, le Unità di processo attive nel futuro ciclo produttivo "green" saranno le seguenti:

1. unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING<sup>TM</sup>;
2. impianto Steam Reformer;
3. impianto ECOFINING<sup>TM</sup> (sezioni HF1 e HF2 e green jet fuel);
4. splitter GPL;
5. unità di lavaggio gas acidi e rigenerazione ammine;
6. sistema di trattamento dei gas acidi;
7. sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZ1;
8. unità di Strippaggio Acque Acide SWS3;



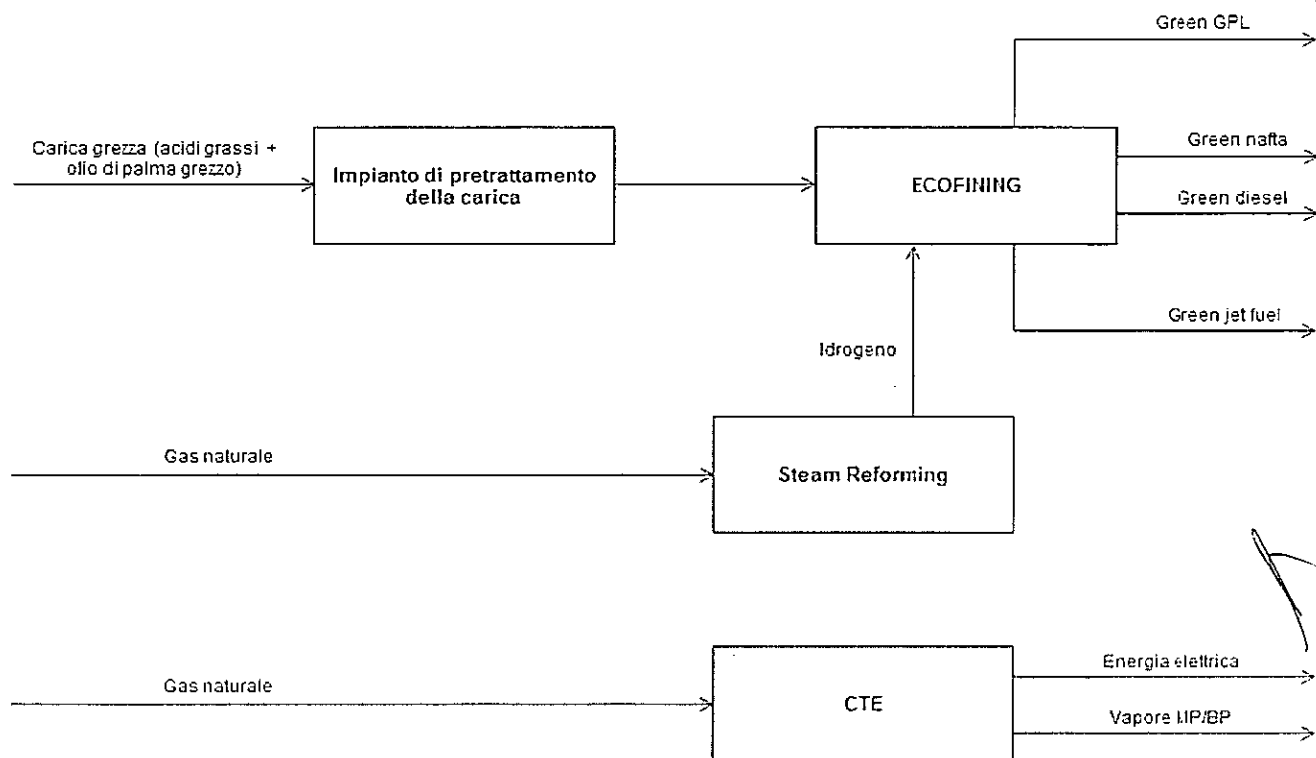
9. impianto di Trattamento Effluenti (TE);

10. impianti ausiliari (impianto di cogenerazione COGE, distribuzione energia elettrica, produzione aria compressa e distribuzione, distribuzione acque industriali e di refrigerazione, blow-down e torcia).

Si prevede invece il non utilizzo e la messa in conservazione delle seguenti unità di processo:

1. unità di distillazione primaria DP3;
2. unità di isomerizzazione ISO;
3. unità di reforming catalitico RC3;
4. unità di desolforazione GPL - Merox;
5. unità di visbreaking/thermal cracking;
6. splitter nafta PV1;
7. unità di recupero zolfo RZ1 (fatta eccezione per la sezione terminale), RZ2 ed HCR;
8. unità di strippaggio acque acide SWS1 ed SWS2.

La seguente figura riporta uno schema a blocchi semplificato del ciclo di lavorazione alternativo "green" della Raffineria, per il quale è richiesta la modifica sostanziale dell'AIA.



Nei paragrafi che seguono sono descritti i nuovi impianti e le modifiche agli impianti esistenti che il Gestore intende realizzare nell'ambito dei progetti precedentemente illustrati.

#### 4.3.1 Nuova unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™

La nuova unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING™ ha lo scopo di ridurre, mediante raffinazione fisica della carica grezza, il contenuto di contaminanti presenti nella stessa, prima di essere alimentata all'unità ECOFINING™.

Tale unità potrà trattare una miscela di:

- Oli vegetali grezzi (quali olio di palma grezzo) (Crude Palm Oil - CPO);
- Sego animale di categoria 1 (grassi animali);

- Oli esausti di frittura.

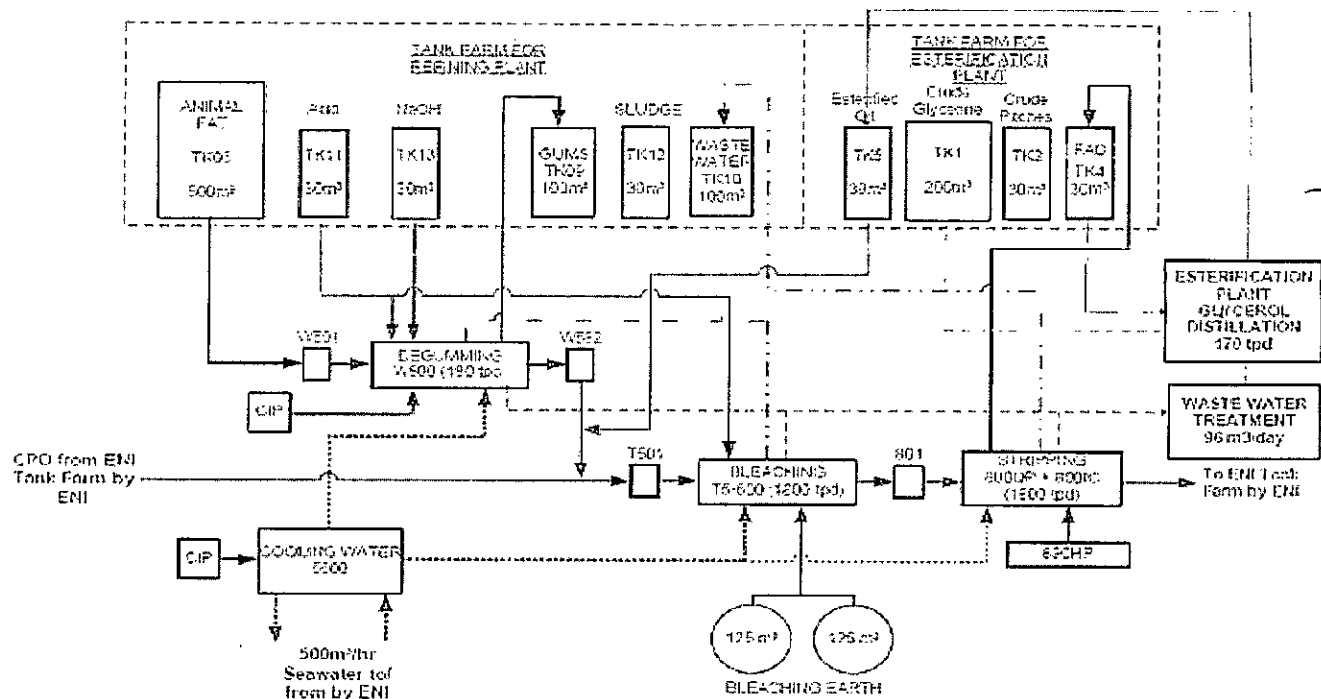
Dalla nuova unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING™ si otterrà una corrente di biomassa oleosa raffinata, inviata a stoccaggio e quindi in alimentazione all'unità ECOFINING™.

Ai fini della richiesta di modifica di AIA, per l'analisi del processo della nuova unità, è stato considerato un funzionamento della stessa pari a 330 g/anno corrispondente ad un fattore di utilizzo dell'impianto pari al 90% e a una capacità di trattamento di circa 600.000 t/a di materia grezza costituita da una miscela di oli vegetali grezzi e sego animale che si ritiene pienamente rappresentativa ai fini della valutazione degli eventuali impatti ambientali indotti.

La nuova unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING™ sarà costituita da:

- **Sezione W500 - Degommazione acida con fase di lavaggio.** In tale sezione vengono rimossi, mediante idratazione, i fosfolipidi (detti anche gomme) contenuti nel sego in alimentazione. I fosfolipidi potrebbero provocare la formazione di schiume dannose per le successive fasi di lavorazione;
- **Sezione T5/600 PS - Pretrattamento a secco con decolorazione.** In tale sezione vengono rimosse altre sostanze indesiderate presenti nella carica (costituita da olio vegetale grezzo, grassi animali degommati e olio esterificato prodotto nella sezione di esterificazione degli acidi grassi);
- **Sezione 800PS - Deodorazione/neutralizzazione.** In tale sezione vengono rimosse tutte le sostanze volatili e le tracce di acidi grassi presenti nella carica (costituita dalla biomassa in uscita dalla sezione precedente);
- **Sezione 800IC -Sistema di generazione vuoto.** In tale sezione avviene la condensazione delle sostanze volatili separate nella precedente sezione;
- **Sezioni 5600RC e 9200 - Sistema di raffreddamento;**
- **Sezioni 178 e 4010 - Esterificazione degli acidi grassi.** In tale sezione avviene la conversione degli acidi grassi separati presso la sezione di deodorazione/neutralizzazione, in olio esterificato, che viene ricircolato in alimentazione alla sezione di decolorazione;
- **Sezione di pretrattamento delle acque reflue.** Tale sezione tratta tutti i reflui prodotti dalla nuova unità di pretrattamento.

La seguente figura mostra lo schema a blocchi semplificato della nuova unità, mentre nei paragrafi seguenti è riportata una descrizione delle unità sopra elencate.



#### 4.3.1.1 Sezione W500 - Degommazione acida con fase di lavaggio

Il processo di degommazione del sego animale (di seguito grasso animale) ha lo scopo di rimuovere, mediante idratazione, i fosfatidi (detti anche gomme) che potrebbero provocare la formazione di schiume nell'olio, con possibile interferenza nelle fasi successive della lavorazione. I grassi animali, ricevuti in Raffineria mediante autobotti, vengono stoccati, con l'ausilio delle pompe P5482C A1/2, nei nuovi serbatoi TK6GA e TK7. Tali serbatoi hanno una capacità di stoccaggio pari a 500 m<sup>3</sup> ciascuno.

Questi sono trasferiti, mediante un sistema di pompaggio, al vessel intermedio W501, dopo essere stati trattati dal filtro denominato W524. Da qui i grassi vengono inizialmente riscaldati fino a circa 75°C nello scambiatore W521A, a spese della corrente calda in uscita dall'essiccatore W506, ed ulteriormente riscaldati fino a circa 95°C nello scambiatore W521B, mediante l'utilizzo di vapore a bassa pressione. La corrente di grassi viene quindi miscelata nel mixer W504AC con una soluzione di acido citrico.

L'acido citrico, ricevuto in Raffineria mediante autobotti, è stoccato nel nuovo serbatoio TK11, avente una capacità di stoccaggio pari a 30 m<sup>3</sup>. Da qui viene trasferito, mediante le pompe P5482AC B1/2, nel vessel intermedio W534AC2, diluito con acqua ed inviato nel mixer W504AC1 prima di essere miscelato con la corrente di grassi.

La miscela grassi/soluzione acida viene quindi alimentata al reattore W503AC, dove, dopo un sufficiente tempo di permanenza, le gomme non idratibili vengono trasformate in idratibili.

La corrente in uscita dal reattore viene quindi miscelata con una soluzione di soda caustica nel mixer W504NA. Tale processo permette di agglomerare le gomme idratibili.

La soda caustica, approvvigionata mediante autobotti, è stoccata nel nuovo serbatoio TK13, avente una capacità di stoccaggio pari a 30 m<sup>3</sup>. Da qui viene trasferita, mediante le pompe P5482NA B1/2, nel vessel intermedio W578NA1, diluita con acqua inviata nel mixer W504NA1.

Lo stream in uscita dal mixer W504NA1 viene alimentato, dopo essere stato miscelato con la corrente in uscita dal reattore W503AC, al separatore centrifugo W518NA, nel quale avviene la separazione delle gomme dalla corrente trattata, che viene quindi inviata alla successiva sezione di lavaggio.

Le gomme separate vengono raccolte nel vessel intermedio W582G, dal quale sono inviate, mediante la pompa PW582G, a stoccaggio, nel nuovo serbatoio TK09, avente una capacità di stoccaggio pari a 100 m<sup>3</sup>, e quindi inviate a smaltimento.

Al fine di ridurre ulteriormente il contenuto di gomme, lo stream di grassi in uscita dal separatore centrifugo W518NA, viene alimentato al reattore W503W1, dopo essere stato miscelato nel mixer W504W1 con una corrente di acqua calda.

Dopo un breve tempo di reazione, la corrente di grassi animali viene inviata separatore centrifugo W518W1, in cui avviene la separazione della corrente di grassi, lavata dalle gomme residue, dalla corrente acquosa.

Per evitare la produzione di un grande quantitativo di acqua di lavaggio contaminata, quest'ultima viene raccolta nel vessel intermedio W532C e completamente riciclata nel primo separatore centrifugo W518NA. I grassi recuperati nel vessel W532C vengono riciclati, mediante le pompe PW532C, in miscela con l'acqua di diluizione a valle dei vessel intermedi di acido citrico (W534AC2) e di soda caustica (W578NA1).

La corrente di grassi animali prodotta dal trattamento di degommazione viene quindi inviata, previo riscaldamento nello scambiatore W521D nell'unità di essiccazione sotto vuoto W506, al fine di ridurre l'umidità residua.

Il vuoto viene ottenuto grazie al sistema di generazione denominato 641A.

La corrente così trattata viene trasferita nel vessel intermedio W582 dalle pompe PW506, e successivamente inviata alla sezione di decolorazione, mediante le pompe PW582.

#### **4.3.1.2 Sezione T5/600 PS - Pretrattamento a secco con decolorazione**

Il processo di pretrattamento a secco della carica grezza, costituita da olio vegetale grezzo, grassi animali degommati e olio esterificato prodotto nelle sezioni 178 e 4010, ha l'obiettivo di alterare le gomme eventualmente presenti in essa in modo da poterle eliminare durante il successivo processo di decolorazione.

La carica in ingresso è raccolta nel vessel intermedio T501. Da qui, previo riscaldamento negli scambiatori T521A e T521B, viene alimentata con una soluzione di acido citrico al mixer T504.

L'acido citrico, stoccato nel vessel intermedio W534AC2, viene miscelato con acqua per la diluizione ed inviato nel mixer T504AC, prima di essere miscelato con la carica grezza da trattare.

La miscela carica grezza/soluzione acida viene quindi alimentata nel reattore T503, dove, dopo un sufficiente tempo di permanenza, le gomme non idratibili vengono trasformate in idratibili.

Alla miscela carica grezza/soluzione acida presente nel reattore T503 viene aggiunta, mediante un sistema di dosaggio volumetrico, terra decolorante, al fine di rimuovere i pigmenti, le tracce di gomme, i prodotti dell'ossidazione, i composti policiclici e altre sostanze indesiderate presenti in essa. La terra decolorante, verrà stoccata in due silos 610A, di capacità pari a 125 m<sup>3</sup> ciascuno. Da qui la terra sarà alimentata al sistema di dosaggio, mediante un sistema di trasporto pneumatico 609A, previo passaggio attraverso un filtro 616/09A e un ventilatore 636/09A.

Dopo la miscelazione con la terra decolorante, la carica viene alimentata nella colonna di decolorazione 622, in cui vengono rimossi i composti indesiderati ad una temperatura di circa 150°C.

Una corrente di vapore, iniettata dal fondo della colonna 622, permette di mantenere il sistema sotto agitazione, assicurando pertanto una perfetta dispersione della terra decolorante nella carica. Il processo di decolorazione è inoltre condotto sotto vuoto al fine di evitare l'ossidazione della carica a causa dell'attività catalitica della terra decolorante.

Il vuoto viene generato dal sistema denominato 641A.

La miscela carica decolorata/terra decolorante è infine inviata, mediante le pompe P622, ad un sistema di filtrazione, costituito da una serie di filtri ermetici denominati 616A, operanti alternativamente.

La carica filtrata viene tenuta sotto vuoto nel vessel 682B, al fine di evitare l'ossidazione della stessa, e quindi ulteriormente filtrata nel filtro di sicurezza 616B, al fine di rimuovere le eventuali tracce di terre decoloranti ancora presenti. Quest'ultime, infatti, durante il successivo processo di deodorizzazione, catalizzerebbero le reazioni indesiderate di polimerizzazione e trans-isomerizzazione.

L'olio presente nelle terre trattenute dal sistema di filtrazione viene recuperato mediante insufflaggio di vapore, raccolto nel vessel 682A e riciclato nella sezione. La torta di terre viene quindi scaricata dalla tramoggia 657CK e inviata a smaltimento.

#### 4.3.1.3 Sezione 800PS - Deodorazione/neutralizzazione

Il processo di deodorazione/neutralizzazione ha l'obiettivo di rimuovere tutte le sostanze volatili e le tracce di acidi grassi presenti nella carica in uscita dalla precedente sezione.

La carica decolorata viene quindi raccolta nel vessel intermedio 801, tenuto sotto vuoto dall'unità 641A.

Successivamente la carica viene portata in temperatura (260-265°C) mediante passaggio negli scambiatori 881A, 880A e 821A. Quest'ultimo scambiatore è alimentato con vapore a alta pressione prodotto dalla nuova caldaia 890HP, avente potenza di 3 Gcal/h.

La carica riscaldata viene alimentata preliminarmente alla colonna di flash 802P, nella quale evaporano gli acidi grassi presenti nell'olio e successivamente nella colonna di stripping sotto vuoto 882QP, nella quale vengono rimosse tutte le sostanze volatili e le ulteriori tracce di acidi grassi presenti.

La carica in uscita dal fondo dello stripper 822QP viene raffreddata progressivamente negli scambiatori 880A, 881A e T521A ed infine portata alla temperatura di stoccaggio mediante passaggio nello scambiatore ad acqua mare 881B2. Prima di essere inviata a stoccaggio, la carica trattata passa attraverso il filtro 816B.

Gli acidi grassi separati dalla carica nello stripper 822QP vengono condensati nel sovrastante scrubber 823P, mediante uno spray di acidi grassi raffreddati.

Gli acidi grassi condensati sono raccolti nel vessel 882AG, pompati mediante le pompe P882AG e raffreddati nello scambiatore 881AG, da acqua di raffreddamento, prima di essere ricircolati nello scrubber 823P. Gli acidi grassi in eccesso vengono inviati nel nuovo serbatoio di stoccaggio TK4, avente una capacità di stoccaggio pari a 30 m<sup>3</sup>.

Il vuoto nella colonna 882QP viene generato da un sistema di condensazione a secco 800 IC (ice condensing system), descritto nel successivo paragrafo.

#### 4.3.1.4 Sezione 800IC - Generazione vuoto

Il sistema di generazione del vuoto mediante condensazione a secco consiste nel congelamento del vapore di stripping, contenente le sostanze volatili separate dall'olio, fino a circa -31°C. In tal modo nella colonna di stripping viene prodotto un vuoto di circa 2 mbar.

Il congelamento del vapore di stripping avviene mediante passaggio dello stesso nei sublimatori 819IC1/2, all'interno dei quali scorre una corrente di ammoniaca, mantenuta in temperatura nell'unità di raffreddamento 811IC e ricircolata dalle pompe P811.

Una volta che un sublimatore risulta carico di ghiaccio, questo viene pulito mediante flussaggio con una corrente di acqua calda circolante in un ciclo chiuso, costituito dal serbatoio 878/32IC, dalle pompe P878IC e dallo scambiatore 821IC.

I gas incondensabili (saturati con vapore) in uscita dai sublimatori vengono evacuati mediante gli eiettori a vapore 841IC e le pompe P841X.

#### 4.3.1.5 Sezioni 178 e 4010 - Esterificazione degli acidi grassi

Il processo di esterificazione degli acidi grassi con glicerolo ha lo scopo di convertire gli acidi grassi, separati presso la sezione di deodorazione/neutralizzazione, in olio esterificato, che verrà ricircolato in alimentazione all'impianto di pretrattamento, nella sezione di decolorazione.

La glicerina (soluzione di glicerolo all'80-85%), ricevuta in Raffineria mediante autobotti, viene stoccata, con l'ausilio della pompa P1C, nel nuovo serbatoio TK1, di capacità pari a 200 m<sup>3</sup>. Dallo stoccaggio, mediante le pompe P1A/B, la glicerina viene alimentata alla colonna di distillazione sotto vuoto 4C1.

Il sistema di vuoto è connesso alla testa della colonna ed è composto dagli eiettori 4J1 e 4J2A/B e dai condensatori 4E5A/B.

La miscela glicerolo/acqua, separata dal fondo di tale colonna, viene inviata al ribollitore 4E3 e quindi ricircolata nella colonna mediante le pompe 4P6A/B.

I prodotti pesanti presenti nella soluzione, uscenti dal fondo della colonna 4C1, e la corrente di ricircolazione proveniente dal ribollitore 4E1, sono inviati in una seconda colonna di distillazione 4D1, previa miscelazione con acido fosforico, al fine di modificarne il pH. Il residuo di fondo della colonna 4D1 è inviato a stoccaggio nel nuovo serbatoio TK2, di capacità pari a 30 m<sup>3</sup>, e successivamente inviato a smaltimento.

La soluzione di glicerolo in uscita dalla testa della colonna 4D1, viene condensata nello scambiatore 4E2 e quindi riciclata alla colonna 4C1.

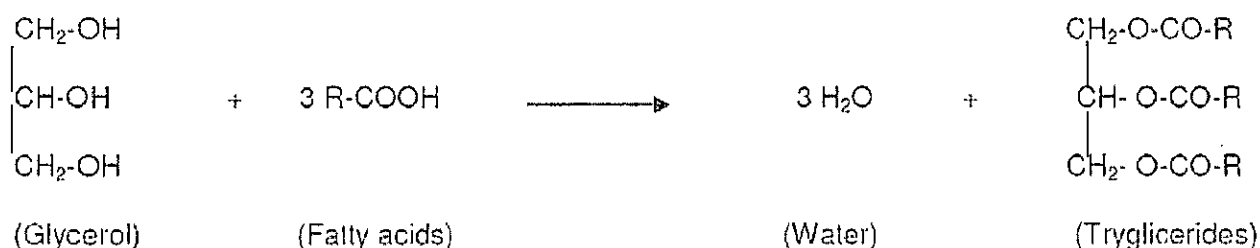
I vapori in uscita dalla testa della colonna 4C1 sono inviati nello scambiatore 4E4, in cui il glicerolo viene condensato e successivamente raffreddato nello scambiatore 4EP1, prima di essere inviato a stoccaggio nel nuovo serbatoio TK3, di capacità pari a 8 m<sup>3</sup>.

Il glicerolo dal serbatoio TK3 viene inviato nel vessel intermedio 178V1 e quindi alimentato nel mixer 178MX1 e nei reattori 178R1A/B/C.

Gli acidi grassi, separati dall'olio nello stripper 822QP della sezione di deodorazione/neutralizzazione, sono stoccati nel nuovo serbatoio di stoccaggio TK4, di capacità pari a 30 m<sup>3</sup>, e da qui inviati nella sezione di esterificazione.

La corrente di acidi grassi viene quindi miscelata con il glicerolo nel miscelatore 178MX1 e quindi riscaldata nello scambiatore 178E1, a spese dell'olio esterificato caldo in uscita dai reattori di esterificazione, e nello scambiatore 178E2, sfruttando vapore ad alta pressione.

La miscela di acidi grassi e glicerolo riscaldata viene quindi alimentata ai reattori di esterificazione 178R1A/B/C disposti in serie, nei quali avviene la seguente reazione:



I reattori sono riscaldati con vapore ad alta pressione al fine di permettere l'evaporazione dell'acqua prodotta, aumentando la resa del processo.

La miscela di acqua e glicerolo in uscita dalla testa dei reattori è inviata allo scrubber 178C1, dove il glicerolo viene condensato e inviato al vessel intermedio 178V1, da cui, dopo eventuale make-up di glicerolo, viene ricircolato ai reattori di esterificazione.

Il vapore d'acqua separato dalla testa dello scrubber 178C1 è invece condensato negli scambiatori 178E4A/B, connessi agli eiettori a vuoto 178J1A/B, ed inviato al nuovo serbatoio TK6AR, di capacità pari a 5 m<sup>3</sup>, e da qui, mediante le pompe P6A/B, all'impianto di pretrattamento delle acque reflue, descritto nel successivo paragrafo.

Il prodotto di reazione (olio esterificato), costituito da una miscela di mono (MG), di (DG) e trigliceridi (TG), viene estratto dal fondo dell'ultimo reattore 178R1C e successivamente raffreddato nello scambiatore 178E1, a spese della corrente di acidi grassi in ingresso al reattore, e nello scambiatore 178E5 con acqua di raffreddamento.

L'olio esterificato viene infine stoccato nel nuovo serbatoio TK5, di capacità pari a 30 m<sup>3</sup>, da cui viene inviato, mediante le pompe P5A/B, nella sezione di pretrattamento a secco della carica grezza, precedentemente descritta.

#### 4.3.1.6 Sezioni 5600RC e 9200 - Circuiti chiusi di raffreddamento

L'acqua di raffreddamento risulta necessaria in diverse parti dell'unità di pretrattamento. Sono pertanto previsti due circuiti chiusi di raffreddamento con acqua dolce, che viene raffreddata, mediante passaggio in scambiatori, da acqua mare, già attualmente utilizzata a tale scopo dalla Raffineria.

Uno dei due circuiti (sezione 5600RC) è asservito alle sezioni W500 (Sezione di degommazione acida con fase di lavaggio), T5/600 PS (Sezione di pretrattamento a secco con decolorazione) e 800PS (Sezione di deodorazione/neutralizzazione).

Tale circuito è dotato di due scambiatori 5681W1/2, di un sistema di pompaggio (pompe P5613RC) e di un sistema di stoccaggio dell'acqua dolce (5613RC).

Il secondo circuito (sezione 9200) è invece asservito alle sezioni 178 e 4010 (Sezione di esterificazione degli acidi grassi) ed è dotato di uno scambiatore 9200E1, di un sistema di pompaggio (pompe 9200P1A/B) e di un sistema di stoccaggio dell'acqua dolce (9200V1).

#### 4.3.1.7 Sezione di pretrattamento delle acque reflue

Le acque di processo prodotte dall'impianto vengono sottoposte a 3 successivi trattamenti:

1. Omogeneizzazione;
2. Trattamento chimico-fisico;
3. Trattamento biologico.

##### *Omogeneizzazione*

Le acque reflue prodotte dalle sezioni dell'unità descritte nei precedenti paragrafi vengono pompate nella vasca di omogeneizzazione 5201A, quest'ultima dotata dell'agitatore M5201A. In tale vasca vengono minimizzate le fluttuazioni di concentrazione e di portata degli inquinanti, generalmente presenti nelle acque reflue prodotte nell'impianto.

##### *Trattamento chimico-fisico*

Dalla vasca di omogeneizzazione i reflui vengono inviati alla sezione trattamento chimico-fisico, costituita da:

- la vasca di coagulazione 5203CO, dotata dell'agitatore M5203CO;
- la vasca di flocculazione 5203PO, dotato dell'agitatore M5203PO;
- la vasca di flottazione ad aria dissolta 5232PC;
- il bacino di neutralizzazione 5205BA, dotato dell'agitatore M5203BA.

I reflui in uscita dalla vasca di omogeneizzazione vengono inviati nel bacino di coagulazione, all'interno del quale vengono miscelati con cloruro ferrico (agente coagulante) e acido solforico, al fine di favorire la separazione dell'emulsione acqua/materiale organico e la coagulazione di quest'ultimo.

Le acque vengono successivamente inviate nella vasca di flocculazione, nella quale viene aggiunto un agente polimerico per consentire l'ingrandimento dei piccoli aggregati solidi formati nella sezione di coagulazione e la conseguente formazione dei primi fiocchi in sospensione.

Da qui i reflui vengono inviati alla vasca di flottazione per la rimozione del materiale flocculato. Tale rimozione avviene mediante aria insufflata che permette la flottazione del materiale organico non altrimenti separabile per gravità.

Lo strato di olio galleggiante sulla superficie della vasca viene asportato mediante pompe e inviato a ricircolo.

I reflui in uscita dalla flottazione vengono poi additivati con soda caustica nel bacino di neutralizzazione al fine di raggiungere il pH ideale per il successivo trattamento biologico.

#### *Trattamento biologico*

Il refluo in uscita da trattamento chimico-fisico viene quindi alimentato al reattore biologico a letto mobile MBBR (Moving Bed Biological Reactor) 5278HL, costituito dalle due vasche 5236HL1/2 all'interno delle quali vengono mantenuti in movimento gli elementi di supporto (carrier), sui quali aderiscono i microrganismi, sviluppando una pellicola biologica (biofilm).

Il movimento degli elementi è garantito da un sistema di insufflaggio di aria (mediante soffianti 5266HL1/2).

L'effluente del reattore biologico confluisce nella vasca di aereazione a fanghi attivi 5278LL, dove, mediante insufflaggio di aria, viene creato un sistema dinamico aerobico controllato, in grado di riprodurre in ambiente artificiale gli stessi meccanismi biologici che avvengono in natura per la depurazione delle acque inquinate da sostanze organiche biodegradabili.

Additivando, infatti, l'effluente da depurare con uno specifico nutriente, a base di urea, si ottiene lo stesso processo di autodepurazione che avviene in natura, ma con minori tempi e spazi.

La miscela in uscita dalla vasca di aereazione, viene inviata nella vasca di flocculazione 5203PO nella quale viene aggiunto un agente polimerico per favorire la formazione dei fiocchi di fanghi attivi.

I reflui vengono quindi inviati nella vasca di flottazione 5232PCB dove avviene la separazione dei fiocchi di fanghi attivi dall'effluente depurato, mentre il fango separato viene in parte reintrodotta nel reattore biologico e in parte smaltito come rifiuto.

L'effluente depurato viene invece convogliato all'impianto di trattamento acque reflue TE della Raffineria, mediante la rete fognaria esistente.

### **4.3.1.8 Specifiche della Carica e dei Prodotti di impianto**

#### **Sezione W500 - Degommazione acida con fase di lavaggio**

La sezione di degommazione acida con fase di lavaggio ha lo scopo di rimuovere, mediante idratazione, le gomme presenti nei grassi animali (sego animale).

Il sego animale approvvigionato in Raffineria consiste in una miscela di grassi animali precedentemente sottoposta a trattamento di rendering, processo in grado di convertire gli scarti animali in un prodotto ad alto valore aggiunto utilizzabile come materia prima per la produzione di biocarburanti.

Le caratteristiche delle principali impurità dei grassi animali in ingresso ed in uscita da tale sezione d'impianto sono riportate nelle seguenti Tabelle.

**Caratteristiche delle principali impurità dei grassi animali in ingresso**



Proprietà	Unità di misura	Valore
FFA (acidi grassi liberi)	%wt.	30,00
Fosforo	% wt.	1,25
Umidità	% wt.	1,50
Impurità	% wt.	0,15

**Caratteristiche delle principali impurità dei grassi animali in uscita**

Proprietà	Unità di misura	Valore
FFA (acidi grassi liberi)	%wt.	30,00
Fosforo	% wt.	0,13
Umidità	% wt.	0,10
Impurità	% wt.	0,10

**Sezione W500 - Degommazione acida con fase di lavaggio**

La sezione di decolorazione ha lo scopo di eliminare le gomme presenti nell'olio vegetale grezzo, nei grassi degommati e nell'olio esterificato.

Le caratteristiche delle principali impurità presenti nell'olio vegetale grezzo, nei grassi degommati e nell'olio esterificato in ingresso sono riportate nella seguente Tabella.

**Caratteristiche delle principali impurità dell'olio vegetale grezzo (olio di palma) in ingresso**

Proprietà	Unità di misura	Valore
FFA (acidi grassi liberi)	%wt.	5,00
Fosforo (fosfatidi)	% wt.	0,0015
Umidità	% wt.	0,10
Impurità	% wt.	0,10

**Sezione 800PS - Sezione di deodorazione/neutralizzazione**

La sezione di deodorazione/neutralizzazione ha l'obiettivo di rimuovere tutte le sostanze volatili e le eventuali tracce di acidi grassi presenti nella corrente trattata nella precedente sezione di pretrattamento a secco con decolorazione.

Le caratteristiche delle principali impurità dell'olio vegetale raffinato e degli acidi grassi in uscita dalla sezione sono riportate nelle seguenti Tabelle.

**Caratteristiche delle principali impurità dell'olio raffinato in uscita**

Proprietà	Unità di misura	Valore
TAN (numero di acidità totale)	mg	0,1
FFA (acidi grassi liberi)	% wt.	0,05
Composti insaponificabili	% wt.	1
Metalli (Na, Ca, Mg, K, P, Fe)	% wt.	0,0005
Fosforo	% wt.	0,0003
Zolfo	% wt.	0,0003
Azoto	% wt.	0,001
Cloro	% wt.	0,00005
Acqua	% wt.	0,05

**Caratteristiche delle principali impurità degli acidi grassi in uscita**

Proprietà	Unità di misura	Valore
FFA (acidi grassi liberi)	% wt.	70-90
Peso molecolare medio FFA	g/mol	270-300
Composti insaponificabili	% wt.	5
Umidità	% wt.	0,05
Impurità	% wt.	0,15

**Sezioni 178 e 4010 - Sezione di esterificazione degli acidi grassi**

Gli acidi grassi separati nella precedente sezione vengono alimentati nelle sezioni di esterificazione per la conversione in olio esterificato, mediante additivazione di glicerolo, ottenuto dalla distillazione di glicerina grezza. Tale olio viene di seguito riciclato in alimentazione all'impianto di pretrattamento della carica, nella sezione di decolorazione.

Le caratteristiche delle principali impurità degli acidi grassi sono presentate nella tabella riportata al precedente § 4.2.2.3, mentre la composizione della corrente di glicerina grezza sono riportate nella seguente Tabella.

**Caratteristiche della corrente di glicerina grezza**

Proprietà	Unità di misura	Valore
Glicerolo	% wt.	80-85
MONG (Materiale Organico Non Glicerolo)	% wt.	2
NaCl	% wt.	5-8
Metanolo	% wt.	0,1
Acqua	% wt.	A bilancio
pH	-	6,5-7,5

La composizione degli oli esterificati in uscita dalla sezione sono riportati nella seguente Tabella.

Composizione degli oli esterificati in uscita

Proprietà	Unità di misura	Valore
FFA (acidi grassi liberi)	% wt.	1
Mono-gliceridi	% wt.	4-8
Di-gliceridi	% wt.	30-35
Tri-gliceridi	% wt.	35-45
Glicerolo	% wt.	0,01

#### 4.3.2 Nuovo impianto Steam Reforming

Il nuovo impianto per la produzione di idrogeno avrà una capacità produttiva massima di circa 35.000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno puro (3,17 t/h). Oltre all'idrogeno, l'impianto genererà vapore surriscaldato ad alta pressione (circa 50 barg).

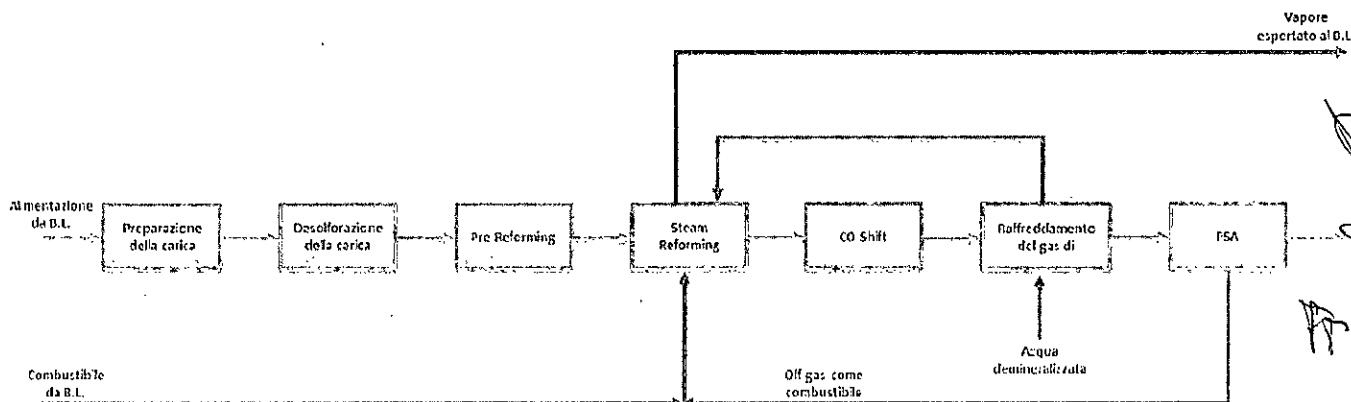
L'impianto sarà alimentato interamente con gas naturale proveniente dalla rete Snam Rete Gas. Il gas verrà approvvigionato all'impianto alla pressione richiesta, grazie a 2 nuovi compressori attraversando una linea aerea che verrà realizzata a partire da 1 nuova stazione di riduzione installata all'interno della Raffineria.

L'idrogeno prodotto verrà inviato in alimentazione all'unità ECOFINING<sup>TM</sup>.

Il nuovo impianto di Steam Reforming sarà suddiviso nelle seguenti 5 sezioni principali:

1. purificazione della carica;
2. pre-reforming;
3. Steam Reforming;
4. CO Shift (conversione di CO);
5. purificazione dell'idrogeno (PSA - Pressure Swing Adsorption unit).

La seguente figura mostra lo schema a blocchi semplificato della nuova unità, mentre nei paragrafi seguenti è riportata una descrizione delle unità sopra elencate.



##### 4.3.2.1 Sezione di purificazione della carica

La funzione della sezione di purificazione è principalmente quella di eliminare dalla carica il cloro, l'H<sub>2</sub>S e gli altri composti solforati che potrebbero comportare l'avvelenamento dei catalizzatori. Tale sezione è costituita da 3 reattori disposti in serie: il reattore di idrogenazione 01R001 e i due reattori di desolforazione 01R002A e 01R002B.

Il gas naturale è fornito al limite di batteria e, prima della sezione di purificazione, è miscelato con una piccola quantità di H<sub>2</sub> (circa 3% vol.), proveniente dalla sezione HF<sub>2</sub> dell'impianto ECOFINING<sup>TM</sup> (Isomerizzazione).

Allo scopo di riscaldare l'alimentazione alla temperatura richiesta per le reazioni di idrogenazione di circa 370°C, l'alimentazione viene riscaldata negli scambiatori 00E001 e 00E002, nei quali avviene lo scambio termico con il vapore proveniente rispettivamente dall'accumulatore 03D001 e dallo scambiatore 03F002E31.

La carica riscaldata è inviata nel reattore di idrogenazione 01R001, nel quale, in presenza di opportuni catalizzatori a base di ossido di cobalto e molibdeno, ha luogo la reazione di idrotrattamento, al fine di convertire i composti organici contenenti zolfo in H<sub>2</sub>S.

La carica idrogenata attraversa quindi i due reattori di desolforazione 01R002A e 01R002B disposti in serie, costituiti da due colonne di adsorbimento contenenti tre differenti strati catalitici:

- Catalizzatore di dechlorinazione, a base di ossido di alluminio, in grado di eliminare l'HCl formatosi nel reattore di idrogenazione per reazione dei composti organici del cloro, eventualmente presenti nella carica, con l'idrogeno;
- Catalizzatore di desolforazione, a base di ossido di zinco, che adsorbe l'H<sub>2</sub>S prodotto dalle reazioni di idrogenazione;
- Catalizzatore di desolforazione spinta, a base di ossido di rame, in grado di ridurre, mediante adsorbimento, il contenuto di S nella carica fino a 50 ppbv.

#### 4.3.2.2 Sezione di pre-reforming

Il gas di processo proveniente dalla sezione di desolforazione viene miscelato con il vapore proveniente dall'accumulatore 03D005.

È necessario utilizzare un alto rapporto vapore/metano nella carica al fine di:

1. avere disponibilità di vapore nella sezione successiva di conversione di CO (Shift Section);
2. prevenire il depositarsi di carbone all'interno dei pori del catalizzatore di reforming.

La miscela gas naturale/vapore viene quindi riscaldata fino a 480°C nello scambiatore 03F002E11, collocato nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer, e successivamente alimentata al Pre-Reformer 02R001, contenente un catalizzatore a base di nichel.

La temperatura della corrente in ingresso al Pre-Reformer viene controllata mediante l'iniezione di acqua nello spray 03F002E01 e mediante bypass del riscaldamento della corrente nello scambiatore 03F002E11.

La funzione della sezione di pre-reforming è quella di convertire gli idrocarburi superiori al metano, contenuti nella carica, in una miscela di CH<sub>4</sub>, CO, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>.

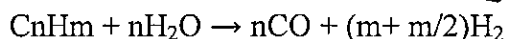
Il gas in uscita dal Pre-Reformer, prima di essere alimentato alla sezione di Reforming, viene riscaldato a circa 610°C nello scambiatore 03F002E12, collocato anch'esso nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer.

#### 4.3.2.3 Sezione di Steam Reforming

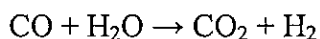
Lo Steam Reformer 03F001 converte la carica idrocarburea in alimentazione in una miscela di H<sub>2</sub>, CO e CO<sub>2</sub>, oltre a una piccola quantità di CH<sub>4</sub> non reagito, grazie alla reazione della stessa con vapore. Grazie al trattamento del gas di processo nella sezione di pre-reforming, tutti gli idrocarburi pesanti sono convertiti in metano ed il rischio di formazione di carbone è pertanto minimizzato. Le reazioni che avvengono nella sezione di Steam Reforming sono complesse ma possono essere così riassunte:

1. Reforming del metano: 
$$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$$

2. Reforming degli idrocarburi:



3. Reazione di water gas shift:



La reazione globale è fortemente endotermica e il calore necessario è fornito dai bruciatori, del tipo Low NOx, che riscaldano i 76 tubi, riempiti con il catalizzatore a base di nichel, contenuti del forno di Steam Reformer. In essi fluisce il gas di processo che viene inizialmente riscaldato fino alla temperatura di reazione e in seguito convertito in idrogeno.

La temperatura della corrente in ingresso allo Steam Reformer viene controllata mediante l'iniezione di acqua nello spray 03F002E02.

Come combustibile primario sono usati gli off-gas provenienti dalla PSA Unit contenenti una quantità di H<sub>2</sub> non separato, mentre una miscela di gas naturale e gas di raffineria è usata come combustibile secondario per bilanciare la richiesta di combustibile.

L'aria di combustione richiesta è fornita al bruciatore mediante la soffiante 03MC001, dopo essere stata preriscaldata nello scambiatore 03E004, nel quale avviene lo scambio termico con il vapore proveniente dall'accumulatore 04S003, e successivamente riscaldata fino a 350°C negli scambiatori 03F002E41 e 03F002E42, collocati nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer.

I fumi prodotti nella sezione radiante del forno, aventi una temperatura di uscita di circa 1.000-1.050°C, entrano nella sezione convettiva dello Steam Reformer, dove cedono il calore sensibile per:

- generazione di vapore a circa 50 barg nel generatore di vapore 03F002E71;
- riscaldamento della miscela gas naturale/vapore, prima di entrare nel Pre-Reformer e nello Steam Reformer, negli scambiatori 03F002E11 e 03F002E12;
- surriscaldamento del vapore negli scambiatori 03F002E31 e 03F002E32;
- evaporazione della condensa di processo nell'evaporatore 03F002E82;
- riscaldamento dell'aria di combustione negli scambiatori 03F002E41 e 03F002E42;
- riscaldamento della condensa di processo nello scambiatore 03F002E81.

Nella sezione convettiva dello Steam Reformer la temperatura dei fumi decresce fino a circa 160°C.

I fumi di combustione sono infine inviati al camino mediante la soffiante 03MC002.

L'effluente dello Steam Reformer è raffreddato a circa 350°C nello scambiatore 03E001, prima di essere inviato alla successiva sezione di CO Shift, nel quale avviene l'abbattimento del CO.

#### 4.3.2.4 Sezione di CO Shift

Lo scopo della sezione di CO Shift è la conversione del CO a CO<sub>2</sub>, mediante reazione con vapore, generando idrogeno.

I componenti principali di questa sezione sono il reattore di conversione ad alta temperatura 04R001 (HT Converter) e quello a bassa temperatura 04R002 (LT Converter), disposti in serie.

Il processo è catalitico ed è stato pertanto selezionato un catalizzatore a base di rame su ossidi di ferro e cromo per l'HT Converter, e un catalizzatore a base di ossidi di rame e zinco per l'LT Converter.

Il gas di processo dalla sezione di Reforming entra nel reattore di conversione ad alta temperatura 04R001 a una temperatura di 350°C, per poi uscire a circa 420°C, a causa dell'esotermicità della reazione.

Il gas viene quindi raffreddato a circa 220°C negli scambiatori 04E001 e 04E002, nei quali avviene lo scambio termico rispettivamente con la condensa di processo proveniente dall'accumulatore 03D005 e con l'acqua proveniente dal limite di batteria.

Successivamente il gas riscaldato è alimentato nel reattore di conversione a bassa temperatura 04R002, dove il contenuto di CO viene ulteriormente ridotto fino a 0,6-0,8 vol%, producendo H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>.

A causa dell'esotermicità della reazione, la temperatura del gas in uscita dal reattore di conversione a bassa temperatura 04R002 è pari a circa 250°C.

Prima di passare alla sezione successiva il gas viene raffreddato alla temperatura circa 38°C nelle seguenti apparecchiature:

- Scambiatore 04E009, mediante scambio termico con l'acqua proveniente dal limite di batteria;
- Scambiatore 04E003, mediante scambio termico con la condensa di processo proveniente dall'accumulatore 04S002;
- Air Cooler 04E005;
- Scambiatore 04E006, mediante scambio termico con acqua di raffreddamento.

L'idrogeno prodotto, prima di essere inviato alla sezione finale di purificazione, attraversa gli accumulatori 04S001 e 04S002, collocati nel treno di raffreddamento, dai quali viene separato il vapore non reagito, nella forma di condensa di processo.

#### 4.3.2.5 Sezione di purificazione dell'idrogeno

La funzione di questa sezione è la separazione dell'idrogeno contenuto nel gas di processo, per ottenere la purezza richiesta.

Il gas di processo contiene infatti H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> e una certa quantità di CO e di gas naturale.

L'H<sub>2</sub> contenuto è purificato fino a un minimo di 99,9 vol% di purezza nella PSA Unit (Pressure Swing Adsorption - 06U001), nella quale le impurità vengono selettivamente adsorbite su un adsorbente ad alta pressione per poi essere successivamente deadsorbite con la diminuzione della pressione. Le operazioni di adsorbimento e deadsorbimento sono ripetute ciclicamente.

L'H<sub>2</sub> prodotto da questa unità è inviato al limite di batteria, e da qui alla rete di Raffineria mediante i due compressori esistenti K3NA/B, ubicati presso l'area dell'impianto RC3.

Gli altri componenti del gas di processo, insieme all'idrogeno non separato, compongono i cosiddetti off-gas, che sono inviati alla sezione di Reforming come combustibile primario per il Reformer.

#### 4.3.2.6 Sistemi Ausiliari

##### *Generazione di Vapore ad Alta Pressione*

L'acqua demineralizzata proveniente dal limite di batteria viene alimentata al deaereatore 82D001 e, a valle delle pompe 82P001A/B, riscaldata negli scambiatori 04E002 e 04E009, mediante scambio termico con il gas di processo in uscita dai reattori di conversione ad alta temperatura 04R001 e bassa temperatura 04R002, prima di essere alimentata nell'accumulatore 03D001, dove viene prodotto vapore saturo ad alta pressione (circa 50 barg).

Parte del vapore prodotto nell'accumulatore 03D001 viene utilizzato per riscaldare il gas naturale in alimentazione, nello scambiatore 00E001.

La corrente in uscita da tale scambiatore viene in seguito inviata nell'accumulatore 04S003, da cui si separa il vapore che, miscelato con vapore a bassa pressione dal limite di batteria, è utilizzato per riscaldare l'aria di combustione nello scambiatore 03E004.

La restante parte del vapore prodotto nell'accumulatore 03D001 viene surriscaldata a circa 410°C, mediante il passaggio nello scambiatore 03F002E31, collocato nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer, e in seguito utilizzata per surriscaldare il gas naturale in alimentazione nello scambiatore 00E002.

La temperatura della corrente di vapore surriscaldato viene controllata mediante un parziale bypass dello scambiatore 03F002E31 e mediante iniezione di acqua nello spray 03E010.

Successivamente il vapore viene nuovamente riscaldato a 460°C mediante il passaggio nello scambiatore 03F002E32, collocato anch'esso nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer. Parte del vapore surriscaldato è utilizzata come vapore di processo al fine di ottenere il rapporto gas naturale/vapore desiderato, mentre la restante parte viene inviata ai limiti di batteria. La temperatura della corrente di vapore surriscaldato inviata ai limiti di batteria viene controllata mediante iniezione di acqua nello spray 03E011.

#### *Generazione di Vapore dalla condensa di processo*

La condensa di processo ottenuta dal vapore in eccesso non convertito, viene raccolta negli accumulatori 04S001 e 04S002, collocati nel treno di raffreddamento della corrente in uscita dal reattore di conversione a bassa temperatura 04R002, dai quali viene inviata, mediante il sistema di pompaggio, costituito dalle pompe 04P001A/B, attraversando gli scambiatori 04E003 e 03F002E81, nell'accumulatore 03D005.

La frazione liquida separata da tale accumulatore viene inviata in due scambiatori:

- 04E001, collocato nel treno di raffreddamento della corrente in uscita reattore di conversione ad alta temperatura 04R001;
- 03F002E82, collocato nella zona convettiva 03F002 dello Steam Reformer.

Il vapore separato dall'accumulatore 03D005 viene utilizzato unicamente come vapore di processo.

#### *Sistema di blow down*

Le correnti di blow down prodotte dagli accumulatori 03D001 e 03D005 sono inviate al successivo accumulatore 03D002, da cui si separa una corrente in fase vapore che, dopo essere stata condensata nel condensatore 03E009, è riciclata nell'accumulatore 03D002 e una fase liquida che, in seguito a raffreddamento nello scambiatore 03E007, viene inviata nell'accumulatore 80D001. L'accumulatore 80D001 raccoglie inoltre la condensa di processo prodotta, durante l'avviamento dell'impianto, dagli accumulatori 04S001 e 04S002, previo raffreddamento nello scambiatore 04E007.

Al fine di inviare il condensato ai limiti di batteria è previsto un sistema di pompaggio, costituito dalle due pompe 80P002A/B.

L'impianto verrà collegato al sistema di blow down esistente di Raffineria.

#### **4.3.2.7 Specifiche della Carica d'Impianto**

L'impianto Steam Reformer converte metano al fine di produrre H<sub>2</sub>, da inviare all'unità di ECOFINING™.

Le caratteristiche del metano in carica all'impianto sono riportate nella seguente Tabella.

Proprietà	Unità di misura	Valore
He	% mol.	0,1
N <sub>2</sub>	% mol.	3,3
C <sub>1</sub>	% mol.	87,8
C <sub>2</sub>	% mol.	6,4
C <sub>3</sub>	% mol.	1,2
i-C <sub>4</sub>	% mol.	0,3
n-C <sub>4</sub>	% mol.	0,2
i-C <sub>5</sub> + n-C <sub>5</sub>	% mol.	0,2
CO <sub>2</sub>	% mol.	0,5

#### 4.3.2.8 Specifiche dei Prodotti d’Impianto

L’impianto produce H<sub>2</sub> con le seguenti caratteristiche:

Proprietà	Unità di misura	Valore
H <sub>2</sub>	% mol.	99,9
CO + CO <sub>2</sub>	vppm	< 10
N <sub>2</sub>	vppm	< 1.000
CH <sub>4</sub> + He	% vol.	A bilancio

#### 4.3.3 Revamping impianto ECOFINING™

Al fine di incrementare la produzione di biocarburanti, la Raffineria intende operare un upgrade del progetto “Green Refinery” apportando delle modifiche all’unità ECOFINING™.

L’impianto ECOFINING™ ha l’obiettivo di produrre biocarburanti di elevata qualità a partire da biomasse oleose a basso costo. Tale impianto ha attualmente una capacità di trattamento pari a 400.000 t/anno di olio raffinato.

La Raffineria, nell’ambito del presente progetto, intende incrementare la capacità di trattamento dell’unità fino a circa 560.000 t/a (considerando un funzionamento dell’unità pari a 330 g/anno). A tal fine l’impianto verrà sottoposto agli interventi di adeguamento illustrati nella seguente Tabella.



Tipologia di intervento	Item	Servizio
<b>Sezione di Deossigenazione HF1</b>		
Sostituzione delle pompe 21-MPE-101 A/B con nuove apparecchiature	21-MPE-205 A/B/C	Pompe di carica
Modifica forno	F-101	Forno di reazione
Sostituzione dello scambiatore esistente E-104N con nuova apparecchiatura (recuperato fascio tubiero esistente con riduzione della lunghezza)	E-204	Refrigerante effluente reattore (treno 1)
Sostituzione del compressore esistente MCE-101-C con nuova apparecchiatura	21-MCE-201	Compressore gas di riciclo
Modifica forno	F-102	Forno di reazione
<b>Sezione di Isomerizzazione HF2</b>		
Sostituzione del distributore alimentazione e modifica ai piatti 17-22	E-101	Stripper
Sostituzione del demister	F-109	Stripper OVHD knockout drum
Sostituzione del demister	F-106	Stripper OVHD gas compressor knockout drum

Inoltre, la Raffineria, al fine di produrre green jet fuel, intende realizzare una nuova sezione d'impianto in cui verrà frazionata la corrente di green diesel prodotta dalla sezione HF<sub>2</sub> (isomerizzazione) dell' ECOFINING<sup>TM</sup>.

Tale corrente, dopo essere stata preriscaldata in apposito treno, costituito dagli scambiatori E-1, E-2 e E-3A/B, a spese dei prodotti caldi, viene processata nella colonna di frazionamento C-71. In tale colonna, asservita dal forno F-1, che funge da ribollitore di fondo, vengono separate una corrente di green diesel (dalla testa) e una corrente di green jet fuel (da una taglio laterale), inviate entrambe a stoccaggio in serbatoi esistenti.

Dalla testa della colonna C-71 la corrente di green diesel separata, dopo raffreddamento nell'air cooler EA-1, è alimentata nell'accumulatore V-1 e da qui, a valle delle pompe P-3 A/B, in parte ricircolata in colonna e in parte inviata a stoccaggio nell'esistente serbatoio 111, dopo essere stata raffreddata nello scambiatore E-1, miscelata con una corrente separata dal fondo della colonna e ulteriormente raffreddata nell'air-cooler 01-E-74.

La corrente di green jet in uscita dalla colonna viene, a valle delle pompe P-2 A/B, raffreddato mediante passaggio negli scambiatori E-2 e E-4, a spese rispettivamente della corrente di green diesel in alimentazione e di acqua di raffreddamento, e successivamente inviato a stoccaggio negli esistenti serbatoi 307 e 325.

La corrente in uscita dal fondo della colonna viene, a valle delle pompe P-1 A/B, in parte riscaldata nel forno F-1 e ricircolata in colonna, e in parte miscelata, previo raffreddamento nello scambiatore E-3 A/B con la corrente di green diesel separata dalla testa della colonna.

Parte delle apparecchiature che costituiscono la nuova sezione d'impianto risultano già attualmente esistenti presso la Raffineria e saranno adattate al nuovo utilizzo. La restante quota parte sarà costituita da apparecchiature nuove. Di seguito si riporta l'elenco degli interventi di adeguamento previsti per la realizzazione della nuova unità di produzione del green jet fuel.

Tipologia di intervento	Item	Servizio
Installazione nuovo scambiatore	E-1	Riscaldamento green diesel in alimentazione
Installazione nuovo scambiatore	E-2	Riscaldamento green diesel in alimentazione
Installazione nuovi scambiatori	E-3 A/B	Riscaldamento green diesel in alimentazione
Riutilizzo colonna esistente	C-71	Colonna di frazionamento
Installazione nuovo fomo	F-1	Ribollitore
Sostituzione delle pompe esistenti 01-P-74AN/B con nuove apparecchiature	P-1 A/B	Pompe di rilancio fondo colonna
Sostituzione delle pompe esistenti 01MP-75A/B con nuove apparecchiature	P-2 A/B	Pompa di rilancio green jet
Installazione nuovo scambiatore	E-4	Raffreddamento green jet
Installazione nuovo air cooler	EA-1	Raffreddamento green diesel
Installazione nuovo vessel	V-1	Vessel green diesel
Sostituzione delle pompe esistenti 01MP-73A/B con nuove apparecchiature	P-3 A/B	Pompa di rilancio green diesel
Riutilizzo air cooler esistente	01-E-74	Raffreddamento green diesel

#### 4.3.3.1 Specifiche della Carica d’Impianto

Le caratteristiche dell’olio in carica all’impianto sono riportate nella seguente Tabella.

Proprietà	Unità di misura	Valore
TAN (numero di acidità totale)	mg	0.1
FFA (acidi grassi liberi)	%wt.	0,05
Composti insaponificabili	% wt.	1
Composti insaponificabili	% wt.	1
Metalli (Na, Ca, Mg, K, P, Fe)	% wt.	0,0005
Fosforo	% wt.	0,0003
Zolfo	% wt.	0,0003
Azoto	% wt.	0,001
Cloro	% wt.	0,00005

#### 4.3.3.2 Specifiche dei Prodotti d’Impianto

Le caratteristiche del green diesel prodotto nell’impianto sono riportate nella seguente Tabella.

Proprietà	Unità di misura	Valore
Cloud Point	°C	max 0
C.F.P.P. (Cold Filter Plugging Point)	°C	max -12
Ossigeno	% wt.	max 0,5
Intervallo di distillazione	°C	IBP* - 340
Densità	kg/l	0,775 - 0,900

\* Initial Boiling Point

Come sottoprodotti, l'impianto ECOFINING™ produce inoltre:

- green GPL (77%mol propano), che costituirà le quote bio del GPL movimentato;
- green nafta, che costituirà le quote bio della Benzina Euro 5 movimentata;
- green jet fuel.

#### 4.4 Dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione

Anche i nuovi impianti, a valle dell'implementazione del progetto, saranno dotati della necessaria strumentazione dedicata al controllo, regolazione e protezione al fine di garantire la marcia sempre in condizioni di sicurezza.

In linea con le Best Practices internazionali, ed al fine di garantire la massima affidabilità e sicurezza nei sistemi di controllo e di protezione degli impianti, i segnali provenienti dai nuovi impianti, in analogia agli esistenti, verranno gestiti separatamente da 2 sistemi distinti:

1. DCS – Distributed Control System – sistema per la gestione operativa ed il controllo dei parametri di processo;
2. PLC – Programmable Logic Controller – sistema per la gestione dei blocchi e delle messe in sicurezza automatiche impianti.

Pur mantenendo distinte le funzioni di controllo (DCS) da quelle di sicurezza (PLC) i due sistemi comunicano costantemente in tempo reale garantendo in tal modo il monitoraggio continuo del segnale analogico su entrambi i sistemi.

Per garantire l'affidabilità del sistema nel suo complesso, in fase di progettazione ed in fase di esercizio saranno implementate le seguenti linee guida:

- ridondanza degli elementi posti a salvaguardia dei punti individuati come critici, in maniera che il guasto di uno di essi (alla cui sostituzione si provvede immediatamente appena avutone segnalazione) non abbia ripercussione alcuna sulla sicurezza d'esercizio;
- progettazione del sistema in grado di mettere automaticamente l'impianto in condizione di sicurezza d'esercizio nel caso di ulteriore guasto;
- adeguati programmi e procedure di verifica e manutenzione.

#### 4.5 Cronoprogramma delle attività

Il Gestore indica una durata della fase di cantiere per le attività che verranno realizzate all'interno dei confini della Raffineria (realizzazione impianto di pretrattamento oli, realizzazione impianto Steam Reforming e revamping impianto ECOFINING™) di circa 17 mesi, comprensivi delle attività di demolizione.

## 5 Descrizione degli impatti determinati dalle attività oggetto della richiesta

Alla luce di quanto descritto al precedente paragrafo 4, il Gestore ritiene che le modifiche proposte possano comportare variazione significativa degli impatti ambientali associati all'esercizio della Raffineria, e avere potenziali effetti significativo sull'ambiente.

Pertanto, ai sensi dell'art. 5, comma 1, lettera l-bis del D.Lgs. 152/06, le modifiche proposte sono da intendersi come sostanziali e risultano soggette a procedura di verifica di assoggettabilità a Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) ai sensi dell'art. 20, co. 1, lettera b) del D.Lgs. 152/06. A tale proposito si precisa che il Gestore, contemporaneamente alla richiesta di modifica sostanziale dell'AIA, ha presentato anche domanda di verifica di assoggettabilità alla VIA.

Vengono di seguito esaminati gli impatti determinati dal progetto descritto sui diversi comparti ambientali, così come individuati dal Gestore.

Il Gestore ha precisato che per il dimensionamento delle nuove unità di processo è stato ipotizzato un fattore di utilizzo pari al 90% (ovvero 330 g/anno) cui corrisponde una lavorazione complessiva annua di 600.000 tonnellate con l'esercizio dell'unità alla massima portata di progetto. Delle 600.000 t/anno di materia prima in ingresso, un massimo del 10% (ovvero 60.000 t) sarà rappresentato da grassi animali e oli esausti di frittura, mentre il restante 90% (540.000 t) sarà rappresentato da oli vegetali.

L'ipotesi di cui sopra è servita principalmente per il dimensionamento degli impianti e delle relative attrezzature accessorie. Comunque, operativamente, è previsto il funzionamento continuo degli impianti per 365 g/anno (8.760 h/anno) per traguardare la lavorazione del quantitativo massimo di cui sopra (600.000 t/anno), che pertanto definisce la massima capacità per la quale il Gestore chiede di essere autorizzato.

### 5.1 Consumo, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili

#### 5.1.1 Consumo di materie prime

Con riferimento al nuovo ciclo produttivo tradizionale, il Gestore non indica alcuna modifica in termini di materie prime utilizzate rispetto alla situazione attualmente autorizzata.

Relativamente, invece, al nuovo ciclo "green", la seguente tabella mostra i dati relativi al consumo di materie prime ed ausiliarie stimato alla massima capacità produttiva (v. Scheda C.1) nel nuovo assetto impiantistico operante con il ciclo "green":

Descrizione	Fasi di utilizzo	Tipologia	Stato fisico	Consumo alla capacità produttiva (t/anno)
Metano	Steam Reforming	materia prima	gassoso	101.000
Olio vegetale	pretrattamento carica Ecofining	materia prima	liquido	540.000
Sego animale	pretrattamento carica Ecofining	materia prima	solido	60.000
Glicerina grezza	pretrattamento carica Ecofining	ausiliario	liquida	6.800
MTBE	additivo	ausiliario	liquido	65
Azoto	bonifica impianti	ausiliario	liquido	5.032
Idrogeno	avviamento impianti	ausiliario	gassoso	2,85
Acido citrico	pretrattamento carica Ecofining	materia prima	liquido	1.800
Acido solforico	rigenerazione resine, pretrattamento acque reflue	ausiliario	liquido	834,2

Descrizione	Fasi di utilizzo	Tipologia	Stato fisico	Consumo alla capacità produttiva (t/anno)
Acido fosforico	pretrattamento carica Ecofining	materia prima	liquido	10,13
Ammoniaca	passivante serbatoio ITA	ausiliario	liquido	0,637
Idrossido di sodio	rigenerazione resine, trattamenti di processo, pretrattamento carica Ecofining	ausiliario	liquido	1.060,5
Cloruro ferrico	pretrattamento acque reflue	ausiliario	solido	27,72
Urea	pretrattamento acque reflue	ausiliario	solido	3,96
Terre sbiancanti	pretrattamento carica Ecofining	ausiliario	solido	4.752
Agente polimerico flocculante	pretrattamento acque reflue	ausiliario	solido	0,55
Dimetil disolfuro	attivazione catalizzatori	ausiliario	liquido	400
CATTRAP 10	Impianto Ecofining	catalizzatore	solido	1,3 m <sup>3</sup>
CATTRAP 30	Impianto Ecofining	catalizzatore	solido	3,4 m <sup>3</sup>
CATTRAP 50	Impianto Ecofining	catalizzatore	solido	3,8 m <sup>3</sup>
CATTRAP 65	Impianto Ecofining	catalizzatore	solido	3,0 m <sup>3</sup>
BGB-200	Impianto Ecofining	guard bed	solido	43,5
BGB-100	Impianto Ecofining	guard bed	solido	0,3
DI-100	Impianto Ecofining	catalizzatore	solido	18,5
BDO-200	Impianto Ecofining	catalizzatore	solido	28
Catalizzatore di idrogenazione	Impianto Steam Reforming	catalizzatore	solido	1 m <sup>3</sup>
Catalizzatore di dechlorinazione	Impianto Steam Reforming	catalizzatore	solido	0,23 m <sup>3</sup>
Catalizzatore di desolfurazione	Impianto Steam Reforming	catalizzatore	solido	7,5 m <sup>3</sup>
Catalizzatore di desolfurazione spinta	Impianto Steam Reforming	catalizzatore	solido	0,3 m <sup>3</sup>
Catalizzatore di pre-reforming	Impianto Steam Reforming	catalizzatore	solido	0,85 m <sup>3</sup>
Catalizzatore di steam reforming	Impianto Steam Reforming	catalizzatore	solido	2,3 m <sup>3</sup>
Catalizzatore dell'HT converter	Impianto Steam Reforming	catalizzatore	solido	2,97 m <sup>3</sup>
Catalizzatore dell'LT converter	Impianto Steam Reforming	catalizzatore	solido	2,3 m <sup>3</sup>
Urcasol AP810	lavaggio gas	ausiliario	liquido	40
Urcasol HS102	lavaggio gas	ausiliario	liquido	20
Urcasol antischiuma	lavaggio gas	ausiliario	liquido	0,2
OPTISPERSE HP5495	trattamento acque caldaia	ausiliario	liquido	7,5
Steamate PAS4440	inibitore di corrosione	ausiliario	liquido	6,5
Turbo K 1:4	detergente turbine	ausiliario	liquido	1
ZA-01	setaccio molecolare	ausiliario	solido	3,4
Amberlite IRC86RF	demineralizzazione acqua	resina a scambio ionico	solido	4

Descrizione	Fasi di utilizzo	Tipologia	Stato fisico	Consumo alla capacità produttiva (t/anno)
Amberjet 1200H	demineralizzazione acqua	resina a scambio ionico	solido	4,13
Amberlite IRA96SB	demineralizzazione acqua	resina a scambio ionico	solido	1,63
Amberjet 4200CL	demineralizzazione acqua	resina a scambio ionico	solido	3,8
Dowex Marathon WBA	demineralizzazione acqua	resina a scambio ionico	solido	0,83
Dowex Marathon SBR-P	demineralizzazione acqua	resina a scambio ionico	solido	1
Resine oleofile	disoleazione acque	ausiliario	solido	1
Carboni attivi	disoleazione acque	ausiliario	solido	3,74
Sfere ceramica 1"	inerti per reattori	ausiliario	solido	1,67
Sfere ceramica 1/2"	inerti per reattori	ausiliario	solido	7,9
Sfere ceramica 1/4"	inerti per reattori	ausiliario	solido	9,17
Sfere ceramica 3/4"	inerti per reattori	ausiliario	solido	14,23

Le seguenti tabelle riportano il confronto tra i quantitativi delle principali materie prime in ingresso alla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale e del ciclo "green" nella configurazione ante e post operam.

**Materie prime in ingresso alla MCP - ciclo tradizionale**

Materie prime	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Grezzi	t/a	4.550.000	4.550.000	0%
Semilavorati (nafta, gasoli e oli combustibili)	t/a	865.000	865.000	0%

**Materie prime in ingresso alla MCP - ciclo "green"**

Materie prime	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Olio vegetale	t/a	400.000 (raffinato)	540.000 (grezzo)	+35%
Grassi animali	t/a	0	60.000	+100%
Glicerina grezza	t/a	0	6.800	+100%
Metano	t/a	0	101.000	+100%
Nafta full-range	t/a	873.100	0	-100%

Per quanto concerne lo stoccaggio di materie prime, intermedi e prodotti, nel nuovo ciclo tradizionale il Gestore non ha dichiarato modifiche al Parco Serbatoi rispetto a quanto indicato per il ciclo tradizionale già autorizzato.

Relativamente al nuovo ciclo "green", invece, la gestione del Parco Serbatoi sarà quella riportata nella seguente tabella (v. Scheda C.13) dove, in grassetto, sono riportati i serbatoi di nuova installazione, con sfondo grigio sono riportati i serbatoi per i quali viene modificata la destinazione d'uso (ciclo tradizionale o ciclo "green"):

n° area	Identificazione area	Superficie area (m <sup>2</sup> )	Sigla serbatoio	Capacità (m <sup>3</sup> )	Materiale stoccato
1	RAFFINERIA	5600,8	102	35733	Olio combustibile
2	RAFFINERIA	31496	112	28524	Olio vegetale raffinato
			113	35895	Kero (Gasolio finito nel ciclo tradizionale)
			103	18937	Kero (Gasolio semilavorato nel ciclo tradizionale)
			104	12327	Olio vegetale raffinato
			105	12685	Olio vegetale raffinato
			202	1632	Gasolio semilavorato
			203	1631	Gasolio semilavorato
			208	9941	Gasolio semilavorato
3	RAFFINERIA	37967,6	106	18907	Benzina finita
			107	18347	Benzina semilavorata
			108	18285	Benzina finita
			109	18976	Benzina finita
			110	19256	Benzina semilavorata
			226	1670	Benzina semilavorata
			227	1671	Benzina semilavorata
			308	9040	Benzina semilavorata
			309	9072	Benzina semilavorata
			516	8554	Benzina semilavorata
			517	8970	Green Nafta
			519	1710	Benzina semilavorata
			520	1722	Benzina semilavorata
4	ISOLA PETROLI	121919,2	151	27869	Benzina finita (Grezzo nel ciclo tradizionale)
			152	27845	Greggio
			153	29739	Greggio
			155	27785	Greggio
			156	27761	Greggio
			158	27148	Greggio
			159	50163	Greggio
			160	51291	Greggio
			161	57011	Gasolio finito (Grezzo nel ciclo tradizionale)
			162	51180	Greggio
			163	50517	Gasolio finito (Grezzo nel ciclo tradizionale)
			164	51717	Gasolio finito (Grezzo nel ciclo tradizionale)
			165	51342	Gasolio finito (Grezzo nel ciclo tradizionale)
5	ISOLA PETROLI	6688,8	154	27867	Greggio di slop
6	ISOLA PETROLI	6414,4	157	27214	Greggio
7	RAFFINERIA	6230,4	111	19370	Green diesel

n° area	Identificazione area	Superficie area (m <sup>2</sup> )	Sigla serbatoio	Capacità (m <sup>3</sup> )	Materiale stoccato
			228	1432	Gasolio semilavorato da HF1
			229	1614	Gasolio semilavorato da HF1
8	RAFFINERIA	502	205	792	Gasolio semilavorato (Grezzo nel ciclo tradizionale)
9	RAFFINERIA	4661,2	209	9950	Gasolio semilavorato
			518	8992	Benzina semilavorata
10	RAFFINERIA	4167,2	310	28008	Olio combustibile
11	RAFFINERIA	4106,4	307	1248	Green jet fuel (Kerosene nel ciclo tradizionale)
			319	1030	Kero
			320	1028	Kero
			325	1108	Green jet fuel (Kerosene nel ciclo tradizionale)
			505	4999	Benzina semilavorata
12	RAFFINERIA	1360	207	1038	Slop HC pesanti
			401	288	Slop HC pesanti
			402	380	Slop HC pesanti
			408	309	Slop HC pesanti
			409	281	Slop HC pesanti
13	RAFFINERIA	1402,8	404	934	Olio combustibile
			405	963	Olio combustibile
			410	1423	Olio combustibile
14	RAFFINERIA	4639,6	502	5626	Olio combustibile
			503	5467	Olio combustibile
			504	5865	Olio combustibile
			512	1407	Olio combustibile
			513	1407	Olio combustibile
			514	1394	Olio combustibile
			515	1412	Olio combustibile
15	RAFFINERIA	3458	506	4798	Benzina semilavorata
			507	4803	Benzina semilavorata
16	RAFFINERIA	8324,8	508	4822	Benzina finita
			509	4785	Benzina finita
			510	4758	Benzina finita
			511	11222	Benzina finita
17	RAFFINERIA	3488,8	600	4254	Bitume
			601	2201	Bitume
			602	2209	Bitume
			603	2208	Bitume
			604	566	Bitume
			605	2220	Bitume
			606	2211	Bitume
			607	1986	Bitume



n° area	Identificazione area	Superficie area (m <sup>2</sup> )	Sigla serbatoio	Capacità (m <sup>3</sup> )	Materiale stoccato
			608	2057	Bitume
18	RAFFINERIA	244,4	629	438	Hot oil
			633	489	Hot oil
19	RAFFINERIA	128,8	636	487	Acqua
20	ZONA NORD EST	267,6	708	424	Slop HC pesanti
21	ZONA NORD EST	780,4	710	2054	Olio combustibile
			712	556	Olio combustibile
22	ZONA NORD EST	802,4	711	2010	Biodiesel
			717	464	Biodiesel
23	ZONA NORD EST	950,8	713	563	Kero
			714	566	Kero
			715	566	Kero
			716	459	Kero
			800	1679	Kero
			802	1669	Kero
			803	1671	Kero
24	ZONA NORD EST	1018,4	719	1671	Benzina finita
			721	1680	Benzina finita
25	ZONA NORD EST	526	722	1672	Benzina finita
26	ZONA NORD EST	20231,2	720	5780	Gasolio finito
			723	14612	Gasolio finito
			726	14548	Green diesel
			728	14528	Olio combustibile
			729	14571	Gasolio finito
			731	14656	Gasolio finito
			732	13786	Gasolio finito
			733	14609	Gasolio finito
			801	1674	Kero (Gasolio finito nel ciclo tradizionale)
27	ZONA NORD EST	11712	805	5746	Gasolio finito
			724	14522	Olio combustibile
			725	15087	Olio combustibile
			727	14521	Olio combustibile
			730	14678	Olio combustibile
28	ZONA NORD EST	3410,8	734	14339	Olio combustibile
			804	5746	Acque
29	RAFFINERIA	9592,8	TK4	7946	Acque
			501	5467	Acque
			TK1	11980	Acque
			TK2	2772	Acque
			TK5	3674	Acque
30	RAFFINERIA	165,6	TK6	12203	Acque
			DP1	70	Additivi

n° area	Identificazione area	Superficie area (m <sup>2</sup> )	Sigla serbatoio	Capacità (m <sup>3</sup> )	Materiale stoccato
			DP2	65	Additivi
			V14	32	Additivi
			D2	70	Additivi
31	RAFFINERIA	97,2	F305	100	Soda
			S2	70	Zolfo
32	RAFFINERIA	434,4	324	1097	Acqua demi
			DM	1000	Acqua demi
33	RAFFINERIA	145,6	DS	248	Condensa
			DDS	212	Condensa
34	ZONA NORD EST	3991,6	TK71	225	GPL
			TK72	225	GPL
			TK73	351	GPL
			TK74	351	GPL
			TK75	351	GPL
			TK76	351	GPL
			TK77	351	GPL
			TK78	351	GPL
			TK79	351	GPL
			TK80	351	GPL
			TK81	351	GPL
			TK82	351	GPL
			TK83	351	GPL
			TK84	351	GPL
			TK85	351	GPL
			TK86	351	GPL
35	RAFFINERIA	321,2	V6	95	Butano
38	RAFFINERIA	97,6	1	5	Gasolio finito
			2	3	Benzina finita
39	PORTO S. LEONARDO	72,4	S1	9	Gasolio finito
			S2	9	Gasolio finito
			S3	9	Gasolio finito
			S4	9	Gasolio finito
			S5	9	Gasolio finito
			S6	9	Gasolio finito
			S7	9	Gasolio finito
40	RAFFINERIA	-	-	34	DMDS
-	RAFFINERIA – TANK FARM IMPIANTO CPO	-	TK1	200	Glicerina grezza
			TK2	30	Fanghi
			TK4	30	Fatty Acid Distillates (FAD)
			TK5	30	Olio esterificato
			TK6GA	500	Grassi animali
			TK7	500	Grassi animali

n° area	Identificazione area	Superficie area (m <sup>2</sup> )	Sigla serbatoio	Capacità (m <sup>3</sup> )	Materiale stoccato
			TK9	100	Gomme
			TK10	100	Acque reflue
			TK11	30	Acido citrico
			TK12	30	Fanghi
			TK13	30	Soda caustica
-	ESTERIFICAZIONE - LAY OUT IMPIANTO CPO	-	TK03	8	Glicerina distillata
			TK6AR	5	Acque reflue

### 5.1.2 Consumo di combustibili

Nella seguente tabella, redatta sulla base della Scheda C.5, si riporta la stima dei consumi di combustibile dell'impianto alla capacità produttiva, nel nuovo ciclo tradizionale e nel nuovo ciclo "green".

Combustibile	% S	PCI	Consumo annuo alla capacità produttiva - ciclo tradizionale	Consumo annuo alla capacità produttiva - ciclo "green"
Fuel oil	0,85	40.168	103.769	-
Fuel gas	0,02	48.118	149.299	24.790
Metano	150 mg/Nm <sup>3</sup>	49.004	20.000	86.449

Le seguenti tabelle riportano il confronto tra i quantitativi di combustibili utilizzati dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale e del ciclo "green" nella configurazione ante e post operam.

Consumo di combustibili alla MCP - ciclo tradizionale

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam		Configurazione post operam <sup>8</sup>	Variazione	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
		Consumo di combustibili				
Olio combustibile	t/a	140.289	116.330	103.769	-26,0%	-10,8%
Fuel gas	t/a	149.299		149.299	0%	
Metano	t/a	-	20.000	20.000	+100%	0%

Consumo di combustibili alla MCP - ciclo "green"

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Consumo di combustibili				
Fuel gas	t/a	54.711	24.790	-54,7%
Metano	t/a	112.202	86.449	-23,0%

Il Gestore ha precisato che Il Decreto AIA prevede per il ciclo tradizionale della Raffineria un assetto emissivo costituito da due fasi successive:

**1° fase:** miglioramento della qualità del gas combustibile a partire dal rilascio del Decreto AIA ottenuto con la riduzione del contenuto di zolfo da 0,21% a 0,05% peso.

**2° fase:** sostituzione parziale di olio combustibile con gas naturale introdotto nella rete di Raffineria a partire dal 01/01/2015.

Per quanto riguarda l'assetto emissivo della Raffineria durante il ciclo tradizionale post-operam è stata considerata la sola 2° fase, in quanto il progetto Green Refinery STEP2 non risulterà comunque attivo prima del 01.01.2015.

## 5.2 Consumi idrici

Nella seguente tabella, redatta sulla base delle Schede C.2, si riporta la stima dei consumi alla massima capacità produttiva nel nuovo assetto tradizionale e nel nuovo assetto "green".

Tipologia Acqua	Fase di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo (m <sup>3</sup> )		Presenza Contatore
			Capacità produttiva - ciclo tradizionale	Capacità produttiva - ciclo "green"	
AQI1 Acque superficiali (acquedotto industriale Veritas)	Raffinazione, Gestione utilities, Stoccaggio e movimentazione, Trattamento reflui, Gestione rifiuti	Industriale - processo	2.589.050	1.300.000	Si
AQC1, AQC2 Acqua da acquedotto comunale Veritas	Raffinazione, Gestione utilities, Stoccaggio e movimentazione, Trattamento reflui, Gestione rifiuti	Igienico - sanitario	140.000	140.000	Si
AL1 Acqua mare	Raffinazione, Gestione utilities, Stoccaggio e movimentazione, Trattamento reflui, Gestione rifiuti	Industriale - raffreddamento	56.807.894	28.400.000	Si
Acqua da impianto di depurazione SIFA	Raffinazione, Gestione utilities, Stoccaggio e movimentazione, Trattamento reflui, Gestione rifiuti	-	-	-	-

Le seguenti tabelle riportano il confronto tra i quantitativi di acqua consumata dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale e del ciclo "green" nella configurazione ante e post operam.

### Consumi idrici alla MCP - ciclo tradizionale

Fonti di approvvigionamento	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acque di processo - Acquedotto industriale	m <sup>3</sup> /a	2.628.000	2.589.050	-1,5%
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m <sup>3</sup> /a	140.000	140.000	0%
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m <sup>3</sup> /a	70.080.000	56.807.894	-18,9%

### Consumi idrici alla MCP - ciclo "green"

Fonti di approvvigionamento	U.d.m.	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acque di processo - Acquedotto industriale	m <sup>3</sup> /a	1.800.000	1.300.000	-27,8%
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m <sup>3</sup> /a	140.000	140.000	0%
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m <sup>3</sup> /a	44.244.000	28.400.000	-35,8%

## 5.3 Aspetti energetici

### 5.3.1 Produzione di energia

Nelle tabelle seguenti, redatte sulla base delle Schede C.3, si riportano i dati relativi alla stima dell'energia termica ed elettrica prodotta dalla Raffineria alla capacità produttiva, sia nel nuovo ciclo tradizionale che nel nuovo ciclo "green".

Presso gli impianti in esame non si ha produzione di energia elettrica.

Fase e apparecchiatura	Combustibile utilizzato	Potenza termica (kW)	Energia termica prodotta (MWh)		Energia elettrica prodotta (MWh)	
			Ciclo tradizionale	Ciclo "green"	Ciclo tradizionale	Ciclo "green"
Impianto VB/TC Forno VB F1A/B	Fuel gas Fuel oil	67.800	394.027	0	-	
Impianto VB/TC Forno VB F1A/B	Fuel gas Fuel oil					
Impianto VB/TC Forno IB F1	Fuel gas					
Impianto ISO Forni A10 1 e B10 1	Fuel gas Fuel oil	30.800	187.797	0	-	-
Impianto RC3 Forni F1, F2	Fuel gas Fuel oil	21.271	510.959	0	-	
Impianto RC3 F3AN/CN	Fuel gas Fuel oil	33.890				

Fase e apparecchiatura	Combustibile utilizzato	Potenza termica (kW)	Energia termica prodotta (MWh)		Energia elettrica prodotta (MWh)	
			Ciclo tradizionale	Ciclo "green"	Ciclo tradizionale	Ciclo "green"
Impianto RC3 Forni 3F3A, F3B, Caldaia B1	Fuel gas Fuel oil	49.301				
Impianto HF1 Forni F101 ed F102	Fuel gas Fuel oil (metano al posto del fuel oil nel ciclo "green")	12.195	163.643	30.750	-	
Impianto HF2 Forno B101N	Fuel gas Fuel oil (metano al posto del fuel oil nel ciclo "green")	16.462	111.533	58.205	-	-
Impianto Claus RZ1 Postcombustore termico B301	Fuel gas (anche metano nel ciclo "green")					
Impianto Claus RZ2 Postcombustore termico MS1	Fuel gas (non usato nel ciclo "green")					
Impianto DP3 Forno F1	Fuel gas Fuel oil (non usato nel ciclo "green")	224.000	1.543.810	917.754	-	-
Impianto COGE Caldaia B1	Fuel gas Fuel oil (metano al posto del fuel oil nel ciclo "green")					
Impianto COGE Caldaia B2	Fuel gas Fuel oil (metano al posto del fuel oil nel ciclo "green")					

Fase e apparecchiatura	Combustibile utilizzato	Potenza termica (kW)	Energia termica prodotta (MWh)		Energia elettrica prodotta (MWh)	
			Ciclo tradizionale	Ciclo "green"	Ciclo tradizionale	Ciclo "green"
Impianto COGE Turbina TG01	Fuel gas (anche metano nel ciclo "green")				235.640	263.676
Impianto COGE Turboalternatore e TGV	-				70.950	
Caldaia Hot Oil	Fuel gas Metano (non usato nel ciclo tradizionale)	28.828	-	228.315	-	-
Caldaia impianto PTO						
Forno Steam Reformer						
Forno Green Jet Fuel	Fuel gas Metano (non usato nel ciclo tradizionale)	5.918	-	46.874	-	-
<b>TOTALE</b>			<b>2.911.769</b>	<b>1.281.898</b>	<b>306.590</b>	<b>263.676</b>

Si precisa che tutta l'energia termica prodotta viene utilizzata negli impianti di Raffineria e non si ha cessione a terzi, mentre dell'energia elettrica prodotta vengono ceduti a terzi:

- 105.000 MWh, prodotti nel ciclo tradizionale dalla turbina TG01 dell'impianto COGE
- 153.654 MWh, prodotti nel ciclo "green" dalla turbina TG01 e dal turboalternatore TGV dell'impianto COGE.

Le seguenti tabelle riportano il confronto tra i quantitativi di energia prodotta dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale e del ciclo "green" nella configurazione ante e post operam.

Produzione di energia alla MCP - ciclo tradizionale

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam		Configurazione post operam <sup>8</sup>	Variazione	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
Produzione di energia						
Energia termica	MWh <sub>t</sub>	3.026.731	3.026.726	2.911.769	-3,8%	-3,8%
Energia elettrica	MWh <sub>e</sub>	306.590		306.590	0%	

**Produzione di energia alla MCP - ciclo "green"**

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam.	Configurazione post operam.	Variazione
<b>Produzione di energia</b>				
Energia termica	MWh	1.919.810	1.281.898	-33,2%
Energia elettrica	MWh	263.676	263.676	0%

### 5.3.2 Consumo di energia

Nella seguente tabella, redatta sulla base delle Scheda C.4, si riporta la stima dei consumi di energia termica ed elettrica della Raffineria alla massima capacità produttiva, sia nel nuovo ciclo tradizionale che nel nuovo ciclo "green".

Fase	Ciclo tradizionale		Ciclo "green"	
	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Energia termica consumata (TEP)	Energia elettrica consumata (MWh)
Raffinazione	3.374.035	131.466	-	-
Gestione utilities	531.420	43.800	-	-
Stoccaggio e movimentazione	170.647	26.280	-	-
Trattamento reflui	34.129	7.008	-	-
Gestione rifiuti	0	0	-	-
Ciclo green	-	-	1.845.000	110.022
<b>TOT.</b>	<b>4.110.231</b>	<b>208.554</b>	<b>1.845.000</b>	<b>110.022</b>

Le seguenti tabelle riportano il confronto tra i quantitativi di energia consumata dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale e del ciclo "green" nella configurazione ante e post operam.



#### Consumo di energia alla MCP - ciclo tradizionale

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam		Configurazione post operam <sup>8</sup>	Variazione	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
Consumo di energia						
Energia termica da combustibili	MWh <sub>t</sub>	3.560.861	3.560.854	3.425.610	-3,8%	-3,8%
Consumo vapore MP	t/a	813.099		725.499	-10,8%	
Consumo vapore LP	t/a	153.421		153.421	0%	
Energia elettrica	MWh <sub>e</sub>	217.248		208.554	-4%	

#### Consumo di energia alla MCP - ciclo "green"

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
<b>Consumo di energia</b>				
Energia termica da combustibili	MWh	2.258.600	1.508.115	-33,2%
Consumo vapore MP	t/a	199.300	0°	-100%
Consumo vapore LP	t/a	496.900	449.400	-9,6%
Energia elettrica	MWh	95.099	110.022	+15,7%

### 5.4 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

Dalle Schede C.9 e C10 e dalla Relazione Tecnica descrittiva del progetto risulta che le acque di processo, il vapore e le acque di lavaggio che sono state o possono essere state in contatto con fluidi di processo e quindi contenere idrocarburi, solfuri e ammoniaca vengono trattate prima del loro invio allo scarico.

Anche le acque meteoriche di dilavamento delle aree produttive, che quindi possono potenzialmente contenere idrocarburi dilavati dalle superfici, vengono opportunamente depurate prima dello scarico.

La raccolta dei reflui di processo, di quelli sanitari e delle acque meteoriche derivanti da tutte le unità e dalle aree del sito è garantita dal sistema fognario di Raffineria.

Le acque reflue, convogliate all'unico collettore di fognatura della Raffineria, sono inviate, previo pre-trattamento nella sezione di trattamento primario dell'Impianto di Trattamento Effluenti (Impianto TE), all'impianto consortile SIFA.

L'acqua mare di raffreddamento impianti è invece scaricata nel Canale Vittorio Emanuele III, confluyente in Laguna, mediante il punto di scarico denominato "SM1".

Tali acque, utilizzate per il raffreddamento degli impianti, non entrano mai in contatto con le sostanze lavorate dalla Raffineria e vengono pertanto scaricate con le medesime caratteristiche qualitative di quanto prelevato.

Tipologia di refluo	Recettore finale	Portata scaricata - massima capacità produttiva ciclo tradizionale post-operam	Portata scaricata - massima capacità produttiva con ciclo "green" post-operam
Acqua di raffreddamento (scarico parziale AR SM1)	Canale V.E. III (laguna)	56.807.894 m <sup>3</sup>	28.400.000 m <sup>3</sup>
Acque di processo e meteoriche (scarico parziale SIFA1)	Consorzio Fusina	3.797.336 m <sup>3</sup>	1.963.555 m <sup>3</sup>

Le seguenti tabelle riportano il confronto tra i quantitativi di acqua scaricata dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo tradizionale e del ciclo "green" alla massima capacità produttiva, nella configurazione ante e post operam.

**Scarichi idrici alla MCP - ciclo tradizionale**

Scarico	U.d.M	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acqua di raffreddamento da mare	m <sup>3</sup> /a	70.080.000	56.807.894	-18,9%
Acque reflue a Consorzio Fusina	m <sup>3</sup> /a	3.836.286	3.797.336	-1,0%

**Scarichi idrici alla MCP - ciclo "green"**

Scarico	U.d.M	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Acqua di raffreddamento da mare	m <sup>3</sup> /a	44.244.000	28.400.000	-35,8%
Acque reflue a impianto consortile SIFA	m <sup>3</sup> /a	3.150.000	1.963.555	-37,7%

## 5.5 Emissioni in aria

### 5.5.1 Emissioni convogliate

La realizzazione dei nuovi impianti di pretrattamento carica ECOFINING™ e Steam Reformer comporterà la demolizione dell'unità DP2 e del relativo camino esistente E3.

I fumi generati dal forno F-1 della nuova sezione di produzione di green jet fuel verranno convogliati all'esistente camino E18.

Per il convogliamento dei fumi delle nuove unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™ e dello Steam Reforming verrà realizzato un nuovo camino, denominato E3N, di altezza pari a 45 m e diametro interno di 2,2 m (area sezione di uscita 3,8 m<sup>2</sup>).

Nel nuovo camino E3N verranno convogliate, in entrambi i cicli produttivi, anche le emissioni discontinue dell'esistente caldaia H610 di riscaldamento del circuito Hot Oil (1,2 Gcal/h), che nella configurazione attuale vengono convogliate al camino E3.

Ai fini del calcolo della bolla di Raffineria, pertanto dovrà essere considerato il nuovo punto di emissione E3N, mentre verrà eliminato il punto di emissione E3 che sarà reso inattivo.

Nella seguente tabella, redatta sulla base della Scheda C.7, sono riportate le caratteristiche del nuovo punto di emissione E3N e dell'esistente punto di emissione E18, oggetto di modifica a seguito degli interventi proposti.

N. emissione	Altezza dal suolo (m)	Area sezione di uscita (m <sup>2</sup> )	Coordinate Coordinate UTM33 ED50	Fasi che originano il flusso	Sistemi di abbattimento	Monitoraggio in continuo
E18	80	19,63	286456,4 X 5037479,7 Y	DP3 F1, CTE B01, CTE B02, TG01, Forno F1 (sezione di produzione green jet fuel)	nessuno	Sì

N. emissione	Altezza dal suolo (m)	Area sezione di uscita (m <sup>2</sup> )	Coordinate Coordinate UTM33 ED50	Fasi che originano il flusso	Sistemi di abbattimento	Monitoraggio in continuo
E3N	45	3,8	286284,6 X 5037597,3 Y	Steam reforming, nuove unità di pretrattamento carica all'ECOFINING <sup>TM</sup> , Caldaia H610 Hot Oil	nessuno	no

Le Tabelle di seguito riportate mostrano l'elenco dei camini attivi durante l'operatività di ciclo produttivo tradizionale e "green", e la descrizione delle sorgenti di emissioni continue ad essi afferenti.

**Camini attivi durante l'operatività di ciclo tradizionale**

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi	Configurazione ante operam	Configurazione post operam
E3	Distillazione primaria DP2	Forni H1, H2 e H3	Attivo	Non attivo
E8	Reformer Catalitico RC3	Forni F3AN e F3CN	Attivo	Attivo
E12	Reformer Catalitico RC3	Forni F1 e F2	Attivo	Attivo
E14	Reformer Catalitico RC3	Forni F3A, F3B e caldaia a recupero B01	Attivo	Attivo
E15	Isomerizzazione ISO	Forni A10-1, B10-1, C10-1	Attivo	Attivo
E16	Unità HF1	Forni F101 e F102N	Attivo	Attivo
E17	Unità HF2, Recupero zolfo RZ1 e RZ2	Forno B101 Post combustore termico B301 e MS1	Attivo	Attivo
E18	Distillazione primaria DP3 Impianto COGE	Forno F1 Caldaie B01 e B02 e Turbogas TG1	Attivo	Attivo
E20	Visbreaking/Thermal Cracking	Forni F1, F2 e IB F1	Attivo	Attivo

**Camini attivi durante l'operatività di ciclo "green"**

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi	Configurazione ante operam	Configurazione post operam
E3N	Steam Reformer e Impianto di pretrattamento carica ECOFINING™	Forno 03F001 e Caldaia 890HP	Non attivo	Attivo
E8	Reformer Catalitico RC3	Forni F3AN e F3CN	Attivo	Non attivo
E12	Reformer Catalitico RC3	Forni F1 e F2	Attivo	Non attivo
E14	Reformer Catalitico RC3	Forni F3A, F3B e caldaia a recupero B01	Attivo	Non attivo
E15	Isomerizzazione ISO	Forni A10-1, B10-1, C10-1	Attivo	Non attivo
E16	HF1 (ECOFINING™)	Forni F101 e F102N	Attivo	Attivo
E17	HF2 (ECOFINING™), Recupero zolfo RZ1	Forno B101 Post combustore termico B301	Attivo	Attivo
E18	COGE, Forno F-1 della sezione di produzione green jet fuel	Caldaie B01 e B02, Turbogas TG1 e Forno F-1	Attivo	Attivo
E20	Visbreaking/Thermal Cracking	Forni F1, F2 e IB F1	Non attivo	Non attivo

La emissioni derivanti dai camini che rientrano nel calcolo della bolla di Raffineria, con gli impianti alla massima capacità produttiva e durante l'operatività di ciclo produttivo tradizionale e "green", sono riportate nelle seguenti tabelle (ipotesi di funzionamento continuo su 365 g/anno, per 8.760 h/anno).

**Tabella 1 - Emissioni convogliate in atmosfera per singolo camino - Ciclo tradizionale post operam**

Cami ni	Impianti afferenti	SO <sub>2</sub>		NOx		Polveri		CO		Volume fumi Nm <sup>3</sup> /h
		t/ann o	mg/N m <sup>3</sup>	t/ann o	mg/N m <sup>3</sup>	t/ann o	mg/N m <sup>3</sup>	t/ann o	mg/N m <sup>3</sup>	
E18	DP3 e COGE	863,7	193,4	849,7	190,3	56,1	12,5	103,4	23,1	509.683
E15	Isomerizzazione	138,3	603,4	67,5	294,4	6,8	29,7	7,9	34,6	26.161
E8	Reforming catalitico 3/a	122,0	602,8	57,1	282,0	6,8	33,6	7,9	39,1	23.107
E12	Reforming catalitico 3/b	81,3	640,2	31,1	245,1	6,8	53,5	7,9	62,4	14.503
E14	Reforming catalitico 3/c	178,9	607,7	88,2	299,6	13,6	46,2	15,8	53,8	33.614
E20	Visbreaker/Thermal cracker	390,4	806,8	129,7	268,1	20,4	42,2	23,8	49,1	55.239
E16	HF1	48,8	246,7	57,1	288,6	3,0	15,3	7,9	40,1	22.579
E17	HF2, RZ1 e RZ2	341,6	2.073,7	36,3	220,5	6,8	41,3	7,9	48,1	18.806

**Tabella 2 - Emissioni convogliate in atmosfera per singolo camino - Ciclo "green" post operam**

Camino	Impianti afferenti	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		Polveri		CO		Volume fumi
		t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>	t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>	t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>	t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>	
E3N <sup>2</sup>	Steam Reformer e Impianto di pretrattamento carica ECOFINING <sup>TM</sup>	8,5	6,2	205,9	150,0	3,3	2,4	52,1	38,2	156.686
E18	COGE, Forno F-1 della sezione di produzione green jet fuel	16,2	4,1	710,0	178,8	35,3	8,9	77,2	19,4	453.257
E16	HF1 (ECOFINING <sup>TM</sup> )	1,2	30,7	16,4	410,4	1,1	26,3	2,4	59,3	4.556
E17	HF2 (ECOFINING <sup>TM</sup> ), RZ1	199,5	2.368,4	33,1	393,2	1,8	20,8	4,6	54,1	9.614
Bolla totale		225	41	965	177	42	8	136	25	

2 La stima dei flussi emissivi e delle concentrazioni relative al camino E3N è stata effettuata includendo il contributo emissivo discontinuo dell'esistente caldaia H610 di riscaldamento del circuito Hot Oil, considerando conservativamente un funzionamento continuo della stessa.

Relativamente alle emissioni del nuovo ciclo "green", il Gestore ha dichiarato che le emissioni continue di Raffineria, espresse come flussi di massa (t/a) e concentrazioni (mg/Nm<sup>3</sup>), sono state calcolate considerando in via conservativa un funzionamento degli impianti pari a 365 g/anno, previste per la Massima Capacità Produttiva.

Con riferimento alla Bolla di Raffineria, le tabelle di seguito riportate mostrano i flussi emissivi continui e le concentrazioni di bolla complessivi di Raffineria, relativi sia al ciclo produttivo tradizionale che al ciclo "green", nelle configurazioni ante e post operam.

**Tabella 3 - Flussi di massa previsti per l'intero ciclo di raffineria - ciclo tradizionale post-operam**

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam		Configurazione post operam <sup>10</sup>	Variazione	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
SO <sub>2</sub>	t/a	2.821	2.275	2.165	-23,3%	-4,8%
NO <sub>x</sub>	t/a	1.820	1.365	1.317	-27,6%	-3,5%
Polveri	t/a	182	137	120	-34,1%	-12,4%
CO	t/a	205	205	182	-11,2%	-11,2%

**Tabella 4 - Concentrazioni previste per l'intero ciclo di raffineria - ciclo tradizionale post-operam**

Parametro	U.d.m.	Configurazione ante operam		Configurazione post operam	Variazione	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	435	370	351	-19,3%	-5,1%
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	284	250	214	-24,6%	-14,4%
Polveri	mg/Nm <sup>3</sup>	28	20	19	-32,1%	-5%
CO	mg/Nm <sup>3</sup>	32	30	30	-6,3%	0%

**Tabella 5 - Flussi di massa previsti per l'intero ciclo di raffineria - ciclo "green"**

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
SO <sub>2</sub>	t/a	270	225	-16,7%
NOx	t/a	1.154	965	-16,4%
Polveri	t/a	44	42	-4,5%
CO	t/a	151	136	-9,9%

**Tabella 6 – Concentrazioni previste per l'intero ciclo di raffineria - ciclo "green"**

Parametro	U.d.m	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	52	41	-21,2%
NOx	mg/Nm <sup>3</sup>	220	177	-19,5%
Polveri	mg/Nm <sup>3</sup>	8	8	0%
CO	mg/Nm <sup>3</sup>	29	25	-13,8%

Le seguenti tabelle, invece, mostrano i dati relativi all'assetto emissivo del solo impianto COGE nelle configurazioni "ciclo tradizionale post-operam" e "ciclo green":

**Tabella 7 - Assetto emissivo previsto per l'impianto COGE - ciclo tradizionale post-operam**

Parametro	Ciclo tradizionale	
	(mg/Nm <sup>3</sup> )	(kg/h)
SO <sub>2</sub>	450	180
NOx	180	80
Polveri	10	5
CO	100	100

**Tabella 8 - Assetto emissivo previsto per l'impianto COGE - ciclo tradizionale "green"**

Parametro	Ciclo "green"
	(mg/Nm <sup>3</sup> )
SO <sub>2</sub>	3,84
NOx	179,3
Polveri	9
CO	18,9

Poiché il funzionamento dichiarato per gli impianti del nuovo ciclo green è in realtà di 330 gg/anno e non di 365 gg/anno, il Gestore ha fornito anche i dati relativi alle emissioni totali calcolate su questa base temporale, ipotizzando un fattore di utilizzo del 90% per gli impianti ECOFININGTM (HF1 e HF2), Steam Reformer e Impianto di pretrattamento, fermo restando che l'esercizio dell'impianto COGE è invece indipendente da detto fattore di servizio. Tali dati sono di seguito riportati:

**Tabella 9 - Emissioni convogliate in atmosfera per singolo camino - ciclo "green" post-operam considerando un funzionamento su 330 gg/anno**

Camino	Impianti afferenti	SO <sub>2</sub>		NOx		Polveri		CO		Volume fumi
		t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>	t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>	t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>	t/anno	mg/Nm <sup>3</sup>	
E3N	Steam Reformer e Impianto di pretrattamento carica ECOFINING <sup>TM</sup>	7,65	6,2	185,3	150,0	3,0	2,4	46,9	38,2	156.686
E18	COGE, Forno F-1 della sezione di produzione green jet fuel	16,2	4,1	710,0	178,8	35,3	8,9	77,2	19,4	453.257
E16	HF1 (ECOFINING <sup>TM</sup> )	1,08	30,7	14,8	410,4	1,0	26,3	2,2	59,3	4.556
E17	HF2 (ECOFINING <sup>TM</sup> ), RZ1	179,6	2.368,4	29,8	393,2	1,6	20,8	4,1	54,1	9.614
	Bolla totale	205	41	940	177	41	8	130	25	

Tabella 10 - Flussi di massa previsti per l'intero ciclo di raffineria - ciclo "green" post-operam considerando un funzionamento su 330 gg/anno

Parametro	U.d.m	Ciclo "green"
SO <sub>2</sub>	t/a	205
NOx	t/a	940
Polveri	t/a	41
CO	t/a	130

In merito ai diversi assetti sopra esaminati il Gestore chiede:

1. di essere autorizzato per l'assetto emissivo espresso come concentrazioni riportato nelle precedenti tabelle 6 e 8,
2. di essere autorizzato per l'assetto emissivo espresso come flusso di massa riportato nella precedente tabella 5. Infatti, considerando che nella contabilizzazione dei flussi di massa annui dei parametri emissivi, come previsto dalle Circolari ISPRA, vanno tenuti in conto anche i contributi emissivi (t/anno) dei periodi transitori di avviamento e fermata, il riferimento alla tabella 10 non è corretto in quanto essa è relativa alle sole condizioni normali di esercizio.

Al fine di valutare il posizionamento delle emissioni di bolla di raffineria attribuibili ai nuovi assetti degli impianti nel ciclo tradizionale e nel ciclo green, vengono di seguito riportati i valori delle concentrazioni di bolla e i valori dei flussi di massa attualmente autorizzati (v. punto A, § 9.2.1 del decreto AIA DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010):

### Valori limite dei flussi di massa calcolati su base annuale:

Parametro	LIMITI AIA	
	Flussi di massa 1ª fase (t/anno)	Flussi di massa 2ª fase (t/anno)
	Dal rilascio dell'AIA	Dal 01/01/2015
SO <sub>2</sub>	2.821	2.275
NO <sub>x</sub>	1.820	1.365
Polveri	182	137
CO	205	205

### Valori limite di concentrazione:

Parametro	Prestazione MTD (*) mg/Nm <sup>3</sup>	Limiti AIA	
		1ª fase mg/Nm <sup>3</sup>	2ª fase mg/Nm <sup>3</sup>
SO <sub>2</sub> (*)	800-1200	435	370
NO <sub>x</sub> (*)	250-450	284	250
Polveri (*)	30-50	28	20
CO (*)	100-150	32	30
COV	20-50	20	20
H <sub>2</sub> S	3-5	5	3
NH <sub>3</sub> e composti a base cloro	20-30	20	20

(\*) Parametri misurati in continuo (cfr. prescrizione 9.2.4, lettera c) per i tempi e le modalità di adeguamento degli SME).

(\*) Espressi come valori medi mensili riferiti (misurati) al tempo di effettivo funzionamento dell'impianto.

### **5.5.2 Emissioni non convogliate**

Il Gestore ha dichiarato che le modifiche impiantistiche illustrate nel presente progetto non comporteranno alcun incremento quantitativo rispetto alle emissioni non convogliate attuali durante l'operatività del ciclo tradizionale, in quanto non è prevista una variazione delle materie prime idrocarburiche in lavorazione agli impianti di processo.

Relativamente al nuovo ciclo "green", invece, le modifiche impiantistiche illustrate nel presente progetto comporteranno una riduzione quantitativa rispetto alle emissioni non convogliate durante l'operatività del ciclo "green" ante operam, in quanto è prevista un annullamento della lavorazione di prodotti idrocarburici di origine fossile.

### **5.6 Rifiuti**

Per quanto concerne la produzione di rifiuti, il Gestore ha dichiarato che le modifiche in progetto per il ciclo produttivo tradizionale della Raffineria non comporteranno alcuna variazione qualitativa e quantitativa nella produzione di rifiuti rispetto alla configurazione attuale (ante operam).

Relativamente, invece, al nuovo ciclo "green", i principali rifiuti prodotti dalle nuove unità, nella configurazione post operam, saranno costituiti da:

- gomme separate dai grassi animali;
- terre sbiancanti esauste;
- fanghi separati dalla colonna 4D1, nella sezione di distillazione della glicerina;
- fanghi prodotti dall'impianto di trattamento delle acque reflue;
- catalizzatori esausti prodotti dall'impianto Steam Reformer.



Nella seguente tabella, redatta sulla base delle Schede C.11 e C.12, si riportano i dati relativi ai rifiuti prodotti dalla raffineria operante con il nuovo ciclo "green".

Codice CER	Descrizione	Quantità annua prodotta (kg)	Fase di provenienza	Area stoccaggio	Modalità	Destinazione
		Massima capacità produttiva - nuovo ciclo "green"				
020304	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione	9.537	Impianto CPO	Tank-farm	Serbatoi/scarrabili	-
020305	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	122	Impianto CPO	Tank-farm	Serbatoi	-
160802*	Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	15	Impianto CPO	Tank-farm	Fusti	R4
160807*	Catalizzatori esauriti contenenti sostanze pericolose	90	Impianto CPO	Tank-farm	Fusti	R4

Gli altri rifiuti prodotti dalla Raffineria durante il ciclo "green" saranno, da un punto di vista qualitativo, del tutto simili a quelli prodotti durante il ciclo tradizionale.

Considerando la produzione di rifiuti dei nuovi impianti e che durante l'operatività del ciclo "green" gran parte degli impianti di processo esistenti risulteranno fermi, il Gestore prevede che il quantitativo totale di rifiuti prodotti sarà pari a circa **10.200 t/a**.

La realizzazione dell'impianto di pretrattamento della carica dell'ECOFINING comporterà la realizzazione di 3 serbatoi, presso la Tank Farm - Impianto CPO, adibiti allo stoccaggio di:

TK9: gomme separate dai grassi animali;

TK2: fanghi separati dalla colonna 4D1, nella sezione di distillazione della glicerina;

TK12: fanghi prodotti dall'impianto di trattamento delle acque reflue.

Tali serbatoi sono stati elencati nella tabella recante l'elenco dei serbatoi di Raffineria, riportata al precedente § 5.1.

La seguente tabella riporta il confronto tra i quantitativi di rifiuti prodotti dalla Raffineria durante l'operatività del ciclo "green" alla massima capacità produttiva nella configurazione ante e post operam.

Rifiuti prodotti alla MCP - ciclo "green"

Parametro	U.d.M	Configurazione ante operam	Configurazione post operam	Variazione
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t/a	5.400	10.200	+88,9%

Dalla tabella sopra riportata risulta che l'esercizio dei nuovi impianti del ciclo produttivo alternativo "green" nella configurazione post operam comporteranno un aumento della quantità annua di rifiuti complessivamente prodotti dalla Raffineria rispetto alla configurazione ante operam.

A tale proposito il Gestore ha precisato che, in questo assetto futuro, i rifiuti non pericolosi rappresenteranno la quasi totalità dei rifiuti prodotti dalla Raffineria. Infatti, la quota percentuale di rifiuti non pericolosi sul totale rifiuti prodotti nella configurazione "green" post operam si attesterà attorno a circa il 90%.

Tali rifiuti non pericolosi, saranno inoltre costituiti per la maggior parte dalle terre sbiancanti esauste derivanti dall'impianto di pretrattamento della carica all'ECOFINING<sup>TM</sup> per cause intrinseche legate alla tecnologia del processo stesso.

Il Gestore ha inoltre dichiarato che la Raffineria gestirà tutti i rifiuti prodotti nel rispetto delle norme vigenti in materia. Tutti i rifiuti verranno gestiti in regime di deposito temporaneo così come definito dal D.Lgs. 152/06, in analogia a quanto già attualmente avviene per il ciclo tradizionale. Il criterio di gestione scelto per la gestione del deposito temporaneo risulta essere quello temporaneo.

## **5.7 Rumore e vibrazioni**

Dalla documentazione presentata dal Gestore risulta che tutte le apparecchiature installate avranno caratteristiche tali da garantire, compatibilmente con gli attuali limiti della tecnologia, il minimo livello di pressione sonora nell'ambiente.

Le specifiche Eni R&M relative alle caratteristiche di potenza sonora delle apparecchiature prevedono tassativamente valori di emissione sonora inferiori a 82 dB(A) a 1 metro di distanza. Pertanto tale limite sarà rispettato per le apparecchiature rumorose (pompe, compressori, ecc.) previste per il presente progetto. Nel caso in cui la potenza sonora di specifiche apparecchiature provochi livelli di rumore superiori a quello menzionato, saranno predisposti opportuni sistemi di insonorizzazione.

La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante dell'area di produzione, garantiranno il livello di rumore al perimetro esterno della Raffineria.

Il Gestore ha comunque provveduto ad effettuare una valutazione previsionale di impatto acustico, impostando il modello di calcolo sulle seguenti ipotesi estremamente cautelative:

1. i dati di input delle sorgenti sono relativi alla massima rumorosità ipotizzabile per tutte le componenti considerate in quanto tutte le sorgenti sono state considerate come operanti contemporaneamente e continuativamente 24 ore su 24, nonché operanti in area esterna;
2. sono state prese in considerazione tutte le sorgenti di nuova introduzione previste dal ciclo produttivo "green" post operam e non si è tenuto conto dell'elevato numero di impianti afferenti al ciclo produttivo ante operam che verranno messi in conservazione e che erano tuttavia operativi al momento delle misurazioni fonometriche effettuate;
3. la geometria del modello contiene solo parzialmente i componenti interni alla Raffineria, quali impianti esistenti e cisterne, con conseguente effetto di sovrastima dei livelli simulati (ipotesi di propagazione in campo completamente libero della rumorosità prodotta dalle nuove sorgenti).

I risultati riportati all'interno della relazione mostrano come le previste modifiche impiantistiche presso le aree di Raffineria risultino conformi ai limiti stabiliti dal D.P.C.M. 14/11/97 in entrambi i periodi di riferimento diurno e notturno ed alle prescrizioni del Piano di Classificazione Acustica del Comune di Venezia.

Pertanto, l'impatto sulla componente acustica può essere stimato come neutro.

Il Gestore ha comunque dichiarato che verrà previsto un monitoraggio acustico post operam per verificare l'effettivo impatto acustico della Raffineria in seguito alla realizzazione degli impianti in progetto.

## **5.8 Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee**

Dalla documentazione presentata dal Gestore risulta che l'opera in progetto non rientra in un'area a rischio sismico o in un'area soggetta a fenomeni di dissesto idrogeologico o alluvionale e pertanto si esclude che fenomeni di carattere geologico possano avere conseguenze di rilievo sull'esercizio dell'impianto.

Relativamente a eventuali interventi di bonifica, si segnala che presso lo stabilimento ENI di Venezia sono attualmente in corso le seguenti attività:

- messa in sicurezza operativa dei suoli, il cui Progetto è stato approvato dal MATTM con Decreto prot. n. 5172 del 08.07.2014;
- bonifica delle acque di falda, il cui Progetto è stato approvato dal MATTM con Decreto prot. n. 4960 del 01.04.2014.

Gli interventi di bonifica sopra citati non riguardano l'area oggetto delle modifiche descritte nella presente relazione. In ogni caso il Gestore ha dichiarato che tutte le attività di scavo saranno comunque eseguite nel rispetto delle procedure indicate nel Progetto di messa in sicurezza operativa dei suoli.

Sebbene le modifiche in progetto prevedano la realizzazione di 13 nuovi serbatoi, per una capacità geometrica complessiva pari a circa 1.593 m<sup>3</sup>, e la modifica della destinazione d'uso di 8 serbatoi esistenti, il Gestore non prevede in fase di esercizio alcuna interferenza con la qualità del suolo e/o delle acque sotterranee, in quanto le misure di prevenzione previste per i serbatoi, quali bacini di contenimento, doppio fondo, pozzetti per la raccolta di eventuali sversamenti, nonché la presenza di pavimentazione impermeabile sull'intero sito industriale e le misure di controllo che vengono effettuate dalle Unità Tecniche di Raffineria, consentono di garantire la protezione della falda e del suolo da eventuali contaminazioni.

Pertanto per entrambe le configurazioni, considerando l'adozione di misure di prevenzione del tutto analoghe a quelle già in uso presso lo stabilimento, che determinano una potenzialità di contaminazione invariante rispetto alla situazione ante operam, è possibile attribuire un impatto nullo sulla componente esaminata.

## 5.9 Odori

Il Gestore ha dichiarato che le modifiche impiantistiche illustrate nel presente progetto non comporteranno alcuna variazione nell'impatto odorigeno della Raffineria, operante con ciclo tradizionale, rispetto alla configurazione attuale.

Con riferimento al nuovo ciclo "green", invece, il Gestore ha dichiarato che gli impianti e i serbatoi che la Raffineria intende realizzare saranno inclusi sia nell'elenco delle potenziali sorgenti di emissioni odorigene che nel programma di monitoraggio degli odori vigente presso la Raffineria.

Il Gestore ritiene comunque che l'impatto odorigeno della Raffineria durante il ciclo "green" sia paragonabile a quello generato durante il ciclo tradizionale e che i nuovi impianti e serbatoi non comporteranno alcun incremento dello stesso nella configurazione post operam rispetto all'ante operam.

In merito al programma di monitoraggio degli odori attuato dalla Raffineria mediante controlli annuale (inoltrato con lettera DIR 111LR/cz del 28.9.2011), si riportano nella seguente tabella gli esiti relativi al periodo 2012 ÷ 2014:

SORGENTI	2012				2013				2014			
	16-lug	17-lug	18-lug	Media (ouE/m3)	22-lug	23-lug	23-lug	Media (ouE/m3)	06-ago	07-ago	08-ago	Media (ouE/m3)
Merox - Dimetil disolfuro	51	19	20	27	210	110	130	144	38	13	14	19
TE-Vasche API	570	91	140	194	380	240	150	239	12	98	107	50
Serbatoi Benzine SE	45	41	27	37	340	160	160	206	49	76	58	60
Serbatoi Benzine NO	26	18	27	23	280	140	180	192	14	49	41	30
ZNE- Pensiline ATB	45	27	30	33	320	240	160	231	41	31	22	30
Media punti raffineria	43				199				35			
Bianco (1)					180			180	14	17	13	15

(1) A partire dal 2013 è stato introdotto il campionamento del bianco in quanto nei giorni del campionamento vi era una forte componente esterna per condizioni climatiche.

### 5.10 Rappresentazione sintetica della Raffineria

La seguente tabella riporta un confronto dei parametri significativi della Raffineria allo stato attuale e in seguito alla realizzazione del progetto proposto dal Gestore:

Parametro	Udm	Assetti Ante Operam		Assetti Post Operam		
		Ciclo produttivo tradizionale ante operam		Ciclo produttivo alternativo "green" ante operam	Ciclo produttivo tradizionale post operam	Ciclo produttivo alternativo "green" post operam
		1° Fase	2° Fase			
MATERIE PRIME						
Grezzi	t/a	4.550.000	0	4.550.000	0	
Semilavorati (nafta, gasoli e oli combustibili)	t/a	865.000	0	865.000	0	
Olio vegetale	t/a	0	400.000 (raffinato)	0	540.000 (grezzo)	
Grassi animali	t/a	0	0	0	60.000	
Glicerina grezza	t/a	0	0	0	6.800	
Metano	t/a	0	0	0	101.000	
Nafta full-range	t/a	0	873.100	0	0	
PRELIEVI IDRICI						
Acque di processo - Acquedotto Industriale	m³/a	2.628.000	1.800.000	2.589.050	1.300.000	
Acque Igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m³/a	140.000	140.000	140.000	140.000	
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m³/a	70.080.000	44.244.000	56.807.894	28.400.000	
SCARICHI IDRICI						
Quantità						
Acqua di raffreddamento da mare	m³/a	70.080.000	44.244.000	56.807.894	28.400.000	

Acque reflue a Consorzio Fusina	m³/a	3.836.286	3.150.000	3.797.336	1.963.555
Qualità - Scarico Finale 2 Consorzio Fusina					
COD	mg/l	800	800	800	800
Solidi Sospesi Totali	mg/l	270	270	270	270
Azoto ammoniacale	mg/l	10	10	10	10
Azoto nitrico	mg/l	4	4	4	4
Azoto nitroso	mg/l	4	4	4	4
Fosforo totale	mg/l	1,5	1,5	1,5	1,5
Idrocarburi totali	mg/l	150	150	150	150
Benzene	mg/l	5	5	5	5
Toluene	mg/l	5	5	5	5
O-xilene	mg/l	2	2	2	2
IPA totali	mg/l	0,014	0,014	0,014	0,014
Metatoluenammina	mg/l	0,4	0,4	0,4	0,4
Toluidina	mg/l	0,1	0,1	0,1	0,1
Ammine alifatiche	mg/l	3	3	3	3

Parametro	Udm	Assetti Ante Operam			Assetti Post Operam	
		Ciclo produttivo tradizionale ante operam		Ciclo produttivo alternativo "green" ante operam	Ciclo produttivo tradizionale post operam	Ciclo produttivo alternativo "green" post operam
		1° Fase	2° Fase			
EMISSIONI IN AMOSFERA						
SO <sub>2</sub>	t/a	2.821	2.275	270	2.165	225
NOx	t/a	1.820	1.365	1.154	1.317	965
Polveri	t/a	182	137	44	120	42
CO	t/a	205	205	151	182	136
RIFIUTI						
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t/a	5.981		5.400	5.981	10.200
MOVIMENTAZIONE MATERIE PRIME/PRODOTTI FINITI						
Navi (materie prime e prodotti finiti)	navi/anno	218		217	218	180
Autobotti (ATB) (materie prime e prodotti finiti)	ATB/giorno	70		49	70	49
Ferrocisterne (FCC) (prodotti finiti)	FCC/giorno	13		16	13	14

## 6 Considerazioni finali

Le considerazioni di seguito espresse ad argomentazione e giustificazione delle prescrizioni per l'esercizio che di seguito si propongono, traggono origine dalla conclusione delle analisi e valutazioni esperite da parte degli estensori del presente documento e tenuto appieno conto degli esiti degli incontri svolti con il Gestore.

Dall'analisi della documentazione fornita, si è rilevato che le informazioni fornite dal Gestore risultano essere esaustive. Non vengono quindi rilevate carenze né vi sono osservazioni particolari in merito.

Relativamente alla possibilità di applicare i limiti di bolla agli impianti della Raffineria anche nel nuovo assetto "green", si segnala che il Gestore ha evidenziato quanto segue:

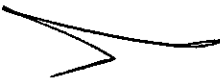
- l'art .57 L. 4 del 2012 al comma 8bis, equipara, come infrastrutture strategiche, gli impianti dedicati alla lavorazione e allo stoccaggio di oli vegetali destinati ad uso energetico agli stabilimenti di lavorazione e di stoccaggio di oli minerali;
- l'art. 270 c. 6 del D.lgs 152/06 prevede che ove non sia tecnicamente possibile, anche per ragioni di sicurezza, assicurare il rispetto del comma 5, l'autorità competente può consentire un impianto avente piu' punti di emissione. In tal caso, i valori limite di emissione espressi come flusso di massa, fattore di emissione e percentuale sono riferiti al complesso delle emissioni dell'impianto e quelli espressi come concentrazione sono riferiti alle emissioni dei singoli punti. L'autorizzazione può prevedere che i valori limite di emissione si riferiscano alla media ponderata delle emissioni di sostanze inquinanti uguali o appartenenti alla stessa classe ed aventi caratteristiche chimiche omogenee, provenienti dai diversi punti di emissione dell'impianto; in tal caso, il flusso di massa complessivo dell'impianto non può essere superiore a quello che si avrebbe se i valori limite di emissione si applicassero ai singoli punti di emissione.
- l'art. 273 c. 13 del D.lgs 152/06 prevede che *"Dopo il 1° gennaio 2008, agli impianti di combustione di potenza termica nominale inferiore a 50MW ed agli altri impianti esclusi dal campo di applicazione della parte quinta del presente decreto, facenti parte di una raffineria, continuano ad applicarsi, fatto salvo quanto previsto dalla normativa vigente in materia di autorizzazione integrata ambientale, i valori limite di emissione calcolati, su un intervallo mensile o inferiore, come rapporto ponderato tra la somma delle masse inquinanti emesse e la somma dei volumi delle emissioni di tutti gli impianti della raffineria, inclusi quelli ricadenti nel campo di applicazione del presente articolo"*.

Dal combinato disposto dei citati riferimenti normativi il Gestore ritiene che possa essere applicabile il concetto di bolla agli impianti del progetto *Green Refinery Step 2* che generano emissioni in atmosfera, precisando che, comunque, nell'assetto di marcia tradizionale a olio minerale tale approccio di monitoraggio e controllo delle emissioni continua comunque a restare in vigore.

A seguito della nota integrativa del gestore prot. DIR 043/AT .cz del 15/4/2016e prot CIPPC 655/2016 del 18/4/2016 in cui espone varie necessità di avviare tale processo, propone di applicare ai singoli punti di emissione dei valori limite per gli inquinanti presi in considerazione.

A tal fine ritiene di aggiornare la tabella 57 "Emissioni convogliate in atmosfera per singolo camino" del progetto VIA/AIA come di seguito riportato.

Punto di emissione	Impianti afferenti	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		Polveri		CO		Portata
		t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	
E3N	Steam Reformer e Impianto di pretrattamento carica (POT) ECOFINING <sup>TM</sup> e	48	35	411,8	300	6,9	5	137,3	100	156686



Punto di emissione	Impianti afferenti	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		Polveri		CO		Portata
	Caldaia HOT OLI H610									
E18-1 (a)	COGE-TG01/B01		(d)	356,7	120		(d)		(d)	339359
E18-2 (b)	COGE-B02	10,9	35	93,6	300	1,6	5		(d)	35630
E18-3 (c)	Forno F1 della sezione di produzione green jet fuel	2,1	35	18,4	300	0,3	5	6,1	100	7008
E16	HF1(ECOFINING <sup>TM</sup> )	1,4	35	12	300	0,2	5	4,0	100	4556
E17	HF2(ECOFINING <sup>TM</sup> ), RZ1	42,1	500	42,1	500	4,2	50	8,4	100	9614

(a) Classificato GIC al 15% O<sub>2</sub>

(b) Classificato GIC al 3% O<sub>2</sub>

(c) Convogliato a camino E18

(d) limite GIC non presente

Di seguito la tabella con i relativi flussi di massa in t/anno.

Inquinante	Bolla di raffineria	Singolo punto di emissione	Riduzione
SO <sub>2</sub>	225,0	104,5	-120,5
NO <sub>x</sub>	965,0	934,6	-30,4
Polveri	42,0	13,2	-28,8
CO	136,0	155,8	19,8

## 7 Conclusioni e proposte di prescrizione

Le conclusioni di cui sopra vengono di seguito riportate con riferimento alle singole componenti ambientali a cui si riferiscono.

### Sistema di gestione

1. Si raccomanda al Gestore di mantenere attivo il sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 anche a seguito delle modifiche in progetto. Qualora la certificazione dovesse decadere, il Gestore deve darne immediata comunicazione all'Autorità competente.

### Capacità produttiva

2. Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di domanda di modifica di AIA, che risulta essere pari a:
  - ~ 600.000 t/anno di biomasse oleose con gli impianti operanti con il ciclo "green", di cui massimo 60.000 t/anno di grassi animali e oli esausti di frittura;
  - ~ 4.550.000 t/anno di greggio lavorato con impianti operanti con il ciclo tradizionale.

Ogni modifica sostanziale del ciclo dovrà essere preventivamente comunicata all'autorità competente e di controllo fatto salvo le eventuali ulteriori procedure previste dalla regolamentazione e/o legislazione vigente.

### ***Approvvigionamento e stoccaggio materie prime ed ausiliarie e combustibili***

In merito all'approvvigionamento e allo stoccaggio di materie prime, ausiliarie e combustibili è necessario che vengano rispettati i seguenti criteri e/o misure per evitare eventuali sversamenti:

3. tutte le forniture devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato;
4. devono essere adottate tutte le precauzioni affinché materiali liquidi e solidi non possano pervenire al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque fluviali; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto;
5. deve essere garantita l'integrità strutturale dei serbatoi di stoccaggio per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente (ad esempio sostanze pericolose ecc.); per i medesimi serbatoi deve anche essere garantita l'integrità e la funzionalità del contenimento secondario, ossia degli apprestamenti che garantiscono, anche in caso di perdita dal serbatoio, il rilascio delle sostanze nell'ambiente (bacini di contenimento, volumi di riserva, aree cordolate, fognatura segregata).

### ***Aria***

I camini le cui emissioni inquinanti sono da intendersi autorizzate e che rientrano nel calcolo di bolla sono:

- E03N – Steam reformer e impianto di pretrattamento carica ECOFINING<sup>TM</sup> e Caldaia H610 Hot Oil,
- E08 – Reforming catalitico RC3 A,
- E12 – Reforming catalitico RC3 B,
- E14 – Reforming catalitico RC3 C,
- E15 – Isomerizzazione ISO,
- E16 – Desolforazione HF1 (ECOFINING<sup>TM</sup>),
- E17 – Desolforazione HF2 (ECOFINING<sup>TM</sup>) e Unità di recupero zolfo RZ1 ed RZ2,
- E18 – COGE, Unità di distillazione primaria DP3, Forno F-1 della sezione di produzione green jet fuel,
- E20 – Visbreaking/Thermal Cracking.

Per i suddetti camini valgono le prescrizioni di seguito riportate.

4. I punti di emissione sopra elencati devono rispettare i valori limite in concentrazione e flusso di massa di bolla definiti dal Decreto AIA DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010 e ss.mm.ii. Rimangono valide tutte le ulteriori prescrizioni ivi riportate.
5. Il nuovo assetto emissivo autorizzato per gli impianti operanti nel ciclo Green è quello mostrato nella tabella di seguito riportata, in termini sia di concentrazione di inquinanti emessi che di flusso di massa:



Punto di emissione	Impianti afferenti	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		Polveri		CO		Portata
		t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	
E3N	Steam Reformer e Impianto di pretrattamento carica (POT) ECOFINING <sup>TM</sup> e Caldaia HOT OLI H610	48	35	411,8	300	6,9	5	102,9	75	156686
E18 - 1 (a)	COGE-TG01/B01		(d)	356,7	120		(d)		(d)	339359
E18 - 2 (b)	COGE-B02	10,9	35	93,6	300	1,6	5		(d)	35630
E18 - 3 (c)	Forno F1 della sezione di produzione green jet fuel	2,1	35	18,4	300	0,3	5	4,6	75	7008
E16	HF1(ECOFINING <sup>TM</sup> )	1,4	35	12	300	0,2	5	3,0	75	4556
E17	HF2(ECOFINING <sup>TM</sup> ), RZ1	42,1	500	42,1	500	4,2	50	6,3	75	9614

(a) Classificato GIC al 15% O<sub>2</sub>

(b) Classificato GIC al 3% O<sub>2</sub>

(c) Convogliato a camino E18

(d) limite GIC non presente

Al fine di avere anche una riduzione del flusso di massa per il monossido di carbonio si ritiene che il valore limite in emissione è fissato a 75 mg/Nm<sup>3</sup>.

- Entro 12 mesi dalla realizzazione delle opere in progetto, il Gestore dovrà provvedere ad installare e avviare al camino E3N un Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (SME) per il monitoraggio dei parametri SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, PTS, Ossigeno, Vapore acqueo, Temperatura e Portata.
- Entro 6 mesi dalla realizzazione delle opere in progetto il Gestore dovrà provvedere ad integrare il programma LDAR con le apparecchiature e gli impianti di nuova realizzazione. Di tale aggiornamento il Gestore è tenuto a dare evidenza all'Autorità di Controllo entro i termini indicati.
- Si intendono autorizzate tutte le ulteriori emissioni (convogliate e non convogliate) elencate nel Decreto AIA citato al punto precedente, con le prescrizioni e limitazioni ivi indicate.

#### **Emissioni sonore e vibrazioni**

- Entro 12 mesi dalla realizzazione delle opere in progetto, il Gestore dovrà provvedere ad effettuare una nuova campagna di misura del rumore con le modalità indicate nel Piano di monitoraggio e controllo, con tutte le unità operative rientranti nel ciclo "green" in funzione a pieno regime.  
Qualora non dovessero essere verificate le condizioni imposte dalla normativa vigente, il Gestore dovrà darne tempestivamente comunicazione all'Autorità Competente, a ISPRA, al Comune e ad ARPA, trasmettendo agli stessi un Piano di risanamento acustico ed un cronoprogramma delle misure di riduzione del rumore ambientale adeguate per il rientro nei limiti fissati.

#### **Rifiuti**

- I rifiuti prodotti dalla Raffineria operante nel nuovo assetto "green" sono riportati nella tabella seguente. Gli altri rifiuti prodotti dalla Raffineria durante il ciclo "green" saranno, da un punto di vista qualitativo, del tutto simili a quelli prodotti durante il ciclo tradizionale.

Codice CER	Descrizione	Quantità annua prodotta (kg)	Fase di provenienza	Area stoccaggio	Modalità	Destinazione
		Massima capacità produttiva - nuovo ciclo "green"				
020304	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione	9.537	Impianto CPO	Tank-farm	Serbatoi/scarrabili	-
020305	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	122	Impianto CPO	Tank-farm	Serbatoi	-
160802*	Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	15	Impianto CPO	Tank-farm	Fusti	R4
160807*	Catalizzatori esauriti contenenti sostanze pericolose	90	Impianto CPO	Tank-farm	Fusti	R4

11. Anche per i rifiuti sopra elencati il Gestore, intendendo avvalersi del deposito temporaneo, dovrà attenersi alle prescrizioni derivanti dall'art. 183, co. 1, lettera m del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..

12. Si intendono valide anche per le nuove tipologie di rifiuti prodotti le specifiche prescrizioni riportate nel Decreto AIA prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010 e ss.mm.ii..

### **Odori**

13. E' fatto obbligo di effettuare, entro 18 mesi dalla realizzazione delle opere in progetto, un programma di monitoraggio degli odori per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi. Dovranno essere effettuate misure in almeno 6 punti rappresentativi dello Stabilimento, di cui almeno metà dislocati nelle aree di stoccaggio e di trasferimento.

14. Entro 6 mesi dal monitoraggio di cui al punto precedente, il Gestore dovrà inviare all'Autorità Competente una analisi tecnica recante gli esiti delle valutazioni effettuate. Qualora tale analisi tecnica evidenziasse elementi criticità riconducibili ad emissioni olfattive dello stabilimento, il Gestore dovrà predisporre un piano dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi da sottoporre alla valutazione dell'Autorità Competente stessa.

### **Gestione serbatoi e pipe-way**

15. Entro 6 mesi dalla realizzazione delle opere in progetto, il Gestore dovrà integrare il *Piano serbatoi e pipe-way* con i serbatoi e i tratti di tubazione di nuova realizzazione ritenuti critici ai fini della sicurezza e protezione ambientale. Tale versione aggiornata dovrà essere trasmessa all'Autorità di Controllo nei tempi indicati.

16. I liquidi volatili di categoria A dovranno essere stoccati in serbatoi aventi adeguate caratteristiche e dotati di tetto galleggiante e potranno essere utilizzati serbatoi a tetto fisso solo se dotati di idonei sistemi di abbattimento a carboni attivi sugli sfiati di compensazione.

Restano a carico del Gestore, che è tenuto a rispettarle, tutte le altre prescrizioni preesistenti ed in particolare quelle derivanti dal Decreto AIA prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010 e ss.mm.ii..

## 8 Piano di Monitoraggio e Controllo

Le modifiche proposte dal Gestore comportano la modifica del PMC allegato al Decreto di AIA prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010, per le parti di seguito esplicitate.

1. La Tabella 1 - Consumi di materie prime e combustibili riportata al § 1.1 del PMC deve essere sostituita con la seguente:

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Greggio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Semilavorati	Pesatura all'ingresso o volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Idrogeno	Contatore e flange di misura	Tonn	Giornaliera	
Additivi blending	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Chemicals impianti	Bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Metano	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Fuel gas	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Fuel gas AP	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Gasolio	Contatori su singole utenze	Tonn	Giornaliera	
Fuel oil	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Olio vegetale raffinato	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Nafta full-range	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Olio vegetale	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Sego animale	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Acido citrico	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Acido fosforico	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	

2. L'elenco delle emissioni continue (24 h/giorno) riportato al punto A) del § 2.1 deve essere sostituito dal seguente:

- Camino E3 dall'Unità di distillazione primaria DP2 e dal riscaldatore hot-oil H-610 – FINO ALLA DISMISSIONE;
- Camino E3N - Steam reforming, nuove unità di pretrattamento carica all'ECOFINING™, Caldaia H610 Hot Oil – DALLA MESSA IN ESERCIZIO;
- Camino E8;
- Camino E12, dall'Unità reforming catalitico RC3 B;
- Camino E14 dall'Unità reforming catalitico RC3 C;

- Camino E15 dall'Unità di isomerizzazione;
- Camino E16 dall'Unità desolforazione HF1;
- Camino E17 dall'Unità desolforazione HF2 e dall'Unità recupero zolfo RZ1 e RZ2;
- Camino E18 dal COGE, dall'Unità di distillazione primaria DP3 e dal forno F-1 della nuova sezione di produzione di green jet fuel;
- Camino E20 dall'Unità Visbreaking/Termal cracking.

3. La Tabella 4 - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai Camini di Raffineria che rientrano nel calcolo della Bolla riportata al punto A) del § 2.1 deve essere sostituita dalla seguente:

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ), CO, PTS, Ossigeno, Vapore acqueo, Temperatura, Portata	E18, E20, E17, E3N	Continuo	NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ), CO, PTS, Ossigeno, Vapore acqueo, Temperatura, Portata	E18 E03 (sino alla dismissione) E08, E12, E14, E15, E16, E17	Semestrale	NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , Benzene, COV, Efficienza rimozione	E03 (sino alla dismissione), E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20, E3N (dalla messa in esercizio)	Semestrale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
CO <sub>2</sub>	E03 (sino alla dismissione), E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20, E3N (dalla messa in esercizio)	Calcolato	EPA 3C/96
Arsenico, Cadmio, Cloro, COV, Cromo VI, Rame, Fluoro, Mercurio, Nichel, Piombo, Selenio, Zinco, Vanadio, PM <sub>10</sub> , IPA	E03 (sino alla dismissione), E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20, E3N (dalla messa in esercizio)	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, SO <sub>x</sub> , CFC, HCF, PFC, PCB	Camino E18	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

## 9 Osservazioni del pubblico

In data 16.04.2014 sono stati pubblicati sui quotidiani "La Repubblica" e "Il Gazzettino ed. Venezia" gli avvisi pubblici di avvio del procedimento di modifica dell'AIA, trasmettendone copia a mezzo PEC al MATTM.

Non risultano informazioni circa eventuali osservazioni da parte del pubblico.

## 10 Tariffa istruttoria

In merito alla valutazione di congruità della tariffa istruttoria versata dal gestore per il procedimento in oggetto si rappresenta che la tariffa versata, ai sensi del DM 24/04/2008, di € 36.750 si è ritenuta congrua.

**ALLEGATO 2: Piano di Monitoraggio e Controllo di cui al parere istruttorio AIA (CIPPC-924/2016 del 31/05/2016 e acquisito al prot. 0014927/DVA del 1/6/2016)**

**Decreto legislativo del 18 febbraio 2005, n. 59**  
(come modificato dal D.L. 46/2014)

**ACCORDO TRA IL MINISTERO DELL'AMBIENTE E  
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE E  
L'ISPRA IN MATERIA DI SUPPORTO ALLA  
COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC**

**PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**  
(articolo 6)

**GESTORE  
LOCALITÀ**

**ENI SPA  
PORTO MARGHERA (VE)**

**DATA DI EMISSIONE**

**2 Maggio 2016**

**NUMERO TOTALE DI PAGINE**

**50**

Dr. Ing. Federica Bonaiuti, Referente

Dr. Ing. Gaetano Battistella, Coordinatore

## INDICE

PREMESSA .....	137
FINALITÀ DEL PIANO .....	138
PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO .....	138
NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA .....	140
AUTOCONTROLLI DEL GESTORE .....	142
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME .....	142
1.1 Consumi/Utilizzi di materie prime .....	142
1.2 Caratteristiche dei combustibili .....	143
1.3 Consumi idrici .....	144
1.4 Consumi energetici .....	144
1.5 Bilancio dello zolfo .....	145
2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA .....	145
2.1 Emissioni convogliate .....	145
2.2 Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative .....	148
2.3 Monitoraggio dei transitori della CTE (COGE) .....	150
2.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore .....	152
2.5 Sistema torcia .....	152
2.6 Metodi di misura .....	153
2.7 Campionamento del gas (automatico o manuale) .....	153
2.8 Metodi di analisi .....	154
3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA .....	154
3.1 Scarichi e prelievi idrici e relative prescrizioni .....	154
4. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE .....	155
5. MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY .....	156
6. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA .....	157
7. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI .....	157
8. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI .....	158
9. MONITORAGGIO ODORI .....	159
10. IMPIANTO STAP .....	160
10.1 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME .....	160
10.2 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA .....	161
10.3 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA .....	161
10.4 MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE .....	162
10.5 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI .....	162
10.6 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI .....	162
10.7 METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI .....	162
11 ATTIVITA' DI QA/QC .....	171



12 RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO .....	173
REPORTING.....	175
13 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO .	175
ALLEGATO 1 .....	183

## PREMESSA

La presente formulazione del Piano di monitoraggio e controllo (PMC), redatta da ISPRA, aggiorna il Piano di monitoraggio e controllo allegato al Decreto AIA prot. DSA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010 e pubblicato G.U. il 5/1/2011, in esito alla procedura avviata dal MATTM con U.prot DVA-2012-0031249 del 20/12/2012 (ID 480) per l'Aggiornamento dell'AIA, Richiesta di Modifica Non Sostanziale (D.Lgs. 3 aprile 2006. n.152 e s.m.i., Art 29 -nonies- comma 1), *-Introduzione nello schema di raffinazione di un ciclo "green" al fine di produrre "green fuels" da biomasse oleose a basso costo-*.

Il Gestore deve attuare il presente Piano di monitoraggio e controllo (PMC) quale parte fondamentale della autorizzazione integrata ambientale (AIA), rispettando frequenza, tipologia e modalità dei diversi parametri da controllare. Potranno, su proposta motivata di ISPRA e/o del Gestore, essere valutate eventuali proposte di revisione del presente Piano di monitoraggio e controllo, o di parte di esso, qualora l'esercizio effettivo dell'impianto lo rendesse necessario.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e misura devono garantire il rispetto delle norme previste in materia di sicurezza ed igiene del lavoro (DPR 547/55, DPR 303/56, DPR 164/56, DLgs 626/94 e successive modifiche).

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Gestore deve dotarsi di una struttura adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali necessarie azioni correttive.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare a propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dal presente PMC.

Per quanto non specificato nel presente Piano di monitoraggio e controllo resta valido quanto indicato dal Gestore nel documento "Allegato E4 Rev. 1 - Piano di Monitoraggio e Controllo". 30 Giugno 2008 rev. 1.

## Finalità del piano

In attuazione dell'art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il presente PMC ha la finalità principale della pianificazione degli autocontrolli e delle verifiche di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

## Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano

### OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO

Il Gestore dovrà eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio.

### DIVIETO DI MISCELAZIONE

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione delle emissioni, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

### FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"<sup>3</sup> durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo, si stabilisce inoltre che:

1. in caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Ente di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito;
2. la strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.

Qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato ad uno specifico strumento, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'Ente di controllo.

---

<sup>3</sup> Un sistema o componente è definito operabile se la prova periodica, condotta secondo le indicazioni di specifiche norme di sorveglianza e delle relative procedure di sorveglianza, hanno avuto esito positivo.

La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo "*piping and instrumentation diagram*" (P&ID) con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

#### PROCEDURE GESTIONALI E ORGANIZZATIVE

Il Gestore deve dotarsi di un "*Registro degli adempimenti AIA*" nel quale annotare tutte le scadenze previste dall'autorizzazione e gli atti conseguenti adottati, registrando tutti gli elementi informativi che consentano la tracciabilità della corrispondenza e delle attività svolte.

Il contenuto di siffatto registro dovrà essere riportato periodicamente a ISPRA, utilizzando il Documento di Aggiornamento Periodico (DAP) predisposto da ISPRA in formato elettronico che dovrà essere compilato e trasmesso sempre in formato elettronico con frequenza quadrimestrale alla scadenza del mese di Febbraio, del mese di Giugno e del mese di Ottobre.

## Nota alle modifiche apportate al PMC allegato al decreto AIA

In questo paragrafo vengono riportati i riferimenti da cui sono scaturite le modifiche apportate al PMC allegato al Decreto di AIA prot. DVA – DEC – 2010 – 0000898 del 30 Novembre 2010 e pubblicato sulla G. U. n. 3 del 05/01/2011.

Il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti modifiche al decreto di AIA prot. DVA – DEC – 2010 – 0000898 del 30 Novembre 2010:

1. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2012-0031249 del 20/12/2012, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per l'integrazione del tradizionale schema di raffinazione con un Ciclo "Green". (ID 6/480);
2. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2013-0017760 del 29.07.2013, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per lo scorporo delle emissioni dalla caldaia Hot-Oil dalla bolla di Raffineria (ID 6/744);
3. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2012-0000957 del 16/01/2012, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per conferimento totale delle acque reflue di Raffineria (escluse le acque di raffreddamento) all' impianto SIFA (Progetto Integrato Fusina) e l'azzeramento dello stream di trattamento biologico e chimico-fisico presso l'impianto interno di depurazione reflui (TE) (ID 6/350);
4. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2012-0002438 del 01/02/2012, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA relativamente ai seguenti aspetti: modalità gestionali del deposito temporaneo rifiuti, metodi di analisi delle acque sotterranee, periodicità di monitoraggio del vapore acqueo nei fumi per i camini E18, E17 ed E20, monitoraggio del camino 2 STAP, frequenza di monitoraggio dello scarico unificato SM1, frequenza di taratura del misuratore di portata, livelli di contenuto di zolfo nel fuel oil, disattivazione camini E21 e S38 (ID 6/308);
5. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2014-0014650 del 16/05/2014, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per proroga dei termini previsti per l'installazione degli SME sui camini rientranti nella bolla di raffinaria in considerazione della fermata degli impianti di produzione di raffinaria da luglio 2013 e dalla realizzazione degli interventi per la produzione con ciclo green (ID 6/749);
6. **modifica sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2014-0011173 del 16.04.2014, trasmessa dal Gestore per la richiesta di avvio della procedura integrata di VIA e di modifica sostanziale di AIA per l'*upgrading* del progetto *Green Refinery* (ID 6/746).

N° aggiorna- mento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	PMC Raffineria ENI di Venezia	16/11/2010	PMC originario di AIA
1	PMC I Raffineria ENI di Venezia	30/01/2014	Aggiornamenti pag. 6 'Approvvigionamento e gestione materie prime'

2	PMC 2 Raffineria ENI di Venezia	07/07/2014	Aggiornamenti pagg. 3-5 'Premessa'; pag. 10 'Monitoraggio delle emissioni in aria'
3	PMC 3 Raffineria ENI di Venezia	10/03/2015	Aggiornamento dell'intero § 3.1 'Scarichi e prelievi idrici e relative prescrizioni', pag. 18 e seguenti; aggiornamento della tabella riportata al § 12 relativa alle attività a carico dell'Ente di Controllo
4	PMC 4 Raffineria ENI di Venezia	04/05/2015	Aggiornamento del § 8, secondo capoverso; Eliminazione dalla Tab. 14 del § 10 del riferimento al punto di emissione E2; Eliminazione dalla Tab. 5 del § 2.1 dei riferimenti ai punti di emissione E21 ed S38; § 2.1 monitoraggio in discontinuo del camino E3 con funzionamento del ciclo green.
5	PMC 5 Raffineria ENI di Venezia	05/05/2016	Aggiornamento della Tabella 1 - <i>Consumi di materie prime e combustibili</i> ; aggiornamento del § 2.1 per la parte relativa all'elenco delle emissioni continue; aggiornamento della Tabella 4 - <i>Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai Camini di Raffineria che rientrano nel calcolo della Bolla</i> riportata al punto A) del § 2.1.

Resta, a cura del Gestore, **l'obbligo di estendere i controlli**, ove non espressamente specificato o particolareggiato, a **TUTTE le nuove installazioni occorse per effetto delle modifiche impiantistiche** sopra menzionate (es. programma LDAR, ispezione periodica dei serbatoi, monitoraggio delle emissioni odorigene, controllo delle linee di movimentazione di materie prime, prodotti e combustibili, etc.).

## AUTOCONTROLLI DEL GESTORE

### 1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

#### 1.1 Consumi/Utilizzi di materie prime

Devono essere registrati almeno i consumi di greggio, semilavorati, idrogeno, additivi di blending, chemicals, metano, fuel gas e fuel oil secondo le modalità riportate nella seguente tabella 1.

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

**Tabella 1 - Consumi di materie prime e combustibili**

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Greggio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Semilavorati	Pesatura all'ingresso o volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Idrogeno	Contatore e flange di misura	Tonn	Giornaliera	
Additivi blending	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Chemicals impianti	Bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Metano	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Fuel gas	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Fuel gas AP	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Gasolio	Contatori su singole utenze	Tonn	Giornaliera	
Fuel oil	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Olio vegetale raffinato	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Nafta full-range	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Olio vegetale	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Sego animale	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Acido citrico	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Acido fosforico	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	

Per le altre materie prime e ausiliarie dell'impianto, il Gestore dovrà effettuare gli opportuni controlli alla ricezione e successivamente compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

In assenza di un sistema di contatori del consumo di combustibili sulle singole utenze il Gestore può prevedere, in prima applicazione, la misura dei singoli flussi di combustibile aggregati per sorgenti, come da piano di monitoraggio per le emissioni di CO<sub>2</sub>, effettuando invece un calcolo o una stima dei consumi dei diversi combustibili sulle singole utenze. In ogni caso il Gestore deve presentare entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA un idoneo piano di fattibilità delle misure sulle singole utenze da attuare entro i termini di validità dell'AIA.

## 1.2 Caratteristiche dei combustibili

Mensilmente deve essere effettuata l'analisi elementare (evidenziandone in particolare la percentuale di zolfo) del greggio e dei combustibili (metano, fuel gas, gasolio, fuel oil) indicati in tabella 1. Il Gestore deve inoltre indicare nel rapporto analitico la provenienza (unità di processo) del campione analizzato e le ragioni della sua rappresentatività.

### Metano

Il Gestore dovrà provvedere a fornire, con cadenza annuale, copia dei verbali di misura giornalieri relativi al gas naturale riportanti i quantitativi prelevati durante l'anno con le relative caratteristiche.

### Fuel oil

Per l'olio combustibile (fuel oil) deve essere prodotta una scheda tecnica (prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente. In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (\*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e s.m.i.; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Acqua e sedimenti	%v	mensile	UNI 20058*
Viscosità a 50°C	°E	mensile	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	mensile	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/m <sup>3</sup>	mensile	UNI EN ISO 3675/12185
Punto di scorr. sup.	°C	mensile	ISOP 3016
Asfalteni	%p	mensile	IP143
Ceneri	%p	mensile	EN ISO 6245*
HFT	%	mensile	IP375
PCB/PCT	mg/kg	mensile	EN 12766*
Residuo Carbonioso	%p	mensile	ISO 6615*
Nickel + Vanadio	mg/kg	mensile	UNI EN ISO 13131*
Sodio	mg/kg	mensile	UNI EN ISO 13131 IP288
Zolfo	%p	mensile	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*

### Gasolio

Per il gasolio deve essere prodotta una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella

seguente. In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (\*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e s.m.i.; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	%p	annuale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	%v	annuale	UNI 20058*
Viscosità a 40°C	°E	annuale	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	annuale	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/m <sup>3</sup>	annuale	UNI EN ISO 3675/12185
PCB/PCT	mg/kg	annuale	EN 12766*
Nickel + Vanadio	mg/kg	annuale	UNI EN ISO 13131*

### 1.3 Consumi idrici

In relazione al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendolo nelle diverse tipologie (acqua mare, acqua demi, acqua potabile, acqua industriale, acqua da recupero, ecc.). Le registrazioni dei consumi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.) e le fasi di utilizzo secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 2; deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

**Tabella 2 - Consumi idrici**

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata m <sup>3</sup> /mese	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua mare	Contatore			Mensile	database in formato elettronico e registro d'impianto
Acque Superficiali (da acquedotto CUA1)	Contatore				
Acqua potabile (da acquedotto VESTA)	Contatore/ Misuratore di portata				
Acqua da impianto di depurazione	Contatore/ Misuratore di portata				

### 1.4 Consumi energetici

Si devono registrare, con cadenza giornaliera, i consumi di energia elettrica ricevuta (assorbita) da rete di trasmissione nazionale e i consumi di energia elettrica e termica autoprodotta e quella ceduta a terzi secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 3.

Il Gestore dovrà altresì compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.



**Tabella 3 - Consumi di energia elettrica e termica**

Descrizione	Metodo misura	Quantità MWh	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia importata	Contatore		Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Energia autoprod.	Contatore		Giornaliera	
Energia ceduta a terzi	Contatore		Giornaliera	

### 1.5 Bilancio dello zolfo

Sulla base dei monitoraggi effettuati si deve registrare, con cadenza mensile, il bilancio di massa (input vs output) dello zolfo nel quale dovrà essere chiaramente indicato se il singolo dato riportato è derivante da una misura/stima/calcolo e il corrispondente sistema di misura o stima/calcolo.

## 2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

### 2.1 Emissioni convogliate

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenza stabilite nelle successive tabelle n°4, n°5 con un Report annuale.

#### A) Camini con emissioni autorizzate rientranti nel calcolo di bolla e relative prescrizioni di monitoraggio.

Emissioni continue (24 h/giorno):

- Camino E3 dall'Unità di distillazione primaria DP2 e dal riscaldatore hot-oil H-610 – FINO ALLA DISMISSIONE;
- Camino E3N - Steam reforming, nuove unità di pretrattamento carica all'ECOFINING™, Caldaia H610 Hot Oil – DALLA MESSA IN ESERCIZIO;
- Camino E8;
- Camino E12, dall'Unità reforming catalitico RC3 B;
- Camino E14 dall'Unità reforming catalitico RC3 C;
- Camino E15 dall'Unità di isomerizzazione;
- Camino E16 dall'Unità desolforazione HF1;
- Camino E17 dall'Unità desolforazione HF2 e dall'Unità recupero zolfo RZ1 e RZ2;
- Camino E18 dal COGE, dall'Unità di distillazione primaria DP3 e dal forno F-1 della nuova sezione di produzione di green jet fuel;
- Camino E20 dall'Unità Visbreaking/Termal cracking.

Gestore deve sottoporre per approvazione all'Autorità competente e all'Ente di controllo, entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA, la procedura che intende adottare per il calcolo della bolla di raffineria (mensile e giornaliera) e delle emissioni in massa annue.

**Tabella 4 - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai Camini di Raffineria che rientrano nel calcolo della Bolla.**

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ), CO, PTS, Ossigeno, Vapore acqueo, Temperatura, Portata	E18 <sup>4</sup> , E20, E17 <sup>5</sup> , E3N	Continuo	NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ), CO, PTS, Ossigeno, Vapore acqueo, Temperatura, Portata	E18 <sup>(**)</sup> E03 <sup>6</sup> (sino alla dismissione) E08, E12, E14, E15, E16, E17 <sup>(***)</sup>	Semestrale	NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , Benzene, COV, Efficienza rimozione	E03 (sino alla dismissione), E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20, E3N (dalla messa in esercizio)	Semestrale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
CO <sub>2</sub>	E03 (sino alla dismissione), E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20, E3N (dalla messa in esercizio)	Calcolato	EPA 3C/96
Arsenico, Cadmio, Cloro, COV, Cromo VI, Rame, Fluoro, Mercurio, Nichel, Piombo, Selenio, Zinco, Vanadio, PM <sub>10</sub> , IPA	E03 (sino alla dismissione), E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20, E3N (dalla messa in esercizio)	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

<sup>4</sup> In aggiunta ai sistemi esistenti di monitoraggio in continuo delle emissioni dalla caldaia B02 e dal turbogas/caldaia recupero TG01+B01 (flussi che verranno convogliati in futuro al camino denominato **E18\_COGE**), **entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA** il Gestore deve completare la realizzazione del monitoraggio in continuo del contributo dell'unità DP3 alle emissioni del camino E18 (che verrà in futuro denominato **E18\_DP3**).

<sup>5</sup> **Entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA** il Gestore deve installare uno SME sul Camino E17

<sup>6</sup> Per il Camino E03 ai fini del rispetto dei limiti per il Camino E03, il Gestore deve considerare i seguenti flussi massimi di massa orari e annui; i flussi di massa annui saranno utilizzati per il calcolo della Bolla di Raffineria:

Parametro	Limiti	
	Flussi di massa orari kg/h	Flussi di massa annui kg/anno
SO <sub>2</sub>	0,1	500
NO <sub>x</sub>	0,4	2000
Polveri	0,007	0,35
CO	0,03	150

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, SO <sub>x</sub> , CFC, HCF, PFC, PCB	Camino E18	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

(\*) Il tenore di vapore acqueo potrà essere verificato mensilmente, se non misurato in continuo.

(\*\*) Entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve completare la realizzazione del monitoraggio in continuo del contributo dell'unità DP3 alle emissioni del camino E18.

(\*\*\*) Entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve installare gli SME sui restanti camini rientranti nel calcolo della bolla (camini: E08, E12, E14, E15, E16). Per il punto di emissione E03 non è previsto il monitoraggio in continuo durante l'esercizio dell'impianto con ciclo produttivo "green".

### Flussi di massa

Con riferimento al § 9.2.1 del PIC, per la verifica della conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione (bolla) il Gestore dovrà fornire i valori calcolati su base annuale dei flussi di massa della Raffineria riferiti agli effluenti SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Polveri e CO.

### **A) Camini con emissioni autorizzate non rientranti nel calcolo di bolla e relative prescrizioni di monitoraggio.**

Sono presenti le seguenti sorgenti di emissioni discontinue:

- Camino E21 da riscaldamento serbatoio bitume 601
- Camino E22 da riscaldamento serbatoio bitume 602
- Camino E23 da riscaldamento serbatoio bitume 603
- Camino E24 da riscaldamento serbatoio bitume 604
- Camino E25 da riscaldamento serbatoio bitume 605
- Camino E26 da riscaldamento serbatoio bitume 606
- Camino E27 da riscaldamento serbatoio bitume 607
- Camino E28 da riscaldamento serbatoio bitume 608
- Camino n° S 29 da URV caricamento benzine ZNE
- Camino n° S 31 da URV serbatoi bitume
- Camino n° S 30 da URV caricamento bitume
- Camino n° S 32 da RC3 – CCR
- Camino n° S 33 da RC3
- Camino n° S 35/1.../26 da Cappe laboratorio
- Camino n° S 37 da Cappe laboratorio DP2
- Camino n° S 38 da Cappe laboratorio SOIMOVSPED (Dogane)
- Camino n° S 36 da Cappe laboratorio SOI CARB
- Camino n° S39 da Torcia
- Camino n° S42 da URV caricamento benzine NAVI

Inoltre si ha la seguente emissione continua:

- Camino n° S43 da Copertura vasche API

**Tabella 5 - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai  
Camini di Raffineria non rientranti nel calcolo di Bolla.**

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO <sub>2</sub> NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ) CO PTS Ossigeno Temperatura Portata	E22, E23, E24, E25, E26, E27,E28	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
Benzene COV Efficienza rimozione	Unità Recupero Vapori: S29, S30, S31, S32, S33, n° S35/1..../26, S37, S36, S39, S42	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
Benzene COV	S43 <sup>7</sup>	Mensile/ (Semestrale) <sup>8</sup>	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate.

Inoltre, durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming catalitico si prescrive il controllo della presenza di diossine (PCDD/PCDF) attraverso il campionamento e analisi del gas di rigenerazione nel punto di prelievo idoneo.

Altre indicazioni:

- Parametri operativi (1): Misura e annotazione sul registro d'impianto e database su formato elettronico delle tipologie e delle quantità processate (cariche, soluzioni, etc.) nelle singole unità di processo.
- Parametri operativi (2): Misura e annotazione sul registro d'impianto e database su formato elettronico delle tipologia e quantità di combustibile impiegato nei processi di combustione.
- Parametri operativi (3): Annotazione su registro d'impianto e database elettronico delle medie orarie superiori ai valori soglia di bolla.
- Modalità di registrazione dei controlli: Registrazione su sistema informativo per i controlli in continuo; bollettini analitici e database su formato elettronico per i controlli periodici.
- Reporting del Gestore: Annuale.
- Controllo Ente preposto: Controllo reporting e sopralluogo programmato annuale.

## **2.2 Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative**

Il Gestore deve presentare, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, un programma scritto di LDAR ed un database che contengano:

- a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20 °C, sigla del componente rintracciabile sull'impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni / non contenente cancerogeni);

<sup>7</sup> Le misure di COV devono essere effettuate a monte e a valle del sistema di abbattimento del punto di emissione S43.

<sup>8</sup> Nei primi sei mesi di funzionamento dovranno essere effettuate misure mensili per determinare l'efficienza (durante il quale non si applica il limite); successivamente ogni sei mesi (il rendimento minimo del sistema di abbattimento delle COV al camino S43 è dell'80%).

- b) costruzione di un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office – MS Access". Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con query di verifica dei seguenti argomenti:
- data di inserimento del componente nel programma LDAR,
  - date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" della riparazione e motivo,
  - numero di monitoraggi realizzati nel trimestre,
  - numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
  - calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
  - numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
  - qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma;
- c) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
- d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "*emettitori cronici*";
- e) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
- f) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
- g) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
- h) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
- i) le procedure di QA/QC.

I risultati del programma dovranno essere registrati su database in formato elettronico e su formato cartaceo e saranno allegati al Reporting annuale che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo. Una sintesi dei risultati del programma riportata nel Reporting dovrà indicare:

- il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
- la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
- le apparecchiature utilizzate;
- i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
- le condizioni climatiche presenti;
- il rumore di fondo riscontrato;
- la percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato considerando i tre range di rispetto: >10000 ppmv, 10000-1001 ppmv e 1000-0 ppmv;
- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione.

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm<sub>volume</sub> espressi come CH<sub>4</sub>) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:

Componenti	Rilascio prima licenza	Rinnovi successivi
Pompe	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

A' complemento della definizione è considerata perdita, qualunque emissione che risulta all'ispezione visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi ecc), indipendentemente dalla concentrazione, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione di sapone.

Si definisce emettitore cronico l'elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10.000 ppmv come metano per due volte su quattro consecutivi trimestri. Un tale componente deve essere, secondo procedura, sostituito con un elemento costruttivamente di qualità superiore durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione sono anche essi indicati nella tabella 6.

**Tabella 6 - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR ( dopo la prima fase di monitoraggio estensivo)**

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su registri
Valvole/Flange	Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% ed annuale dopo 5 periodi di perdite inferiori al 2%). Annuale se intercettano correnti con sostanze non cancerogene.	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi contenenti alte concentrazioni di benzene l'intervento deve iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi contenenti alte concentrazioni di benzene l'intervento deve iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute dei compressori	Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene.		
Valvole di sicurezza	Immediatamente		
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente	Immediatamente	Annotazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione / manutenzione
Componenti difficili da raggiungere	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro		

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo un programma e procedure equivalenti purché questi ultimi siano di pari efficacia.

In ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte.

### **2.3 Monitoraggio dei transitori della CTE (COGE)**

Oltre a quanto già espressamente indicato nella tabella relativa alle emissioni dai camini della centrale termoelettrica, Il Gestore dovrà predisporre un piano di monitoraggio delle emissioni

durante i transitori (avviamento, arresto, guasti) nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti emessi, i volumi dei fumi, i rispettivi flussi di massa, il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati. Tale piano dovrà essere trasmesso all'Ente di controllo entro 6 mesi dalla data di rilascio dell'AIA.

Tali informazioni dovranno essere inserite nel Rapporto annuale.

Per quanto sopra nel dettaglio, il Gestore deve compilare la tabella seguente.

**Tabella 7: Prescrizioni sui Transitori**

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e Tempo di avviamento a freddo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a freddo	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
Numero e Tempo di avviamento a tiepido	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a tiepido	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
Numero e Tempo di avviamento a caldo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a caldo	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati

La stima delle emissioni per ciascuna unità produttiva deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME o da una misura mensile discontinua nelle singole condizioni di avviamento; tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati.

Nel caso di misura discontinua mensile i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.

Il gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione (freddo, tiepido, caldo e di integrazione), dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

## 2.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore

Per i punti di emissione convogliata relativi a eventuali gruppi termici ritenuti non significativi dal Gestore (gruppi di emergenza, motopompe antincendio, ecc.) si richiede un Rapporto tecnico con cadenza annuale che, per ciascun punto di emissione individuato con coordinate geografiche WGS 84, riporti le informazioni indicate nella seguente Tabella 8.

**Tabella 8: Informazioni relative ai punti di emissione convogliata non significativi**

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Alimentazione a gasolio	Utilizzo di gasolio	Misura continua del flusso	Annotazione, ad accensione, su file della quantità di combustibile impiegato
Tempo di utilizzo	Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo dei motori	Annotazione su file dei tempi di esercizio
Emissioni di inquinanti rilevanti	Registrazione delle emissioni di SOx, NOx, CO e Polveri	Misura/stima annuale	Annotazione su file degli inquinanti rilevati

## 2.5 Sistema torcia

Il sistema "Torcia" è parte integrante del sistema di sicurezza della Raffineria ed è normalmente progettato per trattare un largo spettro di flussi di gas e composizioni corrispondenti ai diversi casi dimensionanti. L'attivazione del sistema di Torcia può essere dovuto alla apertura di una o più valvole di sicurezza su un singolo vessel in pressione, ad un gruppo di valvole di una unità, o una perdita di pressione generalizzata a tutta la raffineria per mancanza di elettricità o per altre cause e comunque ad una sovrappressione che si instaura nel sistema di blow-down ad essa collegato. Questo fa sì che la composizione ed il flusso del gas in torcia siano ampiamente non prevedibili.

La valutazione del flusso di massa che viene avviato alla torcia non può quindi essere valutato dalla semplice determinazione della velocità di flusso, ma risulta necessario determinarne anche la composizione. Inoltre, poiché il sistema di torcia è integrale al sistema di sicurezza da sovrappressioni, il metodo di misura del flusso deve essere tale da determinare il minimo di perdite di carico nel collettore di torcia al fine di non incrementare la contropressione nel collettore stesso. Quindi i dispositivi di misura debbono essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura ma anche in termini di minime perdite di carico.

A tal fine i dispositivi di misura devono avere: un largo intervallo di velocità misurabili, la simultanea misura della massa molecolare del gas e minime perdite di carico.

La composizione del gas avviato alla torcia può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente. La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo. Un incremento del flusso sopra una certa "soglia" può essere utilizzato come avvio dell'operazione manuale o strumentale di campionamento. Se l'evento di sfiaccolamento dura per



un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto. Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una “soglia” di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. La soglia è stabilita in 1100 kg/h. Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40” ( $\cong 1$  m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le caratteristiche specificate nel successivo paragrafo “metodi di misura”, tale valore corrisponde a circa 10 volte il minimo flusso determinabile al più basso valore del range (nell’intervallo di  $\pm 5\%$  di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l’accuratezza della misura. Se il valore di “soglia” fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la “soglia” deve essere modificata.

Il Gestore deve operare l’installazione della strumentazione entro e non oltre 12 mesi dal rilascio dell’AIA. Il Gestore deve altresì garantire che, successivamente a tale data, durante ogni evento di sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti (manuale o automatico) la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia.

## 2.6 Metodi di misura

### Flussimetro

Il flusso di gas mandato alla torcia deve essere monitorato continuamente con l’utilizzo di un flussimetro che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. Limite di rilevabilità 0,03 metri al secondo
2. Intervallo di misura corrispondente a velocità tra 0,3 e 84 metri al secondo nel punto in cui lo strumento è installato
3. Lo strumento deve essere certificato dal costruttore con un’accuratezza, nell’intervallo di misura specificato al precedente punto 2, di  $\pm 5\%$
4. Lo strumento deve essere installato in un punto della tubazione d’adduzione alla torcia tale da essere rappresentativo del flusso di gas bruciato in fiaccola
5. Il gestore deve garantire, mantenendo una frequenza di taratura non inferiore a una volta al mese, una accuratezza di misura di  $\pm 20\%$ .

## 2.7 Campionamento del gas (automatico o manuale)

Il gestore deve installare un sistema di campionamento del gas mandato alla torcia che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. il punto di campionamento del gas, sia esso realizzato manualmente sia strumentalmente, deve essere rappresentativo della reale composizione del gas;
2. il sistema di campionamento deve essere uno dei seguenti due proposti:
  - a. Campionamento manuale:
    - Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla “soglia” di 1100 kg/h, un campione manuale deve essere preso ad intervalli di 15 minuti;
    - I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo “Metodi di analisi”.
  - b. Campionamento automatico
    - Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla “soglia” di 1100 kg/h, un campione automatico deve essere preso ad intervalli di 15 minuti ed il campionamento deve continuare fino a che il flusso del gas inviato alla torcia, per ogni successivo intervallo di 15 minuti, non sia inferiore a 1100 kg/h.

- Se è scelta la modalità di ottenimento di un campione integrato su tutto l'intervallo di superamento della soglia di 1100 kg/h deve essere preso un campione ogni 15 minuti fino al riempimento del contenitore del campionatore automatico. Se, in relazione alla necessità di campionare ulteriormente dovuta al prolungarsi dell'evento di sfiaccolamento, il contenitore deve essere sostituito con uno vuoto ciò deve avvenire nell'intervallo di tempo non superiore all'ora. Il contenitore del campione deve comunque essere sostituito per eventi superiori alle 24 ore.
- I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".

E' possibile eseguire l'analisi con strumentazione automatica (il campionamento deve essere anch'esso automatico e rispondente alla caratteristiche del punto b) in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".

## 2.8 Metodi di analisi

Campionamento automatico e campionamento manuale

- Idrocarburi totali e metano ASTM D1945-96, ASTM UOP 539-97 o US EPA Method 18 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d'idrogeno ASTM D1945-96 (o versioni più aggiornate)

Analizzatori automatici

- Idrocarburi totali e metano USEPA Method 25 A o 25 B
- Zolfo ridotto totale ASTM D4468-85 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d'idrogeno ASTM D4084-94 o ASTM UOP 539-97 (o versioni più aggiornate)

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad all'Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

## 3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

### 3.1 Scarichi e prelievi idrici e relative prescrizioni

E' prescritto il monitoraggio in continuo come da tabella seguente:

*Monitoraggio in continuo*

<i>Punto di verifica</i>	<i>Parametri da analizzare</i>
Opera di presa AL1 – Acqua mare di raffreddamento	Flusso
Opera di presa AQ1 acquedotto CUA1	Flusso
Punto di approvvigionamento SIFA 2	Flusso
Punto di approvvigionamento SIFA 3	Flusso
Pozzetto terminale dello scarico SM1	Flusso <sup>6</sup>

<sup>6</sup> Il flusso al punto di scarico SM1 sarà misurato mediante monitoraggio indiretto.

I punti di approvvigionamento idrico da SIFA sono identificati, al fine delle misure di portata addotta, con SIFA 2 (acqua per riuso interno) e SIFA 3 (per produzione di acqua demineralizzata).

Il Gestore dovrà altresì compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Il controllo dell'innalzamento termico indotto allo scarico lagunare dall'acqua mare di raffreddamento impianti è eseguito, con frequenza annuale (nel periodo luglio-agosto), per ottemperare alla normativa.

Con cadenza trimestrale, dovrà essere trasmesso al Magistrato alle Acque quanto segue:

- a) i risultati di tutti i controlli periodici;
- b) ogni variazione riguardante, il ciclo produttivo, di depurazione delle acque, della rete di prelievo e scarico.

I rapporti di prova relativi ai risultati delle analisi dovranno riportare i valori analitici ottenuti nelle singole determinazioni accompagnati dall'incertezza di misura e dal limite di rilevabilità associati ad ogni metodo analitico applicato. L'AC si riserva comunque, di prelevare in qualsiasi momento campioni di reflui dei punti di controllo e sulle opere di presa previste.

Il rispetto dei valori limite non potrà in alcun caso essere conseguito mediante diluizione.

Qualora si dovessero verificare temporanee anomalie nel funzionamento degli impianti di depurazione o incidenti di lavorazione con spandimenti di sostanze inquinanti e/o pericolose nelle acque lagunari la Ditta intestataria della presente autorizzazione è tenuta a darne tempestiva comunicazione anche al Magistrato alle Acque.

La ditta intestataria della presente autorizzazione dovrà dichiarare all'Ente di controllo e al Magistrato alle Acque, nell'ambito del reporting annuale che deve essere trasmesso entro il 30 aprile di ogni anno, come prescritto nel presente piano di Monitoraggio e Controllo, il quantitativo complessivo di reflui scaricati dagli scarichi oggetto della presente autorizzazione e dei consumi idrici (distinti in acqua lagunare, acqua industriale, acqua potabile, acqua per prove antincendio) espresso in m<sup>3</sup>/anno.

Altre indicazioni relative al monitoraggio delle emissioni in acqua:

- Modalità di registrazione dei controlli: Bollettini analitici e database su formato elettronico.
- Reporting del Gestore: Annuale.
- Controllo Ente preposto: Controllo reporting e sopralluogo programmato annuale.

Durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming catalitico (cadenza biennale) si prescrive di procedere al controllo per eventuale presenza di PCDD e PCDF sul refluo chimico (soluzione di lavaggio di NaOH) nel punto di prelievo adatto."

#### 4. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE

Il monitoraggio delle acque sotterranee è già posto in essere dal Gestore nell'ambito degli interventi derivanti dagli adempimenti di legge ex DM 471/99.

Le indicazioni relative al monitoraggio delle acque sotterranee sono indicati nel Piano di monitoraggio e controllo proposto dal Gestore rispetto al quale non vengono poste indicazioni diverse.

In un documento allegato al Reporting che il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Ente di controllo, devono essere indicati i risultati del monitoraggio delle acque sotterranee.

## 5. MONITORAGGIO SERBATOI e pipe-way

In sede di reporting periodico annuale, così come regolamentato dal presente PMC, il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Ente di controllo l'indicazione dei serbatoi che, alla data di trasmissione del report:

- sono già dotati di doppio fondo e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri;
- sono già dotati di guaina sui tubi di sonda e guida e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri.
- sono dotati di vernice termo riflettente e dei serbatoi di stoccaggio di benzina finita per i quali è prevista l'applicazione della vernice termoriflettente (D.Lgs 152 parte V – Titolo I – Allegato VII); Deve essere previsto un programma di manutenzione al fine di assicurare un valore di riflessione non inferiore al 45%. Il programma delle manutenzioni deve essere conservato dal responsabile del terminale e reso disponibile a richiesta delle amministrazioni competenti.
- all'interno dei bacini di contenimento, sono già dotati della canaletta perimetrale di raccolta e convogliamento di eventuali trafilamenti di prodotto e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri;

Il suddetto elenco dovrà essere regolarmente aggiornato anche su eventuali planimetrie.

Sempre in sede di reporting periodico, devono inoltre essere indicate in elenco e in planimetria le *pipe-way* con accoppiamenti flangiati critici (in relazione alla tipologia di flusso e alle condizioni di esercizio) e i dispositivi di contenimento adottati e quelli che dovranno essere adottati nei successivi 2 semestri.

Il Gestore nel report annuale fornisca gli stati di avanzamento delle attività di cui sopra dai quali emergano gli interventi completati e quelli da realizzare/completare.

Inoltre, il Gestore deve predisporre, entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, un programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburi di impianto e del deposito nazionale. Suddetto piano deve prevedere che in ogni semestre sia stata effettuata:

- una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più di cinque anni;  
o in alternativa
- un monitoraggio mediante emissioni acustiche e/o altra tecnologia equivalente dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più delle possibilità di ulteriore esercizio risultante dal monitoraggio e comunque che non sia datata più di cinque anni.

Laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro sei mesi dall'AIA.

Qualsiasi perdita di integrità e qualsivoglia sospetto di possibile perdita di integrità, derivante dall'esecuzione del programma di controllo o da qualsiasi altra osservazione d'impianto, devono essere immediatamente comunicate all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, assieme ad un piano di azione immediata e a un programma di intervento per riparazione.

Laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro sei mesi dall'AIA.

Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate antecedentemente al rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, secondo le regole di validità temporale indicate ai punti precedenti.

In sede di prima autorizzazione, è richiesta la trasmissione del programma e del protocollo di ispezione all'Autorità competente e all'Ente di controllo in occasione del primo reporting periodico. Successivamente, dovranno essere trasmessi eventuali aggiornamenti in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

E' richiesta infine la registrazione dei risultati del programma su database in formato elettronico nonché la comunicazione dei risultati all'Autorità competente e all'Ente di controllo in sede di reporting periodico.

## 6. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA

Il Gestore, al fine di mantenere sotto controllo la rete di convogliamento delle acque oleose di raffineria deve presentare un piano di verifica pluriennale dei tratti di fognatura "oleosa". A tal fine il Gestore presenterà all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 180 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo un piano di ispezione della rete fognaria che deve svilupparsi nel corso dei sei anni di validità del presente piano di monitoraggio e controllo.

La verifica della tenuta dei collettori e degli allacciamenti fognari deve essere realizzata in accordo alla norma **UNI EN 1610 o equivalente**.

L'eventuale esito negativo delle prove idrauliche deve portare, come conseguenza, all'accertamento dei motivi di tale risultato attraverso, per esempio, l'ispezione televisiva delle condotte, anche al fine di rilevare utili informazioni per i successivi interventi di risanamento.

Nel caso di necessità di intervento il Gestore deve attuare i necessari lavori di ripristino delle tubazioni nel più breve tempo tecnicamente possibile.

Il Gestore deve realizzare un data base elettronico con indicati i tratti di fognatura da collaudare, la data di collaudo presunta, le date di inizio e fine della prova di collaudo, l'indicazione del nome della Ditta o il nominativo del personale interno incaricato della prova ed il relativo esito, le date di inizio e fine della ispezione televisiva (eventuale) ed il relativo esito, i lavori nell'evenienza realizzati e/o pianificati ( in quest'ultimo caso con le date presunte di inizio e fine dei lavori) di ripristino funzionale del tratto di fognatura. Il database deve essere conservato dal Gestore per il periodo di validità del presente piano di monitoraggio e controllo ed aggiornato con una cadenza temporale minima di sei mesi, anche al fine di dimostrare all'Ente di controllo la realizzazione del piano di ispezione.

## 7. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Si richiede di effettuare nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della raffineria nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico. Tuttavia, occorrerà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno entro un anno dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale e successivamente ogni 2 anni dall'ultima campagna acustica effettuata.

Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le unità di processo e le sorgenti sonore normalmente in funzione.

Dovrà essere fornita una relazione di impatto acustico in cui si riporteranno le misure di  $L_{eq}$  riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di  $L_{eq}$  orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16/3/1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, in rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte. Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente.

Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Ente di controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel Rapporto annuale.

**Tabella 10 - Metodi di valutazione delle emissioni sonore**

Parametro	Tipo di determinazione	UM	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Punti di monitoraggio	Frequenza	Controllo ente preposto
Livello di emissione	Misure dirette discontinue	dB(A)	allegato b del D.M. 16/03/1998	Al confine aziendale e presso i ricettori, in corrispondenza di una serie di punti ritenuti idonei e comprendenti quelli già considerati, nonché presso ulteriori punti dove si presentino criticità acustiche	Biennale od ogniqualvolta intervengano modifiche che possano influire sulle emissioni acustiche	Controllo reporting annuale
Livello di immissione			Stima			

## 8. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il Gestore deve effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER. Il gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti) e rientro della 4<sup>a</sup> copia firmata dal destinatario per accettazione. Inoltre si deve garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dall'AIA.

Il Gestore deve verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese lo stato di giacenza dei depositi temporanei, ai fini della verifica del rispetto del criterio temporaneo (periodo

massimo di stoccaggio: 3 mesi) e ai fini del mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi secondo le modalità indicate in tabella 11. Devono altresì essere controllate le etichettature.

**Tabella 11: monitoraggio depositi dei rifiuti**

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato depositi	Quantità presente (in m <sup>3</sup> )	Quantità presente (t)	Modalità di registrazione:
						Su formato cartaceo (registri d'impianto) e su database in formato elettronico
<b>Totale</b>						

Inoltre, il gestore deve comunicare all'Autorità Competente per il controllo entro il mese di maggio di ogni anno la quantità di rifiuti prodotti e le percentuali di recupero degli stessi, relativi all'anno precedente (reporting annuale).

I rifiuti prodotti in aggiunta a quelli indicati dal gestore nella domanda di AIA devono essere comunicati all'autorità competente preposta per il controllo nel reporting annuale.

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere adempiute.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel Rapporto annuale.

## 9. MONITORAGGIO ODORI

- Il Gestore deve organizzare un sistema di audit interno volto alla individuazione, in particolare durante i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre, di sorgente di emissione di sostanze odorigene all'interno della raffineria.

Un rapporto in cui siano indicate le sorgenti individuate di sostanze odorigene e le contromisure implementate per il contenimento degli odori deve essere trasmesso annualmente all'Ente di controllo.

Il Gestore per l'espletamento dell'audit può utilizzare un protocollo di monitoraggio sviluppato internamente e inserito all'interno del sistema di gestione ambientale.

Si raccomanda di seguire, per quanto possibile, il protocollo qui suggerito e derivato dalla VDI 3940 "Determination of odorants in ambient air by field inspection" (cfr. Allegato 1).

## 10. IMPIANTO STAP

Le attività di ENI R&M Raffineria di Venezia comprendono anche lo Stabilimento di Produzione Lubrificanti di Porto Marghera per oli lubrificanti e grassi.

### 10.1 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

#### Consumi/Utilizzi di materie prime, prodotti e combustibili

Devono essere registrati almeno i consumi di gasolio, oli base, glicole, additivi, grassi, oli e anticongelanti secondo le modalità riportate nella seguente tabella 12.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

**Tabella 12 - Consumi di materie prime e combustibili**

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gasolio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Oli base	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Glicole	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Additivi	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Grassi	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Oli e anticongelanti	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	

#### Consumo di risorse idriche

Il prelievo di acqua dall'acquedotto comunale VESTA, deve essere tenuto sotto controllo.

Le registrazioni dei consumi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso igienico/sanitario); deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

**Tabella 13 - Consumi idrici**

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata m <sup>3</sup> /mese	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua da acquedotto VESTA	Contatore			Mensile	database in formato elettronico e registro d'impianto



## 10.2 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

### Emissioni convogliate e diffuse

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenza stabilite nella successiva tabella n°14 con un Report annuale.

Nell'impianto STAP sono presenti le seguenti sorgenti di emissioni discontinue (che non concorrono al calcolo della bolla di raffineria):

- Camino 1 da produzione grassi
- Camino 2 da impianto di emergenza
- Camino 3 da produzione del grasso con sapone all'alluminio complesso
- Camino 17 da reparto miscelazione oli
- Camino 18 da reparto miscelazione oli
- Camino 22 da reparto produzione prodotti speciali
- Camino 23 da Centrale Termica

**Tabella 14 - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai Camini dell'impianto STAP non rientranti nel calcolo di Bolla.**

Inquinante/ Parametro	Limiti/ Prescrizioni	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ] CO [mg/Nm <sup>3</sup> ] PTS	-	23 <sup>9</sup>	Annuale	NDIR Opacimetro Paramagnetico
CO <sub>2</sub>			Calcolato	EPA 3C/96
PTS [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Limite come da autorizzazione	3,1,22,17,18	Annuale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
COV	Limite come da autorizzazione	3, 1, 22, 17, 18		

Tutti i punti di emissione sopraelencati devono essere controllati annualmente.

## 10.3 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Le acque circolanti nella rete fognaria STAP sono assimilabili a quelle normalmente circolanti nella rete fognaria della raffineria, previo passaggio in una serie di vasche di decantazione interne al sito

<sup>9</sup> La Centrale termica rientra nella categoria di attività di cui all'art. 269, comma 14, lettera h) del D.Lgs. 152/06 "impianti di combustione connessi alle attività di stoccaggio dei prodotti petroliferi funzionanti per meno di 2200 ore annue, di potenza termica nominale inferiore a 5 MW se alimentati a metano o GPL ed inferiore a 2,5 MW se alimentati a gasolio" e pertanto non è sottoposta ad autorizzazione. La CT STAP è alimentata a gasolio ed ha una potenza termica di 2,1 MW.

Nella Relazione annuale prescritta dal presente PMC il Gestore dovrà confermare il rispetto delle condizioni sopra previste e dovrà dichiarare le ore annue di funzionamento.

STAP. Pertanto fare riferimento a quanto richiesto nel precedente paragrafo sul monitoraggio di emissioni in acqua della raffineria.

#### **10.4 MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE**

Fare riferimento a quanto riportato all'equivalente paragrafo della raffineria.

#### **10.5 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI**

L'impianto STAP ricade all'interno del perimetro del Comune di Venezia ed in base alla zonizzazione acustica risulta localizzato su di un'area di classe acustica VI.

Pertanto si può fare riferimento a quanto richiesto nel precedente paragrafo sul monitoraggio dei livelli sonori della raffineria

#### **10.6 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI**

Per il monitoraggio dei rifiuti dello STAP si può fare riferimento a quanto riportato nell'equivalente paragrafo della raffineria.

#### **10.7 METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI**

In questa sezione sono riassunti tutti i metodi di analisi che sono impiegati nella determinazione dei parametri di controllo. Le metodiche sono derivate, in ordine di importanza ed a parità di prestazioni in termini di qualità, da leggi o manuali ufficiali italiani, europei ed americani e costituiscono la base per la dimostrazione di conformità alle prescrizioni contenute nell'AIA.

##### **Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate**

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e 101,3 kPa. Inoltre, debbono essere normalizzati al 15 % di ossigeno per combustibili gassosi (fuel gas) e al 15 % di ossigeno per combustibili liquidi (fuel oil).

**Tabella 55 - Metodi di analisi in continuo**

<b>Punto di emissione</b>	<b>Inquinante/Parametro fisico</b>	<b>Metodo</b>
	SO <sub>2</sub>	UNI 10393, ISO 7935
	NO <sub>x</sub>	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
La misura di SO <sub>2</sub> ai camini è integrata dalla misura H <sub>2</sub> S nel gas di raffineria.  La misura di H <sub>2</sub> S nel gas acido in ingresso all'unità di recupero zolfo è necessaria per il calcolo del rendimento di desolforazione.	H <sub>2</sub> S	Non esistono metodi normalizzati continui ma solo metodi manuali quali: US EPA Method 11. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare uno strumento che misura in continuo la concentrazione di H <sub>2</sub> S. La specifica procedura per il test di accuratezza relativa è in US EPA "Performance Specification 7" (PS 7)
	Polveri	UNI EN 13284-2, EN 13284-2, ISO 10155
	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
		vedi Tabella
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Flusso	ISO 14164
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.

### Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati, nonché, in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo, saranno i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive ed infine sono anche i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

**Norma UNI EN 10169:2001** - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot.

**Norma UNI EN 13284-1:2003** - Misura di particolato a basse concentrazioni ( $<50 \text{ mg/Nm}^3$ ).

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come  $\text{SO}_2$  e  $\text{NO}_2$ . Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

**Norma UNI EN 14791:2006** per  $\text{SO}_2$ .

**Norma UNI EN 14792:2006** per  $\text{NO}_x$ .

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di composti inorganici del cloro e del fluoro sotto forma di gas e vapore espressi rispettivamente come  $\text{HCl}$  e  $\text{HF}$ . Allegato 2 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

**Norme UNI EN 1911-1:2000, 1911-2:2000, 1911-3:2000** per la determinazione manuale del  $\text{HCl}$ .

**Norma UNI EN 14789:2006** per  $\text{O}_2$  in flussi gassosi convogliati.

**Norma UNI EN 14790:2006** per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

**Norma UNI EN 15058:2006** per  $\text{CO}$  in flussi gassosi convogliati.

**Norma UNI EN 14385:2004** per metalli V in flussi gassosi convogliati.

**Norma UNI EN 13649** per l'analisi dei VOC

**Norma US EPA method 29** per la determinazione del Ni totale in flussi gassosi convogliati.

**Norma US EPA method 11** per la determinazione del  $\text{H}_2\text{S}$  nel gas di raffineria.

**Norma US EPA method 15** per la determinazione di composti ridotti dello zolfo ( $\text{CS}_2$ ,  $\text{COS}$ , e  $\text{H}_2\text{S}$ ) nei gas uscenti dal sistema di recupero dello zolfo.

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo "Piano di monitoraggio e controllo" purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione intralaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

### **Metodi di analisi/misurazione del Gas di Raffineria (fuel gas)**

Per la determinazione dei flussi di gas di raffineria, nei diversi forni, si raccomanda l'uso di strumentazione rispondente alle norme sotto indicate, in quanto, appropriati ai requisiti di qualità necessari all'uso dei dati.

**Norma ASME MFC-7M-1987** (Reaffirmed 1992), Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles o **Norma ASME MFC-4M-1986** (Reaffirmed 1990), Measurement of Gas Flow by Turbine Meters. I metodi sono equivalenti nella valutazione del flusso di gas alimentato e possono essere utilizzati indifferentemente.

**Norma ASTM D1946-90**, Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography. Non esiste un metodo, con qualità accertata, per la determinazione della composizione del gas di raffineria tuttavia la norma in questione è utilizzata per la quantificazione di gas con composizione simile a quella che è possibile ipotizzare per il gas prodotto dalla raffineria.

### **Metodi di analisi elementare del BTZ**

**Norma ASTM D5291-92**, Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants.

**Norma ASTM D129-91**, Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General Bomb Method).

### **Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali**

L'utilizzo di fattori d'emissione per il controllo di conformità è applicabile solo se verificati localmente, cioè se i fattori sono stati valutati nelle condizioni di marcia ordinarie dell'impianto a cui si riferiscono. A questo fine si ricorda che i fattori d'emissione normalmente reperibili in letteratura fanno riferimento all'intera categoria di impianti e quindi sono valori medi rappresentanti installazioni con diversa vita, livello di manutenzione ed intensità di utilizzo. Tuttavia, è anche vero che sono metodi di esame con un basso costo di implementazione ed una sufficiente efficacia predittiva, se adeguatamente modellati sull'impianto specifico.

### **Calcolo concentrazione SO<sub>2</sub>**

L'anidride solforosa ( $\Phi_{SO_2}$ ) in kg/h può essere determinata conoscendo i valori di flusso di combustibile ( $Q_f$ ) in kg/h, concentrazione dell'inquinante nel combustibile in g/g di combustibile ( $C_x$ ), peso molecolare del contaminante emesso ( $PM_e$ ) in g/g-mole e peso molecolare dell'inquinante nel combustibile ( $PM_c$ ) in g/g-mole:

$$\Phi_{SO_2} = Q_f * C_x * (PM_e / PM_c)$$

Nel caso dei forni la portata è calcolata dal flusso misurato di gas di raffineria che è prima normalizzato alle condizioni di temperatura e pressione normali ( $F_{gas}$ )  $Nm^3/h$ , poi è moltiplicato per la densità  $\rho_{gas}$  in  $kg/Nm^3$ ; quest'ultima calcolata dalla relazione:

$$\rho_{gas} = P * PM_{medio} / R * T$$

Dove: P è la pressione di 1 atm;  $PM_{medio}$  è il peso di un volume di miscela gassosa pari a  $22,414 m^3$ , calcolato dai dati di composizione del gas; R è la costante dei gas in  $m^3 atm/^\circ K mole$  e T è la temperatura di  $273,15 ^\circ K$ .

$$Q_{f gas} = F_{gas} * \rho_{gas}$$

La concentrazione ( $C_{SO_2}$ ) in  $mg/Nm^3$  è determinata dividendo il fattore di emissione per il flusso di gas combusti ( $Q_{gas combusti}$ ) in  $Nm^3/h$ , normalizzati al 3% di eccesso d'ossigeno, moltiplicato per 1000000 per il passaggio da kg a mg:

$$C_{SO_2} = (\Phi_{SO_2} / Q_{gas combusti}) * 1000000$$

Il flusso di gas combusti è calcolato dalla composizione del gas immaginando una combustione totale a  $CO_2$ ,  $H_2O$  e  $SO_2$ . Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

Nel caso del BTZ il flusso di gas combusti è calcolato dalla composizione elementare del combustibile ed ipotizzando una conversione totale a  $CO_2$ ,  $H_2O$  e  $SO_2$ . Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

### Determinazione fattore emissione $NO_x$ e controllo del CO

Il metodo fissa la procedura che deve essere usata nella valutazione di conformità con l'uso del fattore d'emissione locale.

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

- i. Determinazione delle concentrazioni di  $NO_x$  e CO al variare, nell'intervallo di normale utilizzo del forno, del flusso di combustibile per cui si richiede la valutazione del fattore di emissione;
- ii. Valutazione della concentrazione minima e massima dell'ossigeno e del flusso di combustibile nelle condizioni operative richieste (si sottolinea come il minimo di  $O_2$  a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di  $O_2$  ad alti flussi, e lo stesso è vero ai massimi flussi)
- iii. Determinazione del più alto fattore d'emissione (inferiore comunque al limite) in  $mg/Nm^3$  del  $NO_x$  nell'intervallo di flusso del combustibile desiderato e mentre si mantiene la concentrazione del CO al disotto del limite imposto (questa procedura consente di sfruttare la relazione inversa tra il controllo delle emissioni di  $NO_x$  e CO, cioè se il fattore d'emissione del  $NO_x$ , per le condizioni operative impiegate, è tale da rappresentare un CO sotto il limite, lavorando sempre in tali condizioni operative si è ragionevolmente sicuri di rispettare il limite per il monossido di carbonio);

- iv. Riportare i dati di flusso di combustibile e concentrazione di  $O_2$  su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.
- v. Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile;
- vi. Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario;
- vii. La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno;
- viii. Se la verifica misura concentrazioni per  $NO_x$  e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

### **Determinazione rendimento di desolforazione**

Il rendimento di desolforazione è calcolato dai dati di monitoraggio delle quantità di zolfo entrante ed uscente dall'unità di recupero dello zolfo.

I dati necessari sono la concentrazione di idrogeno solforato in ingresso al treno di conversione Claus, la portata in ingresso, la concentrazione di biossido di zolfo all'uscita dell'ossidatore termico e la portata dei fumi.

Le grandezze in questione sono misurate con metodi strumentali continui (qualora non ancora operativi da predisporre entro 18 mesi) e il rendimento  $\eta$  è calcolato come media giornaliera dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità.

I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di  $H_2S$ .

I kg di zolfo in entrata ( $P_{Sin}$ ) sono calcolati dalla formula:

$$P_{Sin} = V_{in} * (C_{H_2S} / 1000000) * PM_S / PM_{H_2S}$$

Dove  $V_{in}$  è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore.  $C_{H_2S}$  è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in  $mg/Nm^3$ .  $PM_S$  e  $PM_{H_2S}$  sono i pesi molecolari di S e  $H_2S$  in g/g-mole.

I kg di zolfo uscenti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas di combustione al camino, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di  $SO_2$ .

I kg di zolfo in uscita ( $P_{Sout}$ ) sono calcolati dalla formula:

$$P_{Sout} = V_{out} * (C_{SO_2} / 1000000) * PM_S / PM_{SO_2}$$

Dove  $V_{out}$  è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore.  $C_{SO_2}$  è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in  $mg/Nm^3$ .  $PM_S$  e  $PM_{SO_2}$  sono i pesi molecolari di S e  $SO_2$  in g/g-mole.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

$$\eta = 100 (1 - P_{Sout} / P_{Sin})$$

### **Efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico**

In considerazione del fatto che l'efficienza di recupero è funzione della massa è necessario determinare anche il flusso in un punto, in ingresso o in uscita, dal dispositivo. Ciò è dovuto al fatto che il sistema di assorbimento è nei fatti un sistema batch in cui la capacità di assorbimento decresce nel tempo con la saturazione del materiale assorbente (l'efficienza viene ristabilita dalla rigenerazione/sostituzione). Inoltre, in condizioni di bassa concentrazione dei VOC in ingresso la concentrazione in uscita sarà difficilmente tale da raggiungere il livello medio di rimozione. Quindi l'efficienza di rimozione deve essere necessariamente mediata su un intervallo di tempo adeguato. Se il flusso di effluente da trattare dall'assorbitore varia in modo significativo durante le fasi di carico, l'efficienza valutata solo sulle concentrazioni sarebbe soggetta a errore sistematico. L'efficienza di abbattimento deve essere determinata valutando i flussi di massa in ingresso ed uscita mediati su un intervallo di tempo pari a un'ora.

Per dimostrare la conformità con le prescrizioni di autorizzazione il gestore deve valutare l'efficienza del dispositivo di abbattimento e la concentrazione di uscita.

Nel caso di efficienza di abbattimento che subisca una escursione significativa (cioè tale da portare costantemente alla misura di un valore di efficienza al disotto del livello minimo del 95%) il gestore deve sottoporre a riattivazione/sostituzione il carbone attivo. Il gestore deve, comunque, sottoporre a ispezione visiva il dispositivo di assorbimento dei vapori con la cadenza di una volta all'anno.

Si consiglia l'uso del seguente metodo strumentale di analisi dei VOC UNI EN 13526 ed il metodo ISO 14164 per il flusso.

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti e un protocollo diverso da quanto proposto, purché gli uni siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa e dell'altro sia data dimostrazione di pari efficacia di valutazione.

Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza all'Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

### Metodi analisi acque reflue

La metodiche d'analisi selezionate saranno eseguite internamente alla raffineria, con il supporto del proprio laboratorio. Considerando che il laboratorio non è accreditato sono stati individuati i metodi di analisi e le procedure di qualità che dovranno essere eseguite perché i dati siano di caratteristiche adeguate all'uso. Si precisa che molti dei metodi indicati contengono le procedure di QC nella metodica stessa, mentre nei casi non specificati sarà cura del laboratorio fornire, insieme ai dati di monitoraggio, gli indicatori di qualità utilizzati e valutati.

### Misure continue

Nella seguente tabella sono riportate le metodiche per le misure in continuo, che sono considerate nella valutazione di conformità dell'impianto. Si consiglia, altresì, di seguire la norma ASTM D3864-06 "Standard guide for continual on-line monitorino system water analysis" per la selezione della strumentazione di analisi e campionamento automatico e per il corretto posizionamento sul canale di scarico.

Nel caso non venga seguita la norma indicata si richiede di spiegare la procedura di installazione/selezione della strumentazione.

La taratura degli strumenti continui deve essere fatta rispettando le specifiche del costruttore, comunque, la frequenza non deve essere inferiore a quadrimestrale.

**Tabella 16 - Metodi di analisi in continuo delle acque reflue**

Scarico	Inquinante/parametro	Metodo
001	pH	ASTM D6569-05 - Standard method for on-line measurement of pH
	Flusso	ASTM D 5389-93 (2002) – Standard test method for open-channel flow measurement by acoustic velocity meter system, ISO 6416 – Liquid flow measurement in open channel measurement of discharge by the ultrasonic (acoustic) method.
	Temperatura	Devono essere rispettate le caratteristiche indicate in Tabella

**Misure di laboratorio**

Come specificato in premessa il laboratorio non ha la certificazione per i metodi di prova precisati dalle due tabelle seguenti. Tuttavia, la specificazione del metodo d'analisi e la richiesta di fornire con i dati di monitoraggio gli indicatori di qualità dei dati consente di valutare la coerenza dei risultati agli obiettivi di controllo.

**Tabella 17 - Metodi di analisi delle acque reflue**

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD <sub>5</sub>	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT – IRSA 5100 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, SM 5220 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cromo VI	US EPA Method 7196, Metodo APAT-IRSA 3150 C1	Il metodo usa difenilcarboidrazide per formare un complesso colorato con il Cr (VI) che è misurato spettrofotometricamente a 520 nm.
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2 , S.M. 4500 - NH <sub>3</sub> , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Fenoli	US EPA Method 604	Metodo gascromatografico per la determinazione di 11 fenoli con rivelatore a ionizzazione di fiamma .



Inquinante	Metodo	Principio del metodo
		Un litro di acqua è estratto con cloruro di metilene, disidratato con 2-propanolo e ridotto a 10 ml di volume prima dell'iniezione al cromatografo.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 – CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	

## Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee

Tabella 18 - Metodi di analisi delle acque sotterranee

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
As	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO <sub>3</sub> /H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , riduzione ad As <sup>(+3)</sup> con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Cd	US EPA Method 213.2.; Metodo APAT-IRSA 3120 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ni	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Hg	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
V	US EPA Method 286.2, Metodo	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
	APAT-IRSA 3310 A	fornetto di grafite.
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2 , S.M. 4500 - NH <sub>3</sub> , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico, in funzione della concentrazione di ammoniaca.
MTBE	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 – CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500- H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. La sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B o Metodo APAT-IRSA 2100.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	La misura deve essere eseguita nel piezometro
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm <sup>-1</sup> è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.

### Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16/3/1998. Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura adeguati.

## 11 ATTIVITA' DI QA/QC

L'affidabilità e la correttezza dei programmi di campionamento ed analisi rappresentano direttamente la bontà del programma di QA/QC che è implementato.

Per consentire la difendibilità del dato tutti i metodi di prova impiegati sono stati concordati con l'Autorità di Controllo, la strumentazione utilizzata è quella indicata dalle metodiche, le procedure di manutenzione sono quelle specificate dal costruttore della strumentazione, gli standard utilizzati per le tarature sono riferibili a standard primari ed è stata predisposta una catena di custodia dei campioni.

### Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)

Il Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini deve essere conforme alla Norma UNI EN 14181:2005 - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente.

**Tabella 19 - Caratteristiche strumentazione per misura in continuo di temperatura e pressione**

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	$< \pm 2\%$	$< \pm 2\%$
Sensibilità a interferenze	$< \pm 4\%$	$< \pm 4\%$
Shift dello zero dovuto a cambio di $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $\Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ )	$< 3\%$	$< 3\%$
Shift dello span dovuto a cambio di $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $\Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ )	$< 3\%$	$< 3\%$
Tempo di risposta (secondi)	$< 10\text{ s}$	$< 10\text{ s}$
Limite di rilevabilità	$< 2\%$	$< 2\%$
Disponibilità dei dati	$> 95\%$	
Deriva dello zero (per settimana)	$< 2\%$	
Deriva dello span (per settimana)	$< 4\%$	

### Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano mantenute con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di

conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma del tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

### Analisi delle acque in laboratorio

Il laboratorio effettuerà secondo le Tabelle 20, 21 e 22 i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

**Tabella 20 - Controlli di qualità**

<b>ANALITI INORGANICI</b>	
<b>Misura di controllo</b>	<b>Frequenza</b>
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi ; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

**Tabella 21 - Controlli di qualità**

<b>METALLI</b>	
<b>Misura di controllo</b>	<b>Frequenza</b>
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

**Tabella 22 - Controlli di qualità**

<b>ANALITI ORGANICI</b>	
<b>Misura di controllo</b>	<b>Frequenza</b>
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

### Campionamenti

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano sottoposte a manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

## 12 RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO

### Attività a carico del Gestore

Il Gestore esegue tutte le attività descritte nel presente Piano; è prevista la possibilità di subappalto a società terze.

Le attività per cui è necessario l'intervento di società terze sono identificate nell'ambito delle procedure del SGA.

### Attività a carico dell'Ente di Controllo

Nell'ambito delle attività di controllo previste dal presente Piano e, pertanto, nell'ambito temporale di validità dell'autorizzazione integrata ambientale di cui il presente Piano è parte integrante, l'Ente di controllo svolge le seguenti attività.

Tipologia di intervento	Frequenza	Componente ambientale interessata e numero di interventi	Totale interventi nel periodo di validità del piano
Monitoraggio adeguamenti	Biennale	Verifica di avanzamento piano adeguamento impianto	8
Visita di controllo in	Biennale	Tutte	8

<b>Tipologia di intervento</b>	<b>Frequenza</b>	<b>Componente ambientale interessata e numero di interventi</b>	<b>Totale interventi nel periodo di validità del piano</b>
esercizio			
Verifica Audit energetico	Biennale	Uso efficiente dell'energia	8
Verifica Misure di rumore	Biennale	Misure di rumore al perimetro e/o presso i ricettori	8
Campionamento ed analisi Emissioni in atmosfera, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in aria di cui alla tabella 4	16
Campionamento ed analisi scarichi idrici, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tab. 6 e 7	16
Campionamento ed analisi acque sotterranee, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tabelle 8	16
Campionamento ed analisi rifiuti, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di rifiuti di cui alla tabella 11	16

## REPORTING

### 13 Comunicazione dei risultati del Piano di Monitoraggio e Controllo

#### Definizioni

**Limite di quantificazione** è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di  $n$  (si consiglia un  $n$  maggiore o uguale a 7) misure replicate dei bianchi tale da essere rivelati (bianco fortificato con concentrazione tra 3 e 5 volte il limite di rilevabilità stimato), più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione: i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguali a zero nel caso di medie per misure continue.

**Media oraria** è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue.

**Media giornaliera** è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

**Media mensile** è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue).

**Media annuale**, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o puntuali (nel caso di misure non continue).

**Densità per petrolio greggio e prodotti liquidi petroliferi**: è il valore ottenuto per mezzo di misura secondo la metodologia ASTM D1298 ( o EN ISO 3675) e campionamento secondo la norma ISO 3171( campionamento in linea ) o ISO 3170 (campionamento manuale serbatoi). La densità viene utilizzata per riportare le emissioni specifiche (riferite al peso di petrolio greggio o prodotti petroliferi).

**Flusso medio giornaliero**, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore.

Nei casi di flussi ai camini dei forni e delle caldaie è la misura virtuale calcolata con l'algoritmo di combustione, a partire dai dati di flusso (volume) giornaliero e composizione misurate del combustibile ed eccesso di ossigeno misurato.

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

**Flusso medio mensile**, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

**Flusso medio annuale**, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.

**Megawattora generato mese**. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall' unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

**Rendimento elettrico medio effettivo**. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull' energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso calcolo, o per misura diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

**Carico termico giornaliero dei forni e caldaie** è la misura virtuale derivata dalle quantità misurate e registrate di combustibile utilizzato giornalmente per il suo potere calorifico misurato in joule.

**Frequenza di carico termico dei forni e caldaie** è la distribuzione su base giornaliera dei carichi termici per ogni forno valutata per il periodo di un anno e raggruppando i carichi entro differenze di 500 megajoule.

**Media annuale delle misure semestrali ai camini**, è il valore medio validato, calcolato come media di almeno due misure semestrali del valore medio di tre repliche. Le campagne semestrali devono essere realizzate in condizioni di esercizio delle unità corrispondenti alla frequenza più alta della capacità di carico termico dei forni. Qualora tra due classi di distribuzione dei carichi termici ci fosse una differenza inferiore al 15% è considerata frequenza più alta quella corrispondente ai carichi più elevati (condizione conservativa).

**Stima delle quantità di VOC emesse.** Le tonnellate di VOC emesse dall'impianto sono calcolate con le formule riportate in appendice A.

**Audit interno di rilevamento odori** è la procedura di rilevamento degli odori implementata dalla Società, su base volontaria, che risulta nella accertamento della presenza di odori associata alle operazioni di raffinazione. La procedura consiste nell'individuazione delle unità entro i cui confini si percepisce un odore, la sorgente può essere sia interna sia esterna alla raffineria, per periodi di tempo superiori alla giornata lavorativa di otto ore. I capo turno delle diverse unità dell'impianto, riportano in una scheda apposita le valutazioni delle possibili cause. Le schede sono raccolte settimanalmente e valutate dal responsabile ambientale dell'impianto che, se riscontra una persistenza estesa all'intera settimana, attiva un team di personale esperto con il compito di individuare la causa e, se interna, proporre le soluzioni.

**Numero di cifre significative**, il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- Se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1)
- Se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0)
- Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0)

**Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di *media* costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.**

Le sopraccitate definizioni sono sempre valide tranne nei casi definiti, con apposite note, nel testo dei successivi capitoli.

## Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto in Autorizzazione.

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contentive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.



## Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del report annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il gestore deve dare comunicazione preventiva ad APAT della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

## Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti i dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità competente.

## Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (oggi ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nel anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono indicati nei capitoli successivi.

## Dichiarazione di conformità all'AIA

- Il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale.
- Il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità.
- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

## Reporting in situazioni di emergenza

La società deve effettuare il reporting nelle ventiquattro ore successive alla prima notifica<sup>10</sup> di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo<sup>11</sup> rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

- **Tipo di rapporto** (iniziale o finale);
- **Nome del gestore e della società che controlla l'impianto;**
- **Collocazione territoriale** (indirizzo o collocazione geografica);
- **Nome dell'impianto e unità di processo sorgente emissione in situazione di emergenza;**
- **Punto di emissione** (nome con cui il personale che lavora sul sito identifica il luogo);
- **Tipo di evento/superamento del limite;**
- **Data e tempo;** oltre alla data ed all'ora in cui l'accadimento è stato scoperto sarebbe utile avere una stima del tempo intercorso tra il manifestarsi della non conformità e l'accadimento dell'evento (incidentale o superamento del limite);
- **Durata dell'evento;**
- **Lista di composti rilasciati;**
- **Limiti di emissione autorizzati;**
- **Stima della quantità emessa** (viene riportata la quantità totale in **kg** (chilogrammi) delle sostanze emesse. La stima sarà imperniata, nel caso di superamenti del limite, sui dati di monitoraggio; nel caso di incidente con rilascio di sostanze su misure di volumi e/o pesi di sostanze contenute in serbatoi, reattori eccetera prima e dopo la fuoriuscita. In tutti i casi la richiesta è di utilizzare una metodologia di stima affidabile e documentabile. La metodologia può essere diversa tra il rapporto iniziale e finale, purché vengano fornite le motivazioni tecniche a supporto della variazione.)
- **Cause** (L'esposizione dovrà essere la più precisa ed accurata possibile nella descrizione delle cause che hanno condotto al rilascio);
- **Azioni intraprese o che saranno prese per il contenimento e/o cessazione dell'emissione** (decisioni prese per riportare sotto controllo la situazione di emergenza e le iniziative ultimate per ricondurre in sicurezza l'impianto. Sarà altresì possibile riferirsi a piani in possesso dell'amministrazione pubblica citando la documentazione di riferimento e l'ufficio dove poterla reperire);
- **Descrizione dei metodi usati per determinare le quantità emesse** (indicare le procedure utilizzate per il calcolo dell'emissione. Se necessario, sarà possibile riferirsi a documentazione esterna, purché venga successivamente fornita o sia già disponibile negli archivi dell'amministrazione);
- **Generalità e numero di telefono della persona che ha compilato il rapporto;**
- **Autorità con competenza sull'incidente a cui è stata fatta notifica,** la casella di testo dovrà riportare l'elenco delle autorità (se ce ne sono) che sono state o che saranno successivamente avvertite dell'accadimento.

## Reporting annuale RAFFINERIA

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

<sup>10</sup> La notifica dell'accadimento deve essere fatta immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile, con l'utilizzo del numero telefonico messo a disposizione dall'Autorità di Controllo

<sup>11</sup> Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.

**Nome dell'impianto**, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto.

**Nome del gestore e della società che controlla l'impianto:**

**Emissioni per l'intero impianto: ARIA**

**Tonnellate emesse per anno** di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri

**Concentrazione media mensile** in mg/Nm<sup>3</sup> di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri

**Emissione specifica annuale dei forni<sup>b</sup>**, per Gj di energia utilizzata di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri (in g/Gj)

**Emissione specifica annuale per tonnellata di greggio trattato** di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri (in g/ton greggio)

**Stima delle tonnellate di VOC emesse per semestre**

**Immissioni dovute per l'intero impianto: ARIA**

- Andamento delle concentrazioni degli inquinanti e dei parametri meteorologici rilevati dalle stazioni di monitoraggio (in continuo o tramite campagne), compreso il calcolo degli indicatori fissati dalla normativa e l'efficienza della strumentazione. Il report dovrà riportare anche la sintesi su base annuale.

**Emissioni per l'intero impianto: ACQUA**

**Chilogrammi emessi per mese** di BOD<sub>5</sub>, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup><sup>a</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX<sup>a</sup> e Fenoli (per gli inquinanti da Cr<sub>tot</sub> a Fenoli utilizzare la notazione scientifica 10<sup>-x</sup>)

**Concentrazioni medie mensili**, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup><sup>a</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX<sup>a</sup> e Fenoli in mg/litro

**Concentrazione massima giornaliera registrata nel mese**, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro

**Concentrazione minima giornaliera registrata nel mese**, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro

**Emissione specifica semestrale** di BOD<sub>5</sub>, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup><sup>a</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX e Fenoli per m<sup>3</sup> di refluo trattato (in g/ m<sup>3</sup>)

**Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI**

**Tonnellate di rifiuti prodotte per anno**

**Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno**

**Produzione specifica di rifiuti pericolosi** in kg/ton di greggio

<sup>a</sup> La media in questi casi corrisponde ai singoli valori delle misure trimestrali.

<sup>b</sup> Non sono da considerare nel calcolo le emissioni dal "CO boiler" e dalle caldaie (sono valutate singolarmente)

**Tonnellate di rifiuti smaltite internamente alla raffineria** suddivise in pericolosi e non pericolosi

**Indice di recupero rifiuti annuo %**= Rapporto tra quantitativo rifiuti inviato a recupero (t) e quantitativo totale rifiuti prodotti dalla raffineria (t)

**Emissioni per l'intero impianto: RUMORE**

**Risultanze delle campagne di misure al perimetro** suddivise in:

Misure diurne

Misure notturne

**Programma LDAR**

**Percentuale di controlli** eseguiti rispetto al numero di componenti da controllare su base annuale

**Percentuale di componenti che rilasciano VOC** sul totale dei controlli eseguiti nel semestre

**Programma per il contenimento degli odori**

**Bilancio annuale** dell'audit interno di rilevazione odori , cioè numero di casi verificatisi e, per ogni caso, giudizio qualitativo sull'intensità dell'odore riscontrata dal team di esperti.

**Numero di iniziative intraprese nell'anno** per il contenimento degli odori

**Consumi specifici per tonnellata di petrolio**

**Acqua pozzo** ( $\text{m}^3/\text{ton}$ ), **gas naturale** ( $\text{Nm}^3/\text{ton}$ ), **virgin naphta** ( $\text{kg}/\text{ton}$ ), **fuel gas** ( $\text{Nm}^3/\text{ton}$ ), **fuel oil** ( $\text{kg}/\text{ton}$ ) ed **energia elettrica** ( $\text{kwh}/\text{ton}$ )

**Caldaie**

**Nome unità di processo**, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

**Emissioni: ARIA**

**Tonnellate emesse per anno** di  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , CO, polveri, Ni e V (per gli inquinanti Ni e V utilizzare la notazione scientifica  $10^{-x}$ )

**Emissione specifica annuale per Gj di energia utilizzata** di  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , CO, Ni, V e polveri (in  $\text{g}/\text{Gj}$ )

**Torce**

**Nome unità di processo**, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

**Emissioni: ARIA**

**N° di ore di funzionamento in emergenza**, per ognuna delle torce su base semestrale

**Volumi di materiali bruciati in emergenza**, per ognuna delle torce su base mensile

**Flussi di materiali misurati giornalmente** ( $\text{Nm}^3/\text{giorno}$ ) e **quantità** ( $\text{kg}/\text{giorno}$ ) fino a completare il mese e riportati in forma grafica. ( asse x: giorni, asse y: sinistro flussi misurati, asse y destro :quantità)

## Unità recupero zolfo

**Nome unità di processo**, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

### **Emissioni: ARIA**

**N° di ore di effettivo funzionamento anno**

**Rendimento medio mensile di desolforazione**

**Produzione specifica di zolfo**

**Grammi di zolfo<sup>b</sup> prodotto per tonnellata di petrolio, valutati su base mensile**

### **Emissioni: RIFIUTI**

**Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per semestre**

## **Centrale Termoelettrica (COGE)**

**Nome unità di processo**, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

### **Emissioni: ARIA**

**N° di ore di normale funzionamento;**

**N° di avvii e spegnimenti anno differenziando per tipologia (caldo/tiepido/freddo);**

**Durata (numero di ore) dei transitori per tipologia (caldo/tiepido/freddo)**

**Valore del Minimo Tecnico;**

## **Gestione e presentazione dei dati**

Il gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di controllo.

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del PMC. Ad esempio si ricorda che il Gestore deve predisporre un piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale. Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve

<sup>b</sup> La quantità di zolfo è data dal peso di zolfo fabbricato nel mese ed è divisa per il numero di tonnellate di greggio lavorate nello stesso periodo.

## ALLEGATO 1

### Protocollo Odore "sniff-testing"

Questo protocollo è suggerito come metodo "interno" per la determinazione degli odori per assicurare, pur con un approccio semplificato alla problematica, coerenza tecnica alla valutazione. Questa procedura è un test rapido di valutazione soggettiva istantanea della presenza, intensità e caratteristiche dell'odore rilevabile sia internamente all'installazione industriale, sia ai confini, sia in zone circostanti l'impianto.

La valutazione è finalizzata a:

- costruire un quadro di riferimento sulle sorgenti principali, attraverso una analisi ripetuta nel tempo;
- costituire un elemento di supporto alla dimostrazione di conformità rispetto all'impatto odorigeno dell'impianto;
- come mezzo di investigazione nel caso di reclami della popolazione.

Un archivio delle condizioni meteorologiche che si hanno durante le prove insieme con la registrazione delle attività costituiranno parte del report di audit.

### Condizioni generali

Il Gestore nella stesura della procedura del sistema di gestione ambientale deve avere considerato i seguenti punti:

- La frequenza della valutazione deve essere stabilita in base al potenziale di emissione delle sorgenti presenti nell'impianto, degli eventuali obblighi stabiliti nell'AIA e del numero di reclami.
- Deve essere considerata la sensibilità olfattiva delle persone coinvolte nella misura in campo. Se ritenuto necessario si può riferirsi alle tecniche dell'olfattometria dinamica per la selezione del personale coinvolto. Ovviamente, persone con senso dell'olfatto poco sviluppato non possono essere utilizzate al fine del presente protocollo. E', altresì, importante che persone sottoposte a continuo contatto con sostanze odorose non siano utilizzate, in quanto, gravate da fatica olfattiva. E' infine necessario che chi realizza le valutazioni non sia sottoposto anche esso ad uno sforzo olfattivo prolungato.
- Per migliorare la qualità dei risultati è opportuno che i test siano eseguiti da minimo due persone che devono svolgere l'attività in modo indipendente.
- Le persone coinvolte nei test dovrebbero, nei giorni di misura, evitare l'uso di cibi con intensi odori (esempio: caffè), da almeno un'ora prima di iniziare la procedura; non dovrebbero essere utilizzati, anche, profumi personali e/o deodoranti per automobili (se gli spostamenti sono realizzato in macchina) intensi.
- Personale con raffreddore, sinusite, mal di gola dovrebbero astenersi da eseguire il test. In tali casi deve essere ripianificata l'attività di audit giornaliera.
- La salute e la sicurezza delle persone coinvolte deve essere sempre garantita. Serbatoi o container di cui non si conosce il contenuto o il cui contenuto può essere pericoloso perché possono rilasciare sostanze tossiche per inalazione non dovrebbero mai essere sottoposti a valutazione. In tutti i casi dubbi si deve valutare la scheda tecnica di sicurezza delle sostanze di cui si sospetta la presenza.

### Punto di valutazione

Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità odorigena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare che l'odore è ben percepibile sotto vento e si propaga verso l'impianto. Dovrebbe, altresì, essere

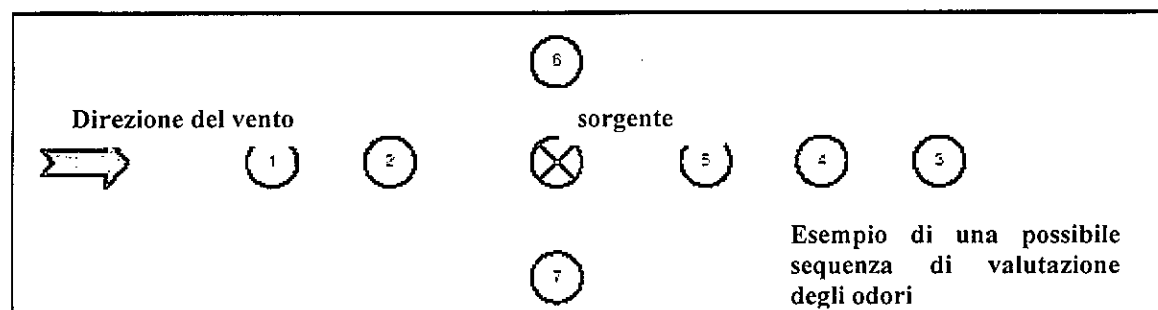
considerato che le caratteristiche e l'intensità dell'odore possono cambiare con la distanza dalla sorgente; ciò è dovuto a diluizione e/o reazione delle sostanze responsabili dell'odore.

Per la scelta del punto di "analisi" si devono considerare i seguenti fattori:

- condizioni imposte dall'autorizzazione relative ai confini e alla presenza di recettori sensibili (popolazione),
- reclami,
- prossimità ad edifici di civile abitazione,
- direzione del vento e condizioni meteo in cui si realizza il test.

Una valutazione può essere realizzata anche camminando lungo un percorso che è stabilito considerando sia i quattro punti su esposti sia, se non è possibile, seguendo i confini di un percorso obbligato (si veda esempio in figura 1). Come ulteriore alternativa i punti di analisi possono essere fissati per valutare il cambiamento nel tempo della sorgente o l'influenza delle condizioni meteorologiche locali. In quest'ultimo caso si possono individuare le cosiddette condizioni di "caso peggiore".

Fig. 1 - Esempio di selezione dei punti di analisi



#### Dati da valutare e registrare

I parametri che costituiscono gli elementi della valutazione dell'odore sono:

- rilevabilità /intensità
- estensione e persistenza
- sensibilità del luogo dove è stata fatta la valutazione in relazione alla presenza di recettori
- fastidio.

Insieme ai parametri suddetti deve essere cercata, eventualmente, la presenza di attività esterne che possono influenzare la valutazione (esempio attività agricole).

Le categorie di intensità sono:

- odore non percepibile
- odore debole ( a malapena percepibile, necessita di rimanere in modo prolungato sul posto e di compiere una intensa inalazione con la faccia rivolta nella direzione del vento)
- odore moderato (odore percepibile facilmente mentre si cammina e respira normalmente)
- odore forte
- molto forte (odore che può causare nausea).

Le categorie di estensione e persistenza sono:

- locale e temporaneo (percepibile solo nell'impianto o ai suoi confini, durante brevi periodi di tempo in cui si hanno calme o folate di vento)
- temporaneo come al punto precedente, ma percepibile anche al di fuori dell'impianto
- persistente ma localizzato
- persistente e pervadente fino ad una distanza di 50 metri dall'impianto
- persistente e diffuso a distanza superiore a 50 metri dall'impianto.

Le categorie di sensibilità del luogo dove l'odore è individuato (ovviamente l'intensità deve essere almeno rilevabile, altrimenti il valore è zero):

- remoto (assenza di abitazioni civili, insediamenti commerciali/industriali o aree pubbliche all'interno di un'area di 500 metri da dove si percepisce l'odore);
- bassa sensibilità (assenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore)
- sensibilità moderata (presenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore)
- sensibilità alta (presenza di abitazioni civili all'interno dell'area dove si percepisce l'odore)
- extra sensibilità (reclami dei residenti all'interno dell'area dove si percepisce l'odore)

### Fastidio

La valutazione del fastidio dell'odore è necessariamente basata sulla risposta olfattiva soggettiva dell'osservatore. La determinazione del fastidio, oltre che dall'intensità dell'odore dipende anche da: tipo, frequenza, esposizione e persistenza.

La determinazione se l'odore è caratterizzato da fastidio dovrebbe essere fatta solo se l'episodio di esposizione all'odore nel luogo è stato valutato come frequente e persistente. Il personale preposto ad esprimere il giudizio di fastidio sarà sottoposto all'odore per il solo tempo della determinazione, mentre i recettori locali possono essere esposti al fastidio in modo prolungato, questa eventualità deve essere considerata dal valutatore. Chiaramente alcuni odori sono più fastidiosi di altri, ma deve essere comunque ricordato che ogni odore è potenzialmente fastidioso, dipendendo da fattori come: concentrazione, durata e frequenza dell'esposizione, il contesto in cui l'esposizione si verifica ed altri fattori unici come la soggettiva predisposizione degli individui. L'istantanea impressione di inoffensività dell'odore può, se l'individuo è esposto in modo prolungato ad alte concentrazioni, condurre al cambio della percezione.

Quindi, quando si determina il fastidio devono essere considerati i seguenti argomenti:

- natura/caratteristiche - gli odori che sono, in senso comune, considerati "sgradevoli" sono potenzialmente fastidiosi. Per esempio, gli odori da una raffineria saranno considerati più sgradevoli che gli odori di una panetteria. L'intensità di un odore in riferimento alla sua soglia olfattiva può essere quantificata e, più alta è l'intensità e più alta è la probabilità di individuazione dell'odore;
- frequenza di esposizione - odori emessi con alta frequenza o in modo continuo dall'impianto sono più probabilmente considerati fastidiosi che quelli rilasciati in modo occasionale. La frequenza degli odori è spesso valutata in congiunzione con la persistenza nell'ambiente;
- persistenza- odori che persistono in un ambiente per un lungo periodo (cioè che non è prontamente disperso ad un livello tale che l'odore non sia percepibile) hanno una probabilità superiore di essere considerati fastidiosi. Odori poco sgradevoli possono essere considerati fastidiosi se l'emissione è frequente o continua e persistente. La persistenza di un odore è influenzata anche dalle condizioni meteorologiche.

Le categorie di fastidio sono (si prendano in considerazione intensità, persistenza e frequenza tipica d'esposizione):

- potenzialmente fastidioso
- moderatamente fastidioso
- molto fastidioso.

Il tempo di osservazione deve essere di almeno cinque minuti per postazione di analisi; durante questo tempo l'intensità e l'estensione dovrebbero essere anche valutate.

Parte integrante della valutazione è la registrazione delle condizioni meteorologiche, tra cui la velocità del vento è un parametro fondamentale della misura. In assenza di un anemometro per la misura della velocità del vento si può fare uso della scala di Beaufort.



Infine, le condizioni specifiche dell'impianto dovrebbero essere registrate, in particolare: le unità in funzione o non attive (a seconda dello scopo della valutazione); attività in atto di spedizione-ricevimento di prodotti/grezzo; parametri di processo su particolari unità indagate che aiutano a giustificare la valutazione dell'odore; operazioni di manutenzione in atto sull'unità indagata; e ogni situazione "anomala" rispetto al normale funzionamento dell'impianto/unità.

#### Scala di Beaufort

Force	Description	Observation	km/hr
0	Calm	Smoke rises vertically	0
1	Light air	Direction of wind shown by smoke drift, but not wind vane	1-5
2	Light breeze	Wind felt on face; leaves rustle, ordinary vane moved by wind	6-11
3	Gentle breeze	Leaves and small twigs in constant motion	12-19
4	Moderate breeze	Raises dust and loose paper; small branches are moved	20-29
5	Fresh breeze	Small trees in leaf begin to sway, small branches are moved	30-39
6	Strong breeze	Large branches in motion; umbrellas used with difficulty	40-50
7	Near gale	Whole trees in motion; inconvenience felt when walking against wind	51-61

Ing. Guido Monteforte Specchi  
(Presidente)

Cons. Giuseppe Caruso  
(Coordinatore Sottocommissione VAS)

Dott. Gaetano Bordone  
(Coordinatore Sottocommissione VIA)

Arch. Maria Fernanda Stagno  
d'Alcontres  
(Coordinatore Sottocommissione VIA  
Speciale)

Avv. Sandro Campilongo  
(Segretario)

Prof. Saverio Altieri

Prof. Vittorio Amadio

Dott. Renzo Baldoni

Avv. Filippo Bernocchi

Ing. Stefano Bonino

Dott. Andrea Borgia

Ing. Silvio Bosetti

Ing. Stefano Calzolari

Ing. Antonio Castelgrande

Arch. Giuseppe Chiriatti

Arch. Laura Cobello

Prof. Carlo Collivignarelli

ASSENTE

ASSENTE

ASSENTE

ASSENTE

ASSENTE

Dott. Siro Corezzi

CONTRARIO (Pubblico)

Dott. Federico Crescenzi

Federico Crescenzi

Prof.ssa Barbara Santa De Donno

Bn

Cons. Marco De Giorgi

De Giorgi

Ing. Chiara Di Mambro

Di Mambro

Ing. Francesco Di Mino

Di Mino

Avv. Luca Di Raimondo

Di Raimondo

Ing. Graziano Falappa

Falappa

Arch. Antonio Gatto

Gatto

Avv. Filippo Gargallo di Castel  
Lentini

ASSENTE

~~Prof. Antonio Grimaldi~~

Grimaldi

Ing. Despoina Karniadaki

ASSENTE

Dott. Andrea Lazzari

Lazzari

Arch. Sergio Lembo

Lembo

Arch. Salvatore Lo Nardo

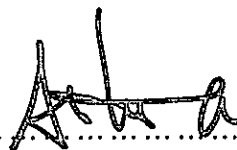
Lo Nardo

Arch. Bortolo Mainardi

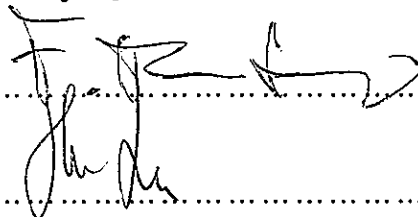
Mainardi

Avv. Michele Mauceri

Ing. Arturo Luca Montanelli



Ing. Francesco Montemagno



Ing. Santi Muscarà



Arch. Eleni Papaleludi Melis



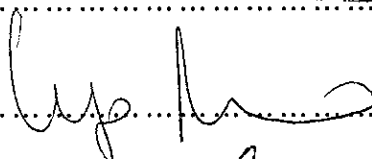
Ing. Mauro Patti



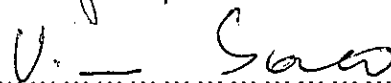
Cons. Roberto Proietti

ASSENTE

Dott. Vincenzo Ruggiero



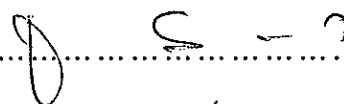
Dott. Vincenzo Sacco



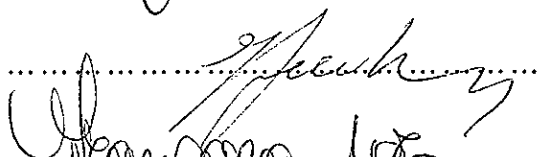
Avv. Xavier Santiapichi

ASSENTE

Dott. Paolo Saraceno



Dott. Franco Secchieri



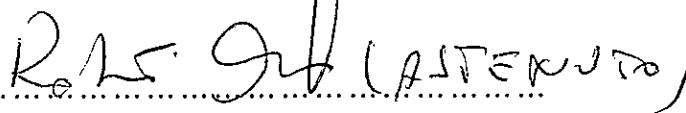
Arch. Francesca Soro



Dott. Francesco Carmelo Vazzana



Ing. Roberto Viviani

 (ASTENUTO)

Ing. Giuseppe Fasiol  
(Rappresentante Regione Veneto)

ASSENTE