

SCHEDA D - INDIVIDUAZIONE DELLA PROPOSTA IMPIANTISTICA ED EFFETTI AMBIENTALI

D.1	Informazioni di tipo climatologico	Errore. Il segnalibro non è definito.
D.2	Scelta del metodo	3
D.3	Metodo basato su criteri di soddisfazione	4

D.1 Informazioni di tipo climatologico	
Sono stati utilizzati dati meteo climatici?	<input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no In caso di risposta affermativa completare il quadro D.1
Sono stati utilizzati modelli di dispersione?	<input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no In caso di risposta affermativa indicare il nome: <i>DIMULA – Diffusione MULTisorgente Atmosferica (ENEA)</i>
Temperature	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti: Ente della Zona Industriale di Porto Marghera
Precipitazioni	Disponibilità dati <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti _____
Venti prevalenti	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti Ente della Zona Industriale di Porto Marghera
Altri dati climatologici (pressione, umidità, ecc.)	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti Ente della Zona Industriale di Porto Marghera
Ripartizione percentuale delle direzioni del vento per classi di velocità	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti Ente della Zona Industriale di Porto Marghera
Ripartizione percentuale delle categorie di stabilità per classi di velocità	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti Ente della Zona Industriale di Porto Marghera
Altezza dello strato rimescolato nelle diverse situazioni di stabilità atmosferica e velocità del vento	Disponibilità dati <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti _____
Temperatura media annuale	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti Ente della Zona Industriale di Porto Marghera
Altri dati (precisare)	Disponibilità dati <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti _____

D.2 Scelta del metodo

Indicare il metodo di individuazione della proposta impiantistica adottato:

- Metodo basato su criteri di soddisfazione → compilare la sezione D.3
- Metodo basato su criteri di ottimizzazione → compilare tutte le sezioni seguenti

Riportare l'elenco delle LG nazionali applicabili

LG settoriali applicabili	LG orizzontali applicabili
Linee guida per l'identificazione delle migliori tecnologie disponibili - categoria IPPC 1.2 Raffinerie di petrolio (documento disponibile in bozza)	Linee guida Generali, Allegato I al D.M. 31 Maggio 2006, pubblicato su G.U. 13 Giugno 2006, n.135
	Linee guida in materia di sistemi di monitoraggio, Allegato II al D.M. 31 Maggio 2006, pubblicato su G.U. 13 Giugno 2006, n.135

D.3 - Metodo basato su criteri di soddisfazione

D 3.1 - Confronto fasi rilevanti - LG nazionali

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Adozione di un efficace sistema di gestione ambientale	<u>Applicata</u> La raffineria ha implementato un sistema di gestione ambientale (SGA) che risulta certificato ISO 14001 a partire dal 1999 ed ha ottenuto la registrazione EMAS nell'Aprile 2003.	Nelle raffinerie italiane si considera MTD l'adozione, volontaria, di Sistemi di Gestione rispondenti ai requisiti indicati nelle norme internazionali ISO 14001 o EMAS, al sistema Responsible Care o ad altri sistemi equivalenti. Il sistema di gestione di questo documento è inteso come una MTD necessaria ma non sufficiente e, per essere efficace, deve essere totalmente integrato con tutte le altre tecniche operative e tecnologie MTD selezionate per la specifica raffineria.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Miglioramento dell'efficienza energetica	<p><u>Applicata</u> La gestione dell'energia rappresenta un aspetto gestionale di fondamentale importanza per la raffineria. Nell'ambito del sistema di gestione ambientale (SGA) è prevista una procedura per il monitoraggio dei consumi energetici finalizzata a contabilizzare le emissioni di CO₂ della raffineria. Inoltre la gestione energetica viene effettuata nell'ambito delle attività di gestione operativa ed i consumi sono contabilizzati da un'apposita funzione addetta alla contabilità industriale (funzione PERF). I consumi energetici vengono inoltre valutati in confronto ai competitors visto che la raffineria partecipa allo studio biennale di Solomon. Infine, essendo la raffineria connessa alla rete di trasmissione nazionale (RTN) come autoproduttore di energia e quindi partecipante alla borsa elettrica, viene svolta un'attenta analisi dei consumi e delle produzioni energetiche della centrale termoelettrica al fine di comunicare il piano orario di immissione di energia elettrica nella rete di trasmissione nazionale.</p>	<p>Adozione di un sistema di gestione dell'energia come parte integrante del più ampio sistema di gestione ambientale.</p>
	<p><u>Applicata</u> Tutti i forni sono dotati di sistema di monitoraggio dell'O₂ e della T dei fumi con conseguente possibilità di controllare in continuo il tenore d'aria comburente. Sulla base dei valori dei parametri suddetti, disponibili in continuo, viene inoltre effettuato il monitoraggio dell'efficienza termica. Periodicamente vengono inoltre condotte campagne analitiche di monitoraggio per verifica delle emissioni di inquinanti quali SO₂, NO_x, CO, PST e microinquinanti. I forni principali sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorarne l'efficienza energetica.</p>	<p>Gestione ottimale delle operazioni di combustione; ricorso a campagne analitiche e di controllo periodiche per il miglioramento della combustione: forni e caldaie possono raggiungere tipicamente un'efficienza termica del 85% ed oltre, tramite un attento monitoraggio e controllo dell'eccesso d'aria e della temperatura dei fumi. Qualora fosse applicato il preriscaldamento dell'aria di combustione e /o la temperatura di uscita dei fumi fosse mantenuta ad un livello prossimo a quella del punto di inizio condensazione, l'efficienza termica potrebbe raggiungere livelli del 90-93%.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> Le unità di Distillazione Primaria (DP2 e DP3), costituite dalle sezioni di preflash, distillazione atmosferica e distillazione sottovuoto, rappresentano dei sistemi di unità particolarmente integrati. Inoltre anche le unità di Reforming (RC3) e Isomerizzazione (ISO) risultano integrate con le relative sezioni di desolforazione della carica all'unità. Infine le unità di Thermal Cracking e Visbreaking (VBTC) risultano integrate termicamente tra loro.</p> <p>Le restanti unità di raffineria sono termicamente isolate tra loro e al più ricevono prodotti caldi in colaggio da impianti a monte.</p> <p>Esistono inoltre sistemi per recuperare calore da flussi ad alto contenuto termico mediante produzione di vapore: i forni F-3AN e F-3CN dell'unità RC3 sono collegati alla caldaia a recupero V20 per la produzione di vapore MP (10 t/h), i forni F-3A e F-3B dell'unità RC3 sono collegati alla caldaia B1 (dotata di post-combustione) per produrre vapore MP (30 t/h), la caldaia dell'impianto RZ1 produce vapore BP, la caldaia dell'impianto RZ2 produce vapore BP e MP ed infine l'impianto VBTC produce vapore MP e BP e surriscalda vapore mediante scambio con i prodotti dell'unità stessa.</p> <p>Recentemente tutte le unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico, finalizzato ad individuare eventuali aree di ottimizzazione energetica, basato su process integration mediante pinch analysis.</p> <p>Sulla base dello studio suddetto sono stati individuati e completati alcuni progetti di riduzione dei consumi energetici.</p> <p>E' prevista inoltre l'esecuzione di uno studio di approfondimento per i seguenti progetti di recupero energetico:</p> <ul style="list-style-type: none"> • potenziamento del sistema di recupero condense di Raffineria; • aumento della produzione di vapore da impianti mediante introduzione di una caldaia a recupero nell'impianto VBTC. <p>La raffineria effettua il monitoraggio della combustione dei forni e ha svolto di recente uno specifico survey a livello Corporate ENI R&M.</p>	<p>Ottimizzazione del recupero di calore dei flussi caldi di processo all'interno del singolo impianto e/o tramite integrazioni termiche tra diversi impianti/ processi, attraverso per esempio l'applicazione di tecniche di process integration basate sull'utilizzo della pinch analysis o di altre metodologie di ottimizzazione di processo.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> La generazione dei vettori energetici (elettricità e vapore) avviene principalmente grazie alla centrale a cogenerazione di raffineria. La centrale termoelettrica a servizio della raffineria consta di un turbogas connesso ad una caldaia a recupero dotata di post-combustione a gas e olio combustibile, di una caldaia alimentata a gas e olio combustibile e di una turbina a vapore. Vengono prodotti vapore ed energia elettrica. L'unità turbogas è dotata di un sistema di nebulizzazione di acqua demineralizzata sull'aspirazione aria della turbina stessa che determina un aumento di potenza dell'unità e di rendimento complessivo della turbina a parità di temperatura ambiente.</p>	<p>Valutazione delle possibilità dell'applicazione di efficienti tecniche di produzione di energia, come: l'utilizzo di turbine a gas con caldaie a recupero calore (waste heat boilers); preriscaldamento dell'aria di combustione; installazione di impianti a Ciclo combinato di generazione/ cogenerazione di potenza (CHP), IGCC; sostituzione delle caldaie e dei forni inefficienti con forni e caldaie efficientemente progettati. Per questi interventi si dovrebbero esaminare la fattibilità tecnica nell'ambito della configurazione operativa e produttiva della raffineria, le dimensioni delle nuove attrezzature e gli spazi necessari alla loro installazione, la durata restante dell'investimento, l'effettivo ottenibile, in modo da valutare l'effettività dei costi ed i reali benefici ambientali ottenibili.</p>
	<p><u>Applicata</u> E' in atto, per l'unità VBTC, un trattamento antifouling mediante utilizzo di prodotti antisporcamento sugli stream pesanti (VB TAR) al fine di ottimizzare l'efficienza di scambio termico. Viene inoltre effettuato un trattamento di passivazione iniziale in fase di avviamento per il forno della sezione VB.</p>	<p>Ottimizzazione dell'efficienza di scambio termico, attraverso per esempio l'utilizzo di prodotti antisporcamento negli scambiatori di calore e nei forni e caldaie.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u></p> <p>La quasi totalità degli impianti e delle offsites (serbatoi, etc.) è servita da un'estesa rete di recupero delle condense di vapore al fine di un suo riutilizzo come acqua demineralizzata per la produzione di vapore, previo opportuno trattamento.</p> <p>La raffineria è servita da una rete di recupero condense "chiare", ovvero non potenzialmente contaminate da idrocarburi poiché utilizzate per azionare turbomacchine, e una rete di recupero condense "scure", ovvero potenzialmente contaminate da idrocarburi. Queste ultime prima del loro invio al serbatoio di accumulo sono preventivamente sottoposte a desoleazione attraverso filtrazione mediante filtro a maglie, filtro coalescer e filtro a carboni attivi.</p> <p>Nel 2005 la quota di condensa recuperata rispetto al totale di acqua demineralizzata distribuita dalla raffineria per produzione di vapore è risultata pari a circa il 25 %.</p> <p>Va altresì osservato che parte del vapore prodotto viene degradato in atmosfera e quindi non risulta recuperabile. Si consideri infatti il:</p> <ul style="list-style-type: none"> • vapore per atomizzazione dell'olio combustibile; • vapore immesso nelle camere di combustione del turbogas per contenere la formazione di NOx; • vapore alla torcia per contenerne la fumosità; • vapore sfiatato in atmosfera dai degasatori. <p>Non risulta altresì recuperabile la condensa acida del vapore inviato alle unità stripping acque acide (SWS) e da qui inviata all'impianto di depurazione dei reflui liquidi di raffineria. Va inoltre osservato che una quota parte dello stream liquido in uscita dalle unità SWS risulta recuperato come acqua di desalting all'impianto DP3.</p> <p>Al netto delle condense non recuperabili (per i motivi suddetti) la quota di condensa recuperata nel 2005 è pari a circa il 38 % rispetto al totale di acqua demineralizzata distribuita dalla raffineria per produzione di vapore.</p> <p>E' prevista inoltre l'esecuzione di uno studio di approfondimento per il potenziamento del sistema di recupero condense di Raffineria</p>	<p>Riutilizzo dell'acqua di condensa</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<u>Applicata</u> Si veda la sezione Torcia	Gestione delle operazioni con utilizzo della torcia solo durante le operazioni di avviamento, fermata ed in situazioni di emergenza.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
<p>Gestione della bolla di raffineria</p> <p>Tecniche di tipo primario</p>	<p><u>Applicata</u></p> <p>Tutte le unità di raffineria sono progettate per massimizzare l'efficienza energetica in relazione alle peculiarità delle apparecchiature di processo e all'assetto per quanto riguarda la produzione dei vettori energetici.</p> <p>Come già descritto, in generale, è previsto il recupero di calore dai flussi caldi di processo all'interno delle singole unità e, in diversi casi, le unità risultano termicamente integrate (unità Topping DP2, Topping DP3, Reforming RC3, Isomerizzazione ISO e Cracking termico VBTC). Le restanti unità di raffineria sono termicamente isolate tra loro e al più ricevono prodotti caldi in colaggio da impianti a monte.</p> <p>Esistono inoltre sistemi di recupero calore da flussi ad alto contenuto termico con produzione di vapore.</p> <p>Recentemente tutte le unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico, finalizzato ad individuare eventuali aree di ottimizzazione energetica, basato su process integration mediante pinch analysis.</p> <p>Ai fini energetici vengono utilizzati in raffineria i seguenti combustibili:</p> <ul style="list-style-type: none"> • gas combustibile di raffineria (FG); • olio combustibile autoprodotta (FO). <p>Tutto il fuel gas prodotto viene utilizzato in raffineria direttamente ai forni delle unità di processo, alle caldaie e all'unità turbogas della centrale termoelettrica con minimizzazione di eventuali sfiati a blowdown, grazie ad un attento bilancio tra produzione e consumi. E' inoltre presente un sistema di recupero dei gas dal collettore di blow-down mediante un compressore ad anello liquido (GARO).</p> <p>Si consideri che il fabbisogno di combustibili è soddisfatto al 47 % con combustibili gassosi, di cui una quota cospicua destinata all'unità turbogas che, oltre a coprire il fabbisogno di vapore ed elettricità della raffineria, immette elettricità in rete RTN, prodotta con sistemi ad elevata efficienza energetica (Turbogas e caldaia a recupero).</p>	<p>Riduzione di SOx nella combustione, in forni, caldaie e turbine, tramite:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ottimizzazione della efficienza energetica, riducendo quindi i consumi di combustibili e le relative emissioni (vedi MTD su efficienza energetica); • massimizzazione dell'utilizzo di gas di raffineria desolfurato e soddisfacendo il resto del fabbisogno energetico, ove tecnicamente ed economicamente possibile, con combustibili liquidi a basso tenore di zolfo; • ottimizzazione dell'efficienza delle operazioni di desolforazione negli impianti di lavaggio (amine scrubbing) e recupero zolfo (Claus e Tail Gas clean up).

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p>I flussi di gas che possono contenere apprezzabili tenori di H₂S vengono sottoposti a lavaggio amminico prima dell'invio nella rete gas di distribuzione.</p> <p>L'ammina utilizzata nelle colonne di lavaggio viene quindi rigenerata in apposite colonne rigeneratrici per liberare H₂S che successivamente viene collettato ed inviato alle unità di recupero zolfo (unità Claus) per la produzione di zolfo elementare. Il gas di coda dalle unità Claus viene trattato all'impianto HCR (Tail gas treatment).</p> <p>Al fine di garantire un funzionamento sicuro ed efficace delle colonne di lavaggio, l'ammina povera di H₂S, preventivamente all'invio alle colonne di lavaggio viene filtrata al fine di trattenere eventuali impurezze nell'ammina stessa.</p> <p>Il contenuto medio di H₂S nel fuel gas per l'anno di riferimento (2005) è risultato di 0.24 % wt di zolfo.</p> <p>Il combustibile liquido utilizzato nei forni di raffineria è classificabile come OC a basso tenore di zolfo, dato che il tenore medio di zolfo nel 2005 è risultato pari a 1.02 % wt.</p>	
	<p><u>Applicata</u></p> <p>La raffineria opera una strategia complessiva di ottimizzazione dell'efficienza di combustione essendo questo un parametro importante nella conduzione delle operazioni. Tutti i forni sono dotati di sistema di monitoraggio dell'O₂ e della temperatura dei fumi all'uscita forno con conseguente possibilità di controllare il tenore d'aria comburente. Periodicamente vengono inoltre condotte campagne analitiche di monitoraggio per la verifica delle emissioni inquinanti quali SO₂, NO_x, CO, PST e microinquinanti. I forni principali sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorarne l'efficienza energetica.</p> <p>Tutti i forni possono bruciare sia fuel gas che fuel oil ed alcuni</p>	<p>Riduzione di NO_x tramite:</p> <ul style="list-style-type: none"> • gestione globale della combustione con ottimizzazione del rapporto aria/ combustibile e della temperatura dei fumi; • utilizzo di bruciatori low NO_x, ultra low NO_x, ricircolazione fumo (FGR), reburning.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p>forni minori (forno C10-1 della sezione Dearomatizzazione impianto ISO, forno IB F1 della sezione di trattamento benzine da visbreaking e Post-combustori unità di recupero zolfo) sono alimentati esclusivamente con fuel gas.</p> <p>Alcuni forni di rilevante potenzialità sono dotati di bruciatori Low NOx ed in particolare i forni dell'unità VBTC ed il forno F3CN dell'unità RC3. Inoltre le caldaie B01 e B02 della centrale COGE sono dotate di bruciatori Low NOx. La percentuale di forni e caldaie con bruciatori Low NOx è pari a ca. il 35-40 % in termini di potenza termica sul totale di raffineria.</p> <p>Infine la turbina a gas è dotata di sistema STIG (iniezione di vapore in camera di combustione) per la riduzione degli NOx.</p>	
	<p><u>Applicata</u></p> <p>La raffineria opera una strategia complessiva di ottimizzazione dell'efficienza di combustione essendo questo un parametro importante nella conduzione delle operazioni. Tutti i forni sono dotati di sistema di monitoraggio dell'O₂ e della T dei fumi con conseguente possibilità di controllare la quantità di aria comburente.</p> <p>Periodicamente vengono inoltre condotte campagne analitiche di monitoraggio per verificare l'efficienza di combustione.</p> <p>Inoltre i forni principali sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica dei forni.</p> <p>Va osservato che, al fine di ridurre le emissioni di particolato, tutti i bruciatori funzionanti a fuel oil sono dotati di un sistema di atomizzazione a vapore del combustibile, che secondo il BREF sulle raffinerie, è classificato come Miglior Tecnologia per la riduzione delle emissioni di particolato.</p> <p>Inoltre, al fine di aumentare l'efficienza di atomizzazione del combustibile, il fuel oil utilizzato presso la centrale termoelettrica è preventivamente sottoposto ad un trattamento emulsionante con acqua ed additivo chimico che permette di ridurre ulteriormente l'emissione di particolato.</p>	<p>Riduzione di particolato tramite:</p> <ul style="list-style-type: none"> • gestione globale della combustione con ottimizzazione del rapporto aria/ combustibile e della temperatura dei fumi; • utilizzo di combustibili a basso contenuto di ceneri; • utilizzo di trattamento emulsionante con acqua (COGE)

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p>Inoltre si osservi che il fuel oil autoprodotta viene preparato a partire da correnti di idrocarburi pesanti da trattamenti di Tar Visbreaker.</p> <p>Il tenore medio di ceneri nel fuel oil utilizzato dalla Raffineria nel 2005 è risultato pari a 0,016% wt, inferiore rispetto al valore indicativo di 0,056 % wt per il tenore di ceneri nel heavy fuel oil riportato nel documento “Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants-2003”.</p>	
	<p><u>Applicata</u> Come descritto al paragrafo precedente la raffineria implementa varie MTD per la riduzione del particolato. L'olio combustibile utilizzato in raffineria viene autoprodotta e viene stoccato in serbatoi di preparazione dedicati. Un campione di ogni lotto predisposto viene analizzato dal laboratorio interno alla raffineria per la determinazione delle caratteristiche del combustibile. In questo ambito viene svolta analisi per la determinazione del contenuto dei metalli che possono significativamente essere contenuti nel combustibile (Nichel e Vanadio). Mediamente il tenore di Nichel nel fuel oil utilizzato nell'anno di riferimento è risultato di 20 - 45 ppm wt, mentre il tenore di Vanadio è risultato di 10 - 25 ppm wt caratterizzando tale fuel oil come combustibile liquido a basso contenuto di metalli. (Si confronti la sezione 2.10 del documento BRef per le Raffinerie).</p> <p>Inoltre si osservi che il fuel oil autoprodotta viene preparato a partire da correnti di idrocarburi pesanti da tar visbreaker.</p>	<p>Riduzione di metalli:</p> <ul style="list-style-type: none"> • utilizzo delle tecniche per la riduzione del particolato; • monitoraggio dei metalli contenuti nei combustibili liquidi; • utilizzo di combustibili liquidi, ove tecnicamente ed economicamente possibile, a basso contenuto di metalli;

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> La raffineria opera una strategia complessiva di ottimizzazione dell'efficienza di combustione essendo questo un parametro importante nella conduzione delle operazioni. Tutti i forni sono dotati di sistema di monitoraggio dell'O₂ e della T dei fumi con conseguente possibilità di controllare il tenore d'aria comburente. Periodicamente vengono inoltre condotte campagne analitiche di monitoraggio per verifica delle emissioni inquinanti quali SO₂, NO_x, CO, PST e microinquinanti. Inoltre i forni principali sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica dei forni.</p>	Riduzione di CO e VOC: gestione ottimale della combustione con ottimizzazione del rapporto aria/ combustibile e della temperatura dei fumi.

Fasi rilevanti	<u>Tecniche adottate</u>	LG nazionali – Elenco MTD
Gestione della bolla di raffineria Tecniche di tipo secondario (trattamento dei fumi)	<u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e non prevede l'installazione di sistemi di abbattimento specifici per il particolato dei gas di scarico di forni e caldaie. Tuttavia tali tecniche non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Venezia, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).	Particolato: cicloni multistadio, precipitatore elettrostatico (ESP), filtri, wet scrubbers; le MTD di riduzione del particolato hanno un impatto diretto anche sulla riduzione delle emissioni dei metalli;
	<u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e non prevede l'utilizzo di tecniche di tipo FDG per la riduzione delle emissioni di SOx. Tuttavia tali tecniche non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Venezia, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).	SOx: FGD (lavaggio/ trattamento di desolforazione);
	<u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e non prevede l'utilizzo di tecniche di tipo SCR e/o SNCR per la riduzione delle emissioni di NOx. Tuttavia tali tecniche non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Venezia, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).	NOx: SCR, SNCR;
	<u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e non prevede l'utilizzo di tecniche combinate per la riduzione delle emissioni di SOx e NOx. Tuttavia tali tecniche non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Venezia, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).	Tecniche combinate di riduzione delle emissioni di Sox e NOx.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Piani di monitoraggio	<u>Applicata</u> Risulta implementato un sistema di monitoraggio delle emissioni (SME) che risulta descritto nel dettaglio nella scheda E. Tale sistema risponde ai requisiti delle MTD per quanto riguarda il monitoraggio, (riferimento LG sul monitoraggio).	Adozione di un sistema di monitoraggio che consenta un adeguato controllo delle emissioni (fare riferimento alla sezione relativa al monitoraggio di questo documento).

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Gestione ottimale dell'acqua	<p><u>Applicata</u></p> <p>La gestione del flusso idrico in ingresso e in uscita dalla raffineria è effettuata nell'ambito del SGA tramite opportune procedure e istruzioni operative finalizzate a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • garantire il rispetto dei parametri di qualità prescritti, per i flussi idrici in ingresso ed in uscita, dalla legislazione vigente; • assicurare il corretto funzionamento degli impianti di trattamento reflui liquidi; • garantire la gestione dell'approvvigionamento idrico in condizioni normali e in situazioni di emergenza; • ridurre il quantitativo di acqua prelevata dalle fonti naturali di approvvigionamento, ottimizzando gli aspetti economico/ambientali legati ai riutilizzi interni. 	Adozione di un sistema di gestione delle acque, come parte integrante del più ampio sistema di gestione ambientale.
	<p><u>Applicata</u></p> <p>In aggiunta alle tecniche di minimizzazione dei consumi descritte al punto successivo, la raffineria ha sviluppato i seguenti studi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • studio di “<i>water reuse</i>” per l'installazione di una sezione di ultrafiltrazione ed osmosi inversa a valle dell'impianto di trattamento reflui (TE) per consentire un recupero di acqua che possa essere riutilizzata all'interno della raffineria per produzione di acqua demineralizzata, riducendo il prelievo di acqua dolce superficiale (fiume Sile); • studio per il recupero acque di falda inserito nell'ambito del Progetto Definitivo di Bonifica della falda ai sensi del Decreto Ministeriale 471/99 (ritenuto approvabile dalle Autorità nella CdS decisoria del 07/02/2006). 	Analisi integrata e studi sulle possibilità di ottimizzazione della rete acqua e delle diverse utenze, finalizzata alla riduzione dei consumi.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> Sono applicate le seguenti tecniche di minimizzazione dei consumi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desalting: l'acqua utilizzata nei desalter dell'unità DP3 è costituita prevalentemente da acqua trattata dagli impianti SWS con minimizzazione del consumo di acqua industriale; l'acqua utilizzata nel desalter dell'unità DP2 è costituita da acqua scaricata dai separatori di testa delle colonne della stessa unità di distillazione DP2, integrata da acqua industriale; • Acque da trattamento reflui: una quota parte delle acque trattate dall'impianto TE viene riutilizzata presso la raffineria come alimentazione della rete antincendio e come acqua industriale ad uso servizi (fattori di recupero pari a circa il 20-25 % del depurato); • Recupero condense: relativamente al recupero e riutilizzo dell'acqua di condensa si veda la sezione Miglioramento dell'efficienza energetica. 	<p>Minimizzazione del consumo di acqua fresca (fresh water) aumentando il ricircolo della stessa; applicazione di tecniche per il riutilizzo dell'acqua reflua trattata ove tecnicamente ed economicamente possibile.</p>
	<p><u>Applicata</u> Sono applicate le seguenti tecniche di minimizzazione:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desalting: si veda il punto precedente; 	<p>Applicazioni di tecniche per ridurre la quantità di acqua reflua generata in ogni singolo processo, attività, o unità produttive.</p>
	<p><u>Applicata</u> Sono applicate le seguenti tecniche:</p> <ul style="list-style-type: none"> • procedure di bonifica e pulizia attrezzature/impianti volte a minimizzare le emissioni verso l'ambiente; • controllo dell'acqua drenata dai serbatoi allo scopo di prevenire eventuali invii anomali di idrocarburi in carica all'impianto trattamento reflui; • controllo dell'acqua drenata dai tetti dei serbatoi a tetto galleggiante allo scopo di prevenire eventuali invii anomali di idrocarburi in carica all'impianto trattamento reflui; • controllo della qualità delle acque acide provenienti dalle unità SWS prima dell'invio all'impianto trattamento reflui, allo scopo di evitare scarichi ricchi in H₂S ed ammoniacale; 	<p>Applicazioni di procedure operative finalizzate alla riduzione della contaminazione dell'acqua reflua.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	Si veda sezione di Impianto di trattamento delle acque reflue.	Collettamento delle acque di dilavamento delle aree inquinate ed invio delle stesse all'impianto di trattamento.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Gestione ottimale dei rifiuti e prevenzione della contaminazione dei suoli	<u>Applicata</u> Sebbene non siano formalizzati specifici obiettivi di tipo quantitativo, la politica ambientale della raffineria persegue la massimizzazione del recupero e la minimizzazione dei rifiuti prodotti, nonché il loro corretto smaltimento finale. Nell'ambito del proprio SGA la Raffineria ha definito un'opportuna procedura e istruzioni operative volte a minimizzare l'impatto delle proprie attività e a massimizzare il recupero/riutilizzo e l'idoneo smaltimento dei rifiuti.	Adozione, come parte integrante del più ampio sistema di gestione ambientale, di un sistema di gestione impostato sull'obiettivo di ridurre la generazione di rifiuti e di prevenire la contaminazione dei suoli.
	<u>Applicata</u> Le operazioni relative alla gestione dei rifiuti sono regolamentate da specifica procedura e istruzioni operative formalizzate nel SGA in essere. Nel dettaglio, presso la raffineria sono operative due aree di deposito temporaneo denominate rispettivamente Parco Rottami e Parco Ecologico (entrambe in area impianti di raffinazione). Si tratta di piazzole ecologiche per il deposito temporaneo dei rifiuti pericolosi/non pericolosi prima del loro invio a smaltimento/recupero esterno. Tali aree sono pavimentate ed impermeabilizzate, dotate di cordolo sull'intero perimetro, delimitate da recinzione e collegate al circuito fognario facente capo all'impianto di trattamento reflui TE.	Ottimizzazione del prelievo, cernita e raggruppamento dei rifiuti.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> I serbatoi di greggio e di prodotti pesanti operativi presso la raffineria di Venezia hanno una capacità tale da richiedere una movimentazione frequente; di conseguenza la produzione di fondami risulta limitata.</p> <p>I serbatoi dedicati al contenimento di greggi ATZ (3 serbatoi) sono inoltre dotati di pompe di ricircolo per il fondo del serbatoio al fine di impedire la formazioni di rilevanti quantità di fondami.</p> <p>La strategia utilizzata dalla raffineria è comunque finalizzata a ridurre la quantità di fondami da rimuovere in fase di bonifica mediante la tecnica della fluidificazione preventiva (tipo COW), che viene avviata come fase preliminare della bonifica.</p>	<p>Procedure e tecniche per ridurre, durante il normale esercizio, la generazione di fondami di serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti.</p>
	<p><u>Applicata</u> Le attività di bonifica per serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti prevede l'utilizzo di tecniche che permettano la fluidificazione dei fondami mediante iniezione/ricircolo con prodotto compatibile (greggio/olio) e recupero del prodotto fluidificato. Le morchie residue vengono rimosse dai serbatoi e destinate ad idoneo smaltimento.</p> <p>In generale, le attività di bonifica di impianti ed attrezzature sono regolamentata da specifica procedura del SGA e da istruzioni operative di linea.</p>	<p>Procedure per ridurre la produzione di rifiuti durante le operazioni di manutenzione o fuori esercizio dei serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti.</p>
	<p><u>Applicata</u> I fanghi estratti dal trattamento reflui (impianto TE, si veda la sezione Impianto di trattamento delle acque reflue) vengono ispessiti e centrifugati. La frazione oleosa viene recuperata e inviata ai serbatoi di slop per successivo riprocessamento agli impianti di distillazione primaria.</p> <p>Per le attività di bonifica serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti si veda il punto precedente.</p>	<p>Tecniche per la riduzione dei volumi dei fanghi prodotti (ad esempio: dewatering/deoling tramite centrifugazione, filtri a pressa, filtri a pressione, filtri rotanti sottovuoto, centrifughe a dischi).</p>

Fasi rilevanti	<u>Tecniche adottate</u>	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> Sono utilizzati nei casi di maggior criticità ambientale e di sicurezza sistemi di campionamento atti ad evitare dispersioni del prodotto e ad assicurare il rispetto dei canoni di sicurezza.</p> <p>In tutti gli altri casi presso le aree di campionamento sono presenti bacini di raccolta che possono inviare gli eventuali spandimenti a slop (recupero) o direttamente in fognatura oleosa (a trattamento).</p>	Sistemi di campionamento prodotti del tipo a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare
	<p><u>Applicata</u> La messa in sicurezza e la bonifica di impianti ed attrezzature così come i drenaggi sono regolamentati da specifiche procedure del SGA e istruzioni operative di linea. Tali attività sono volte a massimizzare il recupero di prodotto idrocarburico (da rilavorare) e a ridurre l'invio in fognatura oleosa. In particolare sono presenti sistemi chiusi di pump-out collegati al sistema di Blow-Down. I drenaggi dell'acqua utilizzata per il lavaggio delle apparecchiature avvengono verso il sistema fognario solo nella fase finale della bonifica quando gli idrocarburi sono presenti solo in tracce.</p> <p>Per le attività di bonifica di serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti si veda quanto descritto in precedenza.</p>	Sistemi e procedure di drenaggio, da apparecchiature, contenitori, serbatoi, dedicati per massimizzare la separazione di olio ed acqua, riducendo l'invio di olio nella rete fognaria
	<p><u>Applicata</u> L'impianto trattamento reflui TE è sottoposto a regolari controlli analitici, sulla carica, sugli stream intermedi, sugli scarichi finali, secondo quanto previsto dal sistema di monitoraggio delle emissioni (SME) che risulta descritto nel dettaglio nella scheda E. In particolare, l'analisi degli idrocarburi totali viene effettuata a cadenza giornaliera. Il controllo analitico di laboratorio è associato al monitoraggio in continuo di alcuni parametri di processo mediante strumentazione installata in varie sezioni dell'impianto (analizzatori di ossigeno, torbidità, ammoniaca, ecc.).</p> <p>Qualora venissero evidenziate situazioni anomale (a seguito di analisi di laboratorio o su indicazione degli analizzatori in continuo), è prevista l'attivazione di opportune azioni atte ad identificare la causa dell'evento e a definire le relative azioni correttive.</p>	Procedure e tecniche per identificare e controllare la causa di eventuale presenza anomala di olio nei sistemi di trattamento delle acque reflue.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> Sono applicate le seguenti pratiche gestionali/procedure:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rete fognaria: la rete fognaria è stata sottoposta ad un programma ispettivo non invasivo mediante metodologia georadar/geoelettrica e ad un programma di relining interno con calza termoindurente. • Linee di processo: generalmente fuori terra, su rack o in trincea, sono soggette ad ispezioni e manutenzioni da parte del personale di raffineria durante la normale gestione operativa e durante la manutenzione periodica degli impianti; i drenaggi delle attrezzature degli impianti sono muniti di organi di intercettazione e le linee sono dotate di tappo e/o disco cieco verso la fognatura: lo scarico di idrocarburi in fognatura è minimizzato grazie alla presenza di sistemi di recupero interno (<i>pump out</i>); • Oleodotti sub-lagunari: gli oleodotti sono sottoposti ad un programma di ispezione/manutenzione periodico in funzione delle evidenze dei controlli precedenti (ispezioni con pig magnetico); durante la normale gestione operativa vengono effettuate regolari ispezioni da parte del personale sulle parti emerse per accertare la regolarità di funzionamento e, per l'oleodotto San Leonardo, viene rilevata in continuo, mediante registrazione strumentale, la pressione presso i terminali; tutte le linee sono dotate di sistemi di protezione catodica; il canale Vittorio Emanuele III, interessato da linee di attraversamento, è videosorvegliato mediante telecamere; i serbatoi di stoccaggio greggio in Isola Petroli sono dotati di valvole motorizzate e remotizzate che garantiscono l'immediato isolamento in caso di anomalia; • Serbatoi: misurazioni in continuo dei livelli con segnale rilanciato in sala controllo; progressiva installazione di doppi fondi (si veda la sezione di Stoccaggio e movimentazione prodotti). <p>L'azione di manutenzione preventiva e di approfondite ispezioni periodiche per le strutture sopra citate è tuttavia affiancata da un'attività ispettiva di alcuni componenti del sistema fognario che viene condotta in accordo alla procedura "Fognatura di Raffineria: Individuazione tempestiva di eventuali perdite".</p>	<p>Procedure per individuare tempestivamente eventuali perdite delle tubazioni, serbatoi e fognature.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> Nelle unità catalitiche la prestazione del catalizzatore è determinata dal livello di attività dello stesso. Per mantenere la prestazione è prevista la variazione dei parametri operativi dell'unità al fine di garantire un efficiente utilizzo del catalizzatore stesso.</p> <p>L'eventuale rigenerazione dei catalizzatori avviene offsite per tutti i catalizzatori ad esclusione di quelli utilizzati per i processi di Reforming Catalitico e di Isomerizzazione (si vedano le relative sezioni: Reforming Catalitico RC3, Isomerizzazione ISO).</p> <p>I catalizzatori sono gestiti in base alle specifiche dei fornitori in accordo con le procedure del SGA di raffineria.</p>	<p>Corretta gestione dei catalizzatori, per assicurarne il ciclo ottimale di esercizio, prevenendo disattivazioni anticipate con conseguente produzione di rifiuti. Verifica della possibilità di riutilizzo del catalizzatore esausto.</p>
	<p><u>Applicata</u> La raffineria persegue l'obiettivo di massimizzare ed ottimizzare sempre i suoi processi di lavorazione al fine di ridurre la produzione di prodotti fuori norma. L'assetto impiantistico è infatti tale da evitare lotti di produzioni fuori norma, a meno di situazioni transitorie o upset.</p>	<p>Ottimizzazione dei processi di lavorazione negli impianti per ridurre la produzione di prodotti fuori norma e rifiuti da riciclare.</p>
	<p><u>Applicata</u> Le macchine e le attrezzature in generale sono sottoposte a un piano di ispezione/manutenzione volto a massimizzare l'affidabilità di marcia; in tal senso la sostituzione degli oli lubrificanti viene effettuata quando necessario con ottimizzazione della produzione di rifiuti.</p>	<p>Ottimizzazione e controllo dell'uso degli oli lubrificanti nelle macchine per ridurre la necessità e frequenza del ricambio con produzione di rifiuti.</p>
	<p><u>Applicata</u> Le attività di manutenzione e pulizia impianti/attrezzature sono formalizzate in apposita procedura del SGA e istruzioni operative ed esplicitati nei Manuali Operativi disponibili presso i singoli impianti di produzione.</p> <p>In funzione delle specifiche caratteristiche (dimensionali e tecniche) le attrezzature/impianti possono venire manutenzionati/puliti in un'area dedicata (denominata Parco Scambiatori, localizzata in area impianti) o presso gli impianti stessi. In entrambi i casi l'attività avviene su superfici pavimentate, cordolate e drenate in fognatura.</p>	<p>Esecuzione delle operazioni di pulizia, lavaggio ed assemblaggio attrezzature solo in aree costruite e dedicate allo scopo.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> L'unità Merox GPL prevede una sezione di prelavaggio ed una sezione di estrazione con soluzioni acquose di soda caustica. L'unità prevede anche una sezione di rigenerazione della soda. La ridotta quantità di soda spenta, non completamente esausta, viene recuperata attraverso il sistema di slop per successiva rilavorazione.</p>	<p>Ottimizzazione dell'utilizzo della soda impiegata nei vari processi di trattamento dei prodotti (aumentandone il riciclo), per assicurarsi che sia completamente esausta (e non più adeguata alle esigenze di processo) prima di essere considerata un rifiuto.</p>
	<p><u>Applicata</u> Qualora sia necessaria una sostituzione del catalizzatore, è normalmente previsto un flussaggio con atmosfera inerte al fine di poter provvedere allo scarico dello stesso in condizioni di sicurezza. L'operazione viene comunque eseguita da ditte specializzate per conto della raffineria. Riguardo alla gestione catalizzatori si vedano anche le relative sezioni per gli impianti di processo.</p> <p>Riguardo alle sezioni di filtrazione facenti parte dell'impianto trattamento reflui TE (otto filtri autopulenti a sabbia quarzifera a valle della sezione biologica e due filtri presso la sezione chimico-fisica) esse sono sottoposte a periodici controlavaggi che utilizzano acqua trattata ed aria compressa.</p> <p>La sezione di filtrazione su carboni attivi, posti a valle della sezione chimico-fisica del TE, è ugualmente sottoposta a periodici lavaggi con acqua trattata.</p> <p>In Raffineria non sono presenti filtri ad argilla.</p>	<p>Trattamento di filtri ad argilla e a sabbia e di catalizzatori con vapore per rigenerazione prima dello smaltimento.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> Tutte le aree presso la raffineria sono generalmente sottoposte a regolare pulizia durante la normale gestione operativa;</p> <ul style="list-style-type: none"> • In generale, le aree potenzialmente soggette a perdite accidentali di idrocarburi sono pavimentate; • Pozzetti fognature: la pulizia pozzetti e aste fognarie viene fatta in caso di ostruzione del tratto fognario mediante opportuni mezzi ed attrezzature; • Refrigeranti: il trattamento dell'acqua del circuito di raffreddamento, prevede che l'acqua sia trattata con appositi prodotti antivegetativi/antisporcamento (biossido di cloro e acido peracetico) per garantire l'eliminazione delle sostanze organiche ed evitare la precipitazione di carbonati o altre sostanze solide. 	<p>Definizione ed utilizzo di procedure per ridurre l'ingresso di particelle solide nella rete fognaria:</p> <ul style="list-style-type: none"> • periodica pulizia delle aree pavimentate; • pavimentazione delle aree critiche, con attuale o potenziale presenza di olio; • periodica pulizia dei pozzetti delle fognature; • riduzione dei solidi provenienti dalla pulizia e lavaggio degli scambiatori di calore, valutando l'utilizzo di prodotti antisporcamento nell'acqua di raffreddamento.
	Si veda la sezione Impianto di trattamento delle acque reflue.	Segregazione, ove possibile, delle acque effluenti di processo dalle acque piovane.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> La raffineria rientra nel campo di applicazione del Decreto Legislativo 334/99. Nell'ambito di applicazione del decreto, ha sviluppato ed adottato specifici strumenti gestionali tra cui, in particolare, una Politica di sicurezza, salute, ambiente e prevenzione degli incidenti rilevanti, un Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) e un Piano di Emergenza Interno (PEI). All'interno del PEI sono definite le misure organizzative e procedurali attuate dalla raffineria in caso di emergenza al fine di ottenere la rapida soluzione dell'emergenza stessa, il contenimento immediato dell'incidente, la minimizzazione dei possibili danni all'ambiente e la bonifica/messa in sicurezza della zona coinvolta. Ad integrare quanto sopra, all'interno del SGA sono formalizzate procedure di pronto intervento finalizzate a minimizzare eventuali impatti sul sottosuolo a fronte di versamenti accidentali di prodotto sul terreno e/o di fughe da strutture interrato e non.</p> <p>Per ridurre la probabilità di accadimento di sversamenti, la raffineria ha inoltre messo in atto i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la quasi totalità dei serbatoi atmosferici sono dotati di telelivelli con allarme di alto livello; inoltre i serbatoi a tetto galleggiante e fisso ritenuti più critici per la frequenza delle operazioni di movimentazione sono dotati di ulteriori allarmi di alto livello indipendenti (<i>switch</i>). I serbatoi di stoccaggio greggio in Isola Petroli sono dotati di valvole motorizzate e remotizzate che garantiscono l'immediato isolamento delle linee in caso di anomalia durante le fasi di trasferimento; • le aree di carico/scarico prodotti via autobotte sono pavimentate e drenate; i bracci di carico dal basso (da pensiline autobotti e ferrocisterne) sono dotati di sistemi atti ad interrompere il carico per ridurre il rischio di sversamenti durante il carico; • bracci di carico/scarico nave in Pontile San Leonardo e quelli della Darsena di Raffineria muniti di dispositivi di sgancio di emergenza per ridurre il rischio di sversamenti a mare durante la movimentazione; • relativamente alle pratiche ispettive e all'installazione di doppi fondi per i serbatoi si veda la sezione Stoccaggio e movimentazione prodotti. 	<p>Esecuzione di un'analisi di rischio ambientale per identificare e prevenire i casi ove possono verificarsi eventi incidentali di sversamento prodotti; in funzione dei risultati dell'analisi di rischio, ed in maniera selettiva, preparazione di un programma temporale degli eventuali interventi e di azioni correttive mirato a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ridurre la probabilità di accadimento dello sversamento (ad esempio mediante utilizzo di procedure per un accurato controllo del livello del prodotto, di allarmi/detectors di perdite di idrocarburi, di allarmi di alto livello, di valvole motorizzate per automatica intercettazione dei flussi di ingresso nei serbatoi, ecc.); • ridurre/fermare l'infiltrazione al suolo e la migrazione dei contaminanti sversati (ad esempio mediante piani con procedure di pronto intervento ambientale, impermeabilizzazioni del bacino di contenimento dei serbatoi, barriere di argilla o membrane plastiche nei confini delle unità o impianto, intercettazioni e canalizzazioni dei flussi, pozzi di monitoraggio e/o pompe di prelievo olio/ acqua, ecc.).

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p>Infine, la raffineria ha messo in atto diversi interventi di investigazione del suolo e sottosuolo e di messa in sicurezza sin dal 1999, avviando l'iter procedurale previsto dal Decreto Ministeriale 471/99 e ancora prima dall'Accordo di programma per la chimica a Porto Marghera. Attualmente il sistema di controllo e gestione del sottosuolo e della falda prevede:</p> <ul style="list-style-type: none"> • una rete piezometrica per il controllo della falda comprendente piezometri in prima falda e nel riporto molti dei quali disposti lungo le aree perimetrali del sito; • un sistema di MISE del tipo Pump & Treat applicato sui piezometri della rete dislocati essenzialmente nelle aree prospicienti la laguna e su alcuni piezometri interni; • l'organizzazione e la gestione dei dati relativi al sottosuolo è gestita tramite un sistema georeferenziato (GIS) che consente la rapida analisi dei fenomeni riguardanti falda e suolo mediante il costante aggiornamento dei dati fisici ed analitici. 	
	<p><u>Applicata</u> Il piping di processo è generalmente fuori terra, su rack o in trincea (ad esclusione dei sottopassi stradali). Le reti di acqua (antincendio/industriale) sono fuori terra mentre la rete fognaria è interrata.</p>	<p>Minimizzazione delle tubazioni interrate per le nuove costruzioni: ciò potrebbe risultare raramente applicabile agli impianti esistenti.</p>
	<p><u>Applicata</u> Sono operativi 7 serbatoi interrati per prodotti idrocarburici (3 per benzina/gasolio autotrazione, 2 per gasolio riscaldamento, 1 per alimentazione motopompe antincendio e 1 per alimentazione generatori di energia elettrica) (capacità complessiva 91,4 m³). Tali serbatoi sono a parete singola ma ne è prevista la loro messa fuori servizio.</p>	<p>Installazione di doppia parete per serbatoi interrati.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Serbatoi: la raffineria, nell'ambito di una politica aziendale specifica, si è dotata di uno strumento di programmazione delle attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi basata su norme internazionali (Istruzione Operativa NT/ISP-SA/1100-04). E' in atto un programma di installazione progressiva di doppi fondi in conformità a opportuna specifica tecnica emessa a livello di Sede (Istruzione Operativa TERA-NT/S 01/03). Si veda la relativa sezione Stoccaggio e movimentazione prodotti. • Linee d'impianto: il piping di processo è essenzialmente fuori terra. Le modalità ispettive sono basate su norme internazionali e regolamentate da apposite procedure di Sede. Vengono inoltre effettuate attività di ispezione e manutenzione degli oleodotti; • Fognature: la raffineria ha in atto un programma di ispezione e manutenzione straordinaria preventiva della rete fognaria. Gli interventi prevedono l'esecuzione dell'ispezione mediante metodologia georadar/geoelettrica e il successivo relining con calza in vetroresina per tutte le aste. L'intervento, iniziato nel 2003, prevede l'avanzamento, entro Ottobre 2007, al 67 % del totale relativamente ai collettori principali e secondari della rete fognaria; • Oleodotti sub-lagunari: gli oleodotti sono sottoposti ad un programma di ispezione/manutenzione periodico in funzione delle evidenze dei controlli precedenti (ispezioni con pig magnetico); tutte le linee sono dotate di sistemi di protezione catodica. <p>La necessità di protezioni catodiche per la protezione dei fondi dei serbatoi di stoccaggio è stata valutata in linea generale da parte di Eni R&M ed è oggetto della nota tecnica allegata al presente documento (Allegato D.3.1B).</p> <p>La strategia scelta da Eni R&M punta sull'installazione di doppi fondi per i serbatoi di prodotti ad elevata mobilità nel sottosuolo, come sopra richiamato.</p>	<p>Procedure per l'ispezione meccanica, il monitoraggio delle corrosioni, la riparazione e sostituzione di linee deteriorate e di fondi di serbatoi.</p> <p>Installazione di protezioni catodiche.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Gestione ottimale delle emissioni fuggitive	<u>Applicata</u> Allo stato attuale la Raffineria stima l'emissione fuggitiva di composti organici volatili (VOC) mediante l'utilizzo di fattori di emissione secondo specifica procedura di Sede: i criteri di stima sono basati su studi di organismi internazionali (EPA, API, Concawe).	Metodi appropriati di stima delle emissioni.
	<u>Applicata</u> Nel corso del 2004 è stato realizzato un programma di rilevazione di dati sulla qualità dell'aria (con speciazione degli inquinanti) e rilevazione delle emissioni fuggitive di VOC (con utilizzo di strumentazione portatile) da parte di EniTecnologie presso il parco serbatoi in Isola Petroli. Recentemente, presso un'altra raffineria del circuito Eni R&M, è stato svolto un progetto specifico che aveva come obiettivo la definizione di criteri per l'esecuzione del monitoraggio delle emissioni di VOC e che ha compreso un'estesa attività di monitoraggio in campo per un'unità di raffineria con varie tipologie di strumenti. Sulla base dei risultati degli studi condotti, Eni R&M individuerà la metodica e la strumentazione più idonea alla realtà della raffineria da utilizzare per il monitoraggio delle emissioni fuggitive.	Strumentazione appropriata per il monitoraggio delle emissioni.
	<u>Applicata</u> La raffineria ha attivato un programma di installazione di doppie tenute su pompe/apparecchiature critiche e su serbatoi a tetto galleggiante contenenti prodotti volatili (greggio e benzine). Nel dettaglio: <ul style="list-style-type: none"> • serbatoi a tetto galleggiante per benzine finite dotati di doppie tenute (100% del totale); • serbatoi a tetto galleggiante per semilavorati volatili dotati di doppie tenute per circa il 93% del totale; • serbatoi a tetto galleggiante per greggio dotati di doppie tenute per circa il 94% del totale; • pompe critiche dotate di doppie tenute; • compressori fluidi critici dotati di doppie tenute. Si veda anche la sezione Stoccaggio e movimentazione prodotti.	Modifica o sostituzione di componenti impiantistici da cui si originano le perdite

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata Parzialmente</u> Come sopra introdotto nel corso del 2004 è stato realizzato un programma di rilevazione di dati sulla qualità dell'aria (con speciazione degli inquinanti) e rilevazione delle emissioni fuggitive di VOC (con utilizzo di strumentazione portatile) da parte di EniTecnologie presso il parco serbatoi in Isola Petroli.</p> <p>Inoltre Eni R&M ha recentemente completato uno studio specifico presso un'altra raffineria del circuito per ottenere i criteri in base ai quali formulare un programma di monitoraggio e controllo delle emissioni fuggitive di VOC. Sulla base dei risultati degli studi condotti, Eni R&M svilupperà un adeguato programma di attività ispirato ai principi di rilevamento e controllo delle perdite e finalizzato alla sua implementazione nella realtà della raffineria.</p>	<p>Implementazione di un adeguato programma di rilevamento e riparazione delle perdite.</p>
	<p><u>Applicata</u> La raffineria dispone dei seguenti sistemi di recupero vapori per l'abbattimento dei VOC durante le operazioni di caricamento dei prodotti leggeri:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recupero vapori da pensiline di carico autobotti (ATB) e ferrocisterne (FFCC) per benzine. Il sistema è a doppio stadio (lavaggio criogenico con benzina e adsorbimento su carboni attivi con invio a blending benzine del prodotto recuperato) e garantisce il rispetto delle disposizioni legislative vigenti (Decreto Ministeriale 107/00); • Recupero vapori da parco serbatoi bitumi e relative pensiline di carico ATB. E' presente un sistema di captazione con filtri a membrane Monsanto. <p>Alla data attuale non sono installati sistemi di recupero per il caricamento via nave ma è previsto uno specifico intervento in tal senso.</p>	<p>Applicazione di tecniche per il recupero dei vapori durante le operazioni di carico/ scarico di prodotti leggeri.</p>
	<p><u>Non Applicabile</u> Alternativamente alle tecniche elencate, per la movimentazione via terra, i sistemi utilizzati presso la raffineria prevedono l'utilizzo di impianti a carboni attivi o a</p>	<p>Valutare la fattibilità della distruzione dei vapori tramite ossidazione termica o catalitica.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	membrana di paragonabile efficienza.	
	<u>Non Applicabile</u> Per il recupero vapori durante la movimentazione dei prodotti volatili via terra vengono utilizzati gli impianti di recupero descritti in precedenza.	Bilanciamento dei vapori durante le operazioni di carico dei prodotti volatili.
	<u>Applicata</u> Il riempimento dei serbatoi idrocarburici avviene generalmente dal basso o comunque sotto gradiente. Le pensiline per il caricamento FFCC di benzine sono predisposte per il caricamento dal basso; presso l'area caricamento ATB le pensiline per il carico di benzina sono predisposte per il caricamento dal basso.	Caricamento di idrocarburi dal fondo dei serbatoi e autobotti.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Desalting Distillazione atmosfera DP3	<p>– <u>Non Applicabile</u> L'impianto è previsto nel suo assetto originario con due unità di desalting operanti normalmente in parallelo. Qualora sussistano determinate condizioni in relazione alle tipologie di greggi trattati, le due unità possono essere disposte con configurazione in serie. Ogni vessel è dotato di tre griglie alimentate con corrente alternata al fine di aumentare l'efficienza di dissalazione del greggio. Va comunque osservato che l'efficienza di dissalazione ottenuta è comunque adeguata in relazione alla tipologia di greggi trattati.</p> <p>Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C)</p>	<p>Utilizzo di desalter multistadio.</p>
	<p><u>Applicata</u> L'acqua reintegrata ai desalter è costituita prevalentemente da acqua trattata dagli impianti SWS con minimizzazione del consumo di acqua di reintegro.</p>	<p>Riutilizzo, nel desalter, di acqua reflua proveniente da altre unità di raffineria al posto di fresh water.</p>
	<p><u>Non Applicabile</u> Nell'assetto normale non è previsto un utilizzo dei desalter in serie.</p>	<p>Ricircolo, nei desalter a multistadio, di parte dell'acqua effluente dal secondo stadio nel primo, così da minimizzare il volume dell'acqua fresca di lavaggio.</p>
	<p><u>Applicata</u> La carica prima dell'avvio al desalter viene addizionata con chemicals demulsionanti per aiutare la separazione di acqua e sali dal greggio.</p>	<p>Utilizzo di agenti chimici demulsionanti.</p>
	<p><u>Non Applicabile</u> L'unità non è dotata di separatore olio/acqua immediatamente a valle del desalter; le acque scaricate vengono comunque inviate ai separatori tipo API presso la linea biologica dell'impianto trattamento acque reflue TE. Va tuttavia considerato che la qualità delle acque scaricate dai desalter, in termini di contenuto di HC, risulta allineato con i valori citati nel BREF sulle Raffinerie. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	<p>Trasferimento delle acque reflue dal desalter in serbatoi di sedimentazione per migliorare la separazione olio/acqua.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<u>Applicata</u> L'unità è dotata di un misuratore di livello interfase mediante strumentazione a dislocazione su due livelli (olio/emulsione e emulsione/acqua).	Adozione di adeguata strumentazione per il controllo del livello di interfaccia tra olio e acqua.
	<u>Non Applicabile</u> Non è previsto lo svuotamento dei fanghi durante la marcia normale, non essendo l'azione necessaria in relazione alle tipologie di greggi lavorati. Lo svuotamento di eventuali fanghi viene normalmente fatto durante la fermata per manutenzione.	Verifica ed ottimizzazione dell'efficacia del sistema di lavaggio dei fanghi. Il lavaggio dei fanghi è un'operazione discontinua (batch) di agitazione/ mescolamento della fase acquosa nel desalter per mantenere in sospensione e rimuovere i solidi accumulati sul fondo del desalter stesso.
	<u>Applicata</u> L'unità è dotata di una mixing valve. A monte di tale valvola avviene l'iniezione diretta di acqua in pressione nel greggio. Variando la pressione mediante la valvola viene controllato il livello di emulsione della miscela acqua/olio.	Utilizzo di dispositivi che minimizzano la rottura delle emulsioni oleose durante la fase di miscelazione.
	<u>Applicata</u> L'acqua di desalting immessa a monte della mixing valve ha una pressione pari o leggermente superiore alla pressione dell'olio, al fine di controllare il livello di turbolenza.	Introduzione di acqua a bassa pressione per impedire condizioni di turbolenza.
	<u>Non Applicabile</u> Non è previsto un sistema di rimozione dei fanghi durante la marcia normale dell'unità non essendo l'azione necessaria in relazione alle tipologie di greggi lavorati. La rimozione di eventuali fanghi avviene solamente durante la fermata per manutenzione.	Utilizzo di sistemi di rimozione fanghi a rastrellamento, al posto di sistemi a getto d'acqua.
	<u>Non Applicabile</u> Si ritiene che l'utilizzo di idrociclone desalificatore ed idrociclone deoleatore non rappresenti una MTD per la configurazione specifica della raffineria di Venezia. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).	Utilizzo di idrociclone desalificatore ed idrociclone deoleatore.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Non Applicabile</u> Non si ritiene che uno specifico pretrattamento delle acque scaricate dai desalter tra quelli indicati a margine rappresentino una MTD per la configurazione specifica della raffineria di Venezia. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	<p>Pretrattamento (strippaggio di idrocarburi, composti acidi ed ammoniacale) della brina proveniente dal desalter prima di inviarla all'impianto di depurazione.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Desalting Distillazione atmosferica DP2	<p>- <u>Non Applicabile</u> L'impianto è previsto nel suo assetto originario con un'unità di desalting a singolo stadio. Il vessel è dotato di tre griglie alimentate con corrente alternata al fine di aumentare l'efficienza di dissalazione del greggio. Va comunque osservato che l'efficienza di dissalazione ottenuta è comunque adeguata in relazione alla tipologia di greggi trattati.</p> <p>Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	Utilizzo di desalter multistadio.
	<u>Applicata</u> L'acqua reintegrata ai desalter è attualmente costituita da acqua scaricata dai separatori di testa delle colonne della stessa unità di distillazione DP2 (colonne Topping e Vacuum) integrata da acqua industriale.	Riutilizzo, nel desalter, di acqua reflua proveniente da altre unità di raffineria al posto di fresh water.
	<u>Non Applicabile</u> L'unità è dotata di desalter a singolo stadio.	Ricircolo, nei desalter a multistadio, di parte dell'acqua effluente dal secondo stadio nel primo, così da minimizzare il volume dell'acqua fresca di lavaggio.
	<u>Applicata</u> La carica prima dell'avvio al desalter viene addizionata con chemicals demulsionanti per aiutare la separazione di acqua e sali dal greggio.	Utilizzo di agenti chimici demulsionanti.
	<u>Non Applicabile</u> L'unità non è dotata di separatore olio/acqua immediatamente a valle del desalter; le acque scaricate vengono comunque inviate ai separatori tipo API presso la linea biologica dell'impianto trattamento acque reflue TE. Va tuttavia considerato che la qualità delle acque scaricate dai desalter, in termini di contenuto di HC, risulta allineato con i valori citati nel BREF sulle Raffinerie. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).	Trasferimento delle acque reflue dal desalter in serbatoi di sedimentazione per migliorare la separazione olio/acqua.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<u>Applicata</u> L'unità è dotata di un misuratore di livello interfase mediante strumentazione a dislocazione su due livelli (olio/emulsione e emulsione/acqua).	Adozione di adeguata strumentazione per il controllo del livello di interfaccia tra olio e acqua.
	<u>Non Applicabile</u> Non è previsto lo svuotamento dei fanghi durante la marcia normale, non essendo l'azione necessaria in relazione alle tipologie di greggi lavorati. Lo svuotamento di eventuali fanghi viene normalmente fatto durante la fermata per manutenzione.	Verifica ed ottimizzazione dell'efficacia del sistema di lavaggio dei fanghi. Il lavaggio dei fanghi è un'operazione discontinua (batch) di agitazione/ mescolamento della fase acquosa nel desalter per mantenere in sospensione e rimuovere i solidi accumulati sul fondo del desalter stesso.
	<u>Applicata</u> L'unità è dotata di una mixing valve. A monte di tale valvola avviene l'iniezione diretta di acqua in pressione nel greggio. Variando la pressione mediante la valvola viene controllato il livello di emulsione della miscela acqua/olio.	Utilizzo di dispositivi che minimizzano la rottura delle emulsioni oleose durante la fase di miscelazione.
	<u>Applicata</u> L'acqua di desalting immessa a monte della mixing valve ha una pressione pari o leggermente superiore alla pressione dell'olio, al fine di controllare il livello di turbolenza.	Introduzione di acqua a bassa pressione per impedire condizioni di turbolenza.
	<u>Non Applicabile</u> Non è previsto un sistema di rimozione dei fanghi durante la marcia normale dell'unità non essendo l'azione necessaria in relazione alle tipologie di greggi lavorati. La rimozione di eventuali fanghi avviene solamente durante la fermata per manutenzione.	Utilizzo di sistemi di rimozione fanghi a rastrellamento, al posto di sistemi a getto d'acqua.
	<u>Non Applicabile</u> Si ritiene che l'utilizzo di idrociclone desalificatore ed idrociclone deoleatore non rappresenti una MTD per la configurazione specifica della raffineria di Venezia. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).	Utilizzo di idrociclone desalificatore ed idrociclone deoleatore.
	<u>Non Applicabile</u> Non si ritiene che uno specifico pretrattamento delle acque scaricate dai desalter tra quelli indicati a margine rappresentino una MTD per la configurazione specifica della raffineria di Venezia. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).	Pretrattamento (strippaggio di idrocarburi, composti acidi ed ammoniaci) della brina proveniente dal desalter prima di inviarla all'impianto di depurazione.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Distillazione atmosferica unità DP2	<p><u>Applicata</u></p> <p>- I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio dell'eccesso d'aria mediante analizzatori di ossigeno e di misura della temperatura fumi all'uscita dei forni. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione dei forni.</p> <p>La gestione dei combustibili prevede l'utilizzo di combustibili a ridotto impatto ambientale, con combustibili gassosi e combustibili liquidi a ridotto tenore di zolfo. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.</p>	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale) ed utilizzo di combustibili a ridotto impatto ambientale.
	<p><u>Applicata</u></p> <p>La distillazione primaria DP2 è costituita da unità (predistillazione, distillazione atmosferica, distillazione sotto vuoto) integrate termicamente tra di loro.</p> <p>L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici con recupero del calore dalle correnti calde per preriscaldamento del greggio.</p> <p>I forni H1, H2, H3 sono dotati di sezione convettiva con preriscaldamento del greggio; inoltre i forni sono dotati di sistema per il surriscaldamento del vapore di BP utilizzato per lo strippaggio dei prodotti.</p> <p>Recentemente tutte le unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico, finalizzato ad individuare eventuali aree di ottimizzazione energetica, basato su process integration mediante pinch analysis.</p> <p>Per l'unità DP2 non sono stati evidenziati significativi margini di miglioramento e di conseguenza non sono stati sviluppati interventi di miglioramento.</p>	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<p><u>Non Applicabile</u></p> <p>Lo strippaggio delle frazioni laterali avviene in stripper alimentati con vapore a bassa pressione. Si consideri tuttavia che trattandosi di unità esistente, una modifica potrebbe risultare di difficile applicazione.</p>	Strippaggio per i nuovi impianti, delle frazioni laterali con utilizzo di strippers del tipo reboiled anziché ad iniezione di vapore. Una modifica degli impianti esistenti potrebbe risultare difficilmente applicabile.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Distillazione atmosferica unità DP3	<p><u>Applicata</u></p> <p>- Il forno dell'unità è dotato di un sistema di controllo dell'aria comburente monitoraggio dell'eccesso d'aria mediante analizzatori di ossigeno e di misura della temperatura fumi all'uscita del forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno. La gestione dei combustibili prevede l'utilizzo di combustibili a ridotto impatto ambientale, con combustibili gassosi e combustibili liquidi a ridotto tenore di zolfo. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.</p>	<p>Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale) ed utilizzo di combustibili a ridotto impatto ambientale.</p>
	<p><u>Applicata</u></p> <p>La distillazione primaria DP3 è costituita da unità (pre-flash, distillazione atmosferica, distillazione sotto vuoto) integrate termicamente tra di loro.</p> <p>L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici: il bottom pumparound della colonna di distillazione atmosferica viene utilizzato come fluido riscaldante ai ribollitori delle colonne di stabilizzazione e splitter benzine dell'unità DP3, oltre che per preriscaldamento del greggio. Il top pumparound viene invece utilizzato per preriscaldare il greggio di carica. Il forno è dotato di sezione convettiva per il preriscaldamento del greggio; inoltre nella convettiva del forno F-1 è previsto il surriscaldamento del vapore di BP utilizzato per lo strippaggio dei prodotti.</p> <p>Il forno è dotato inoltre di un sistema per il preriscaldamento dell'aria comburente.</p> <p>L'unità è dotata di sistema multivariabile di controllo (DMC) che inoltre gestisce gli aspetti di integrazione e minimizzazione dei consumi energetici.</p> <p>Recentemente tutte le unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico, finalizzato ad individuare eventuali aree di ottimizzazione energetica, basato su process integration mediante pinch analysis.</p> <p>E' stato individuato e già realizzato un progetto per il preriscaldamento dell'acqua demineralizzata in alimento ai degasatori dell'impianto COGE mediante raffreddamento di kero e gasolio dell'impianto DP3.</p>	<p>Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Non Applicabile</u> Lo strippaggio delle frazioni laterali avviene in stripper alimentati con vapore a bassa pressione. Si consideri tuttavia che trattandosi di unità esistente, una modifica potrebbe risultare di difficile applicazione.</p>	<p>Strippaggio per i nuovi impianti, delle frazioni laterali con utilizzo di strippers del tipo reboiled anziché ad iniezione di vapore. Una modifica degli impianti esistenti potrebbe risultare difficilmente applicabile.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Distillazione sottovuoto – unità DP2	<p><u>Applicata</u> Il forno dell'unità è dotato di un sistema di controllo dell'aria comburente con monitoraggio dell'eccesso d'aria mediante analizzatori di ossigeno e di misura della temperatura fumi all'uscita del forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno.</p>	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> La distillazione primaria DP2 è costituita da unità (predistillazione, distillazione atmosferica, distillazione sotto vuoto) integrate termicamente tra di loro.</p> <p>L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici con recupero del calore dalle correnti calde per preriscaldamento del greggio.</p> <p>Recentemente l'unità è stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante pinch analysis che non hanno evidenziato significativi margini di miglioramento e di conseguenza non sono stati sviluppati interventi di miglioramento.</p>	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<p><u>Non Applicabile</u> I gas incondensati ottenuti dal separatore di raccolta a servizio del sistema di vuoto della colonna sono inviati al forno H-3 dell'unità per la combustione tramite un bruciatore dedicato.</p> <p>Al riguardo va osservato che, data la ridotta entità del flusso di gas incondensati e, conseguentemente, la ridotta entità di emissione di ossidi di zolfo connessa, il beneficio ambientale ottenibile mediante il trattamento di questa corrente risulterebbe trascurabile.</p> <p>Un'analisi di dettaglio è descritta nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).</p>	Tecniche per la riduzione delle emissioni di SOx dai gas (bruciati nel forno) provenienti dall'eiettore dell'impianto di distillazione sottovuoto (VPS).

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> La colonna dell'unità di distillazione sottovuoto opera normalmente ad una pressione assoluta di 20-45 mmHg in testa colonna leggermente superiore al valore indicativo di 25 mmHg indicato dalla LG sulle MTD per le raffinerie. Tuttavia tale valore risulta adeguato in relazione alla capacità del sistema di vuoto e della capacità di distillazione attesa .</p>	<p>Riduzione del grado di vuoto, ove compatibile con le necessità produttive del processo.</p>
	<p><u>Non Applicabile</u> Il sistema di vuoto nella colonna è ottenuto mediante un sistema ad eiettori a vapore e condensatori a superficie. Il sistema a vuoto è a tre stadi. Si ritiene che un sistema misto eiettori/pompa a vuoto rappresenti una MTD non applicabile alla presente unità. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1D).</p>	<p>Utilizzo di pompe da vuoto con condensatori a superficie in alternativa o in combinazione con eiettori a vapore.</p>
	<p><u>Applicata</u> I reflui acquosi della sezione di riflusso di testa vengono utilizzati come acqua di lavaggio all'unità di Desalting della distillazione primaria DP2.</p>	<p>Utilizzo dei reflui acquosi della sezione di riflusso di testa, dopo trattamento nell'impianto SWS, come acqua di lavaggio nel processo di desalting.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Distillazione sottovuoto – unità DP3	<p><u>Non applicabile</u> La sezione di distillazione sottovuoto dell'unità DP3 non è provvista di forno di preriscaldamento (flash vacuum).</p>	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> La distillazione primaria DP3 è costituita da unità (pre-flash, distillazione atmosferica, distillazione sotto vuoto) integrate termicamente tra di loro.</p> <p>L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici.</p> <p>Il forno di preriscaldamento della carica alla colonna di distillazione atmosferica è dotato di sezione convettiva per il preriscaldamento del greggio; inoltre nella convettiva del forno F-1 è previsto il surriscaldamento del vapore di BP utilizzato per lo strippaggio dei prodotti.</p> <p>Il forno è dotato inoltre di un sistema per il preriscaldamento dell'aria comburente.</p> <p>.</p> <p>L'unità è dotata di sistema multivariabile di controllo (DMC) che inoltre gestisce gli aspetti di integrazione e minimizzazione dei consumi energetici.</p> <p>Recentemente tutte le unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico, finalizzato ad individuare eventuali aree di ottimizzazione energetica, basato su process integration mediante pinch analysis.</p> <p>E' stato individuato e già realizzato un progetto per il preriscaldamento dell'acqua demineralizzata in alimento ai degasatori dell'impianto COGE mediante raffreddamento di kero e gasolio dell'impianto DP3.</p>	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Non Applicabile</u> I gas incondensati ottenuti dal separatore di raccolta a servizio del sistema di vuoto della colonna sono inviati al forno F-1 dell'unità per la combustione tramite un bruciatore dedicato. Al riguardo va osservato che, data la ridotta entità del flusso di gas incondensati e, conseguentemente, la ridotta entità di emissione di ossidi di zolfo connessa, il beneficio ambientale ottenibile mediante il trattamento di questa corrente risulterebbe trascurabile. Un'analisi di dettaglio è descritta nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).</p>	<p>Tecniche per la riduzione delle emissioni di SOx dai gas (bruciati nel forno) provenienti dall'eiettore dell'impianto di distillazione sottovuoto (VPS).</p>
	<p><u>Non Applicabile</u> La colonna dell'unità di distillazione sottovuoto opera normalmente ad una pressione assoluta di 15/25 mmHg in testa colonna, valore in linea con il valore indicativo di 25 mmHg indicato dalla LG sulle MTD per le raffinerie.</p>	<p>Riduzione del grado di vuoto, ove compatibile con le necessità produttive del processo.</p>
	<p><u>Non Applicabile</u> Il sistema di vuoto nella colonna è ottenuto mediante un sistema ad eiettori a vapore e condensatori a superficie. Il sistema a vuoto è a tre stadi. Si ritiene che un sistema misto eiettori/pompa a vuoto rappresenti una MTD non applicabile alla presente unità. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1D).</p>	<p>Utilizzo di pompe da vuoto con condensatori a superficie in alternativa o in combinazione con eiettori a vapore.</p>
	<p><u>Applicata</u> I reflui acquosi della sezione di riflusso di testa vengono utilizzati come acqua di lavaggio alle unità di Desalting, previo trattamento alle unità SWS.</p>	<p>Utilizzo dei reflui acquosi della sezione di riflusso di testa, dopo trattamento nell'impianto SWS, come acqua di lavaggio nel processo di desalting.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Cracking termico e visbreaking	<p><u>Applicata</u> I forni dell'unità Visbreaker/ Thermal Cracking sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio dell'eccesso d'aria (analizzatori di ossigeno) e misura della temperatura fumi all'uscita dei forni. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione dei forni.</p>	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> Oltre al sistema di controllo della combustione precedentemente descritto, l'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici.</p> <p>I forni dell'unità sono dotati di sistema di preriscaldamento dell'aria comburente mediante sistema aerotermo.</p> <p>Le unità di Cracking Termico e Visbreaking rappresentano un sistema fortemente integrato così come le relative sezioni di saturazione/desolfurazione prodotti leggeri e lavaggio amminico dei gas idrocarburici prodotti.</p> <p>Recentemente tutte le unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico, finalizzato ad individuare eventuali aree di ottimizzazione energetica, basato su process integration mediante pinch analysis.</p> <p>E' stato individuato un progetto di ottimizzazione dei consumi energetici che prevede l'introduzione di una nuova caldaia a recupero per produzione di vapore; per tale progetto è prevista l'esecuzione di uno studio di approfondimento.</p>	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> I prodotti idrocarburici leggeri separati dalle varie sezioni dell'impianto (frazionamento atmosferico, frazionamento sottovuoto, idrogenazione benzine) sono sottoposti a lavaggio amminico nella sezione lavaggio gas LG. Una volta trattati i gas sono inviati alla rete FG della raffineria.</p> <p>I gas incondensati dal separatore del sistema di vuoto a servizio della colonna di frazionamento sottovuoto (colonna C-4) sono sottoposti a lavaggio amminico (colonna di assorbimento C-6) e quindi inviati al forno VB-F-1 dell'unità stessa per la combustione.</p> <p>L'ammina ricca per via del trattamento di lavaggio amminico viene rigenerata nella colonna LG-C3 liberando H₂S che viene inviata alle unità di recupero zolfo (unità Claus).</p>	<p>Invio dei gas prodotti al trattamento/ recupero zolfo.</p>
	<p><u>Applicata</u> Il controllo del contenuto di sodio nella carica all'unità VBTC viene effettuato mediante ottimizzazione della gestione dell'unità di distillazione primaria (unità a monte).</p> <p>Non vengono addizionati specifici prodotti anti coking; tuttavia è previsto un ciclo di passivazione, durante le fasi di avviamento, del serpentino del forno della sezione visbreaking al fine di minimizzare la formazione di coke.</p> <p>Il tasso di formazione di coke viene controllato mediante sistemi di monitoraggio della temperatura di skin dei serpentini.</p>	<p>Controllo del contenuto di sodio nell'alimentazione anche mediante l'aggiunta di additivi che minimizzano la formazione di coke.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Reforming catalitico RC3	<p><u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio dell'eccesso d'aria (analizzatori di ossigeno) e misura della temperatura fumi all'uscita dei forni. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione dei forni.</p>	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> Le sezioni che compongono l'unità (desolforazione, reforming e frazionamento) sono termicamente integrate tra loro. L'unità risulta inoltre termicamente integrata con la sezione di splittaggio della riformata. Oltre al sistema di controllo della combustione precedentemente descritto, l'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici: i forni F3-AN e F3-CN della sezione di reforming sono dotati di una caldaia a recupero (WHB) per la produzione di vapore MP. I fumi provenienti dai restanti forni della sezione di reforming (F3-A ed F3-B) alimentano la caldaia a recupero B-1 dotata di post-combustione per la produzione di vapore MP. Recentemente tutte le unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico, finalizzato ad individuare eventuali aree di ottimizzazione energetica, basato su process integration mediante pinch analysis. Per l'unità RC3 è stato individuato e già realizzato un progetto consistente nell'ottimizzazione dell'integrazione termica tra la sezione di stabilizzazione e la sezione di splittaggio della riformata.</p>	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> L'unità è dotata di tre reattori di tipo SemiRigenerativo (SR) e di un reattore di Reforming a rigenerazione quasi-continua. La rigenerazione del catalizzatore per i reattori di tipo SemiRigenerativo (SR) avviene generalmente ogni 2 anni. I gas prodotti durante la rigenerazione vengono trattati mediante neutralizzazione/lavaggio con soda e acqua. La rigenerazione del 4° reattore avviene ciclicamente con frequenza di 2 batch di catalizzatore al giorno, con rigenerazione di tutto il volume catalitico completata in circa 10 giorni. Essa prevede una combustione controllata del coke depositato sul catalizzatore che avviene in atmosfera di azoto ed i gas di combustione vengono trattati, in apposito scrubber, mediante neutralizzazione/lavaggio con soda e acqua. Le acque di spurgo scaricate dall'unità durante la rigenerazione, neutralizzate, vengono inviate all'impianto di trattamento acque a servizio della raffineria mediante il sistema fognario acque di processo. Al fine di minimizzare l'eventuale emissione di composti clorurati viene posta una particolare enfasi durante le operazioni al fine di ottimizzare la quantità di promotori clorurati, mediante un attento monitoraggio dei parametri di processo e un costante controllo della quantità dosata.</p>	<p>Invio dei gas provenienti dalla rigenerazione ad uno scrubber previo trattamento con trappole per il cloro (filtri a base di ossido di zinco, carbonato di sodio o idrossido di sodio su allumina in grado di trattenere il cloro) che sarebbero in grado di bloccare anche le diossine eventualmente presenti.</p>
	<p><u>Applicata</u> Come descritto, le acque di spurgo scaricate dall'unità durante la rigenerazione, neutralizzate, vengono inviate all'impianto di trattamento acque a servizio della raffineria mediante il sistema fognario acque di processo.</p>	<p>Invio dell'acqua reflua al sistema di trattamento acque reflue.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> L'attività del catalizzatore viene controllata mediante immissione di percloroetilene. Il dosaggio viene fatto sulla base del contenuto di cloro sul catalizzatore (prelevato appositamente per esecuzione analisi di laboratorio) e sulle rese di conversione dell'unità. Durante le fasi di rigenerazione il dosaggio di percloroetilene viene ottimizzato in funzione dei controlli analitici effettuati e risulta in linea con le indicazioni del licenziatario di processo.</p> <p>Per i reattori semirigenerativi, il tenore di cloro viene monitorato una volta al giorno durante la fase di rigenerazione e una volta al mese durante la normale marcia di impianto. Il monitoraggio della concentrazione di cloro avviene mediante analisi di laboratorio sui campioni di catalizzatore prelevati da apposite prese campione.</p> <p>Per il reattore a rigenerazione continua, il tenore di cloro viene monitorato settimanalmente ed il dosaggio di percloroetilene viene determinato in modo da mantenere una concentrazione ottimale di cloro sul catalizzatore.</p>	<p>Ottimizzazione dei consumi di promotori clorurati durante la fase di rigenerazione.</p>
	<p><u>Applicata</u></p> <p>La sezione semirigenerativa prevede la rigenerazione del catalizzatore generalmente ogni 2 anni con una durata limitata (circa 6 giorni). La quantificazione delle emissioni viene effettuata mediante stima di calcolo.</p> <p>Come osservato nella LG sulle MTD la rilevanza della problematica è inferiore a quella tipica per impianti di Reforming a rigenerazione continua.</p> <p>Per quanto riguarda la sezione a rigenerazione continua, i gas di combustione vengono trattati mediante neutralizzazione/lavaggio con soda e acqua. La quantificazione delle emissioni viene effettuata mediante analisi di laboratorio.</p>	<p>Quantificazione delle emissioni di PCDD/PCDF provenienti dalla rigenerazione.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u></p> <p>Il Reforming Semirigenerativo non prevede movimentazioni del catalizzatore durante la fase di rigenerazione.</p> <p>E' prevista la movimentazione del catalizzatore solamente in occasione di sostituzione del catalizzatore (ogni 10 anni circa).</p> <p>Il Reforming a rigenerazione ciclica è dotato di filtri metallici posizionati a valle del reattore che raccolgono i trascinamenti di polveri provenienti dal reattore stesso. Lo scarico avviene circa una volta al mese. La linea di scarico delle polveri è isolata ermeticamente sino al punto di raccolta nel fusto.</p>	<p>Valutare la fattibilità e convenienza economica di utilizzare sistemi di abbattimento polveri nella fase di rigenerazione.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Recupero dello zolfo RZ1, RZ2 e HCR	<u>Applicata</u> Le unità di recupero zolfo della raffineria sono costituite da unità Claus (SRU) e trattamento dei gas di coda con unità di tail gas treatment HCR. L'indice di conversione dell'H ₂ S a zolfo del sistema complessivo (Claus + HCR) è pari al 99,9%. Il sistema è quindi completato da due inceneritori termici che completano l'ossidazione dell'eventuale H ₂ S presente nei gas in uscita dal sistema HCR. Con cadenza di 2 volte/anno viene condotto un monitoraggio della qualità dei fumi al camino permettendo quindi di valutare l'efficienza di recupero delle unità.	Assicurare un'efficienza di recupero del 99,5 – 99,9% per gli impianti nuovi e del 99% per gli impianti esistenti. Monitorare l'efficienza di recupero.
	<u>Applicata</u> Il fattore di utilizzazione delle unità Claus è calcolato come rapporto tra il periodo di effettivo servizio dell'unità e il periodo di servizio previsto (quindi a meno delle fermate programmate per manutenzione o per previsto mancato servizio). Il fattore di utilizzazione delle unità relativo al 2005 è risultato di 100% per RZ1 e 99,4% per RZ2.	Massimizzare il fattore di utilizzo dell'impianto al 95-96% incluso il periodo di fermata per manutenzione programmata.
	<u>Applicata</u> I gas acidi provenienti dalle unità SWS vengono inviati alle unità RZ2 o RZ1. Sia l'unità RZ1 che l'unità RZ2 prevedono il funzionamento ad aria arricchita che permette di ottenere temperature più alte in camera di combustione (> 1450 °C) e pertanto sono in grado di trattare anche i gas acidi ammoniacali.	Recuperare nell'impianto anche il gas di testa contenente H ₂ S proveniente dall'unità SWS. Verificare le condizioni di progettazione ed i parametri operativi per evitare che l'ammoniaca contenuta in detto gas sia completamente bruciata, per evitare sporcamento e perdite di efficienza del catalizzatore.
	<u>Applicata</u> La temperatura del reattore termico delle unità Claus viene mantenuta a valori superiori a 1450 °C. Le unità sono dotate di apposite sonde per rilevare la temperatura di reazione.	Controllare la temperatura del reattore termico di ossidazione dei gas acidi in ingresso, per distruggere correttamente l'ammoniaca.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> I gas di coda dei Claus sono monitorati per SO₂ e H₂S mediante analizzatori on line ai fini della regolazione dei parametri di processo delle unità Claus e HCR. Viene inoltre monitorato il contenuto di H₂S nel gas da unità HCR a inceneritori mediante fiale Dragger.</p>	Mantenere un rapporto ottimale H ₂ S/SO ₂ mediante un sistema di monitoraggio di processo.
	<p><u>Applicata</u> I gas di coda trattati dall'unità HCR sono inviati a due inceneritori termici, uno a tiraggio naturale ed uno ad aria forzata, che ossidano le eventuali tracce di H₂S presenti nei gas di coda stessi. Il corretto funzionamento dell'inceneritore viene monitorato controllando la temperatura nella camera di combustione. Le analisi a camino relative al 2005 hanno dimostrato il riscontro dell'ottimale efficienza del sistema con concentrazione di H₂S inferiore al limite di rilevabilità del metodo di misura.</p>	Assicurare la distruzione termica, con un'efficienza minima del 98%, delle tracce di H ₂ S non convertito

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Isomerizzazione ISO	<u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio dell'eccesso d'aria (analizzatori di ossigeno) e di misura della temperatura fumi all'uscita dei forni. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione dei forni.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> Le sezioni che compongono l'unità (desolforazione, dearomatizzazione e isomerizzazione) sono termicamente integrate tra di loro. L'unità non risulta tuttavia termicamente integrata con altre unità della raffineria. Oltre al sistema di controllo della combustione precedentemente descritto, l'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici mediante scambio termico tra correnti calde e correnti da riscaldare. Recentemente tutte le unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico, finalizzato ad individuare eventuali aree di ottimizzazione energetica, basato su process integration mediante pinch analysis. Per l'unità ISO non sono stati evidenziati significativi margini di miglioramento e di conseguenza non sono stati sviluppati interventi di miglioramento.	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> Viene dosato percloroetilene per controllare l'attività del catalizzatore. Ai fini di ottimizzare il consumo di promotori clorurati, il corretto dosaggio viene determinato sulla base del contenuto del titolo di HCl del gas di riciclo e delle indicazioni operative del Licenziatario del processo.	Ottimizzazione del consumo di composti organici clorurati per il mantenimento dell'attività catalizzatore nel processo con catalizzatore ad allumina clorurata.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Stoccaggio e movimentazione prodotti <i>Prevenzione e controllo delle emissioni fuggitive di VOC</i>		Vedi MTD nella sezione generale
	<p>Relativamente alla modalità di stoccaggio e movimentazione prodotti, si vedano i punti seguenti della presente sezione.</p> <p>Relativamente al contenimento delle emissioni fuggitive di VOC si veda la sezione Gestione ottimale delle emissioni fuggitive.</p> <p>Ulteriori aspetti relativi alla gestione dei rifiuti e alla protezione del sottosuolo sono trattati nella sezione Gestione ottimale dei rifiuti e prevenzione della contaminazione dei suoli.</p>	Gestione operativa corretta dello stoccaggio, della movimentazione dei prodotti e di altri materiali utilizzati in raffineria per ridurre la possibilità di sversamenti, rifiuti, emissioni in aria e in acqua.
	<u>Applicata</u> Il petrolio grezzo e i distillati leggeri (benzine finite e semilavorate) sono contenuti in serbatoi a tetto galleggiante.	Utilizzo di serbatoi a tetto galleggiante per lo stoccaggio di prodotti e materiali volatili.
	<u>Applicata</u> In generale tutti i serbatoi di stoccaggio di prodotti idrocarburici presentano mantelli con verniciatura in tinta chiara. In particolare, in conformità a quanto previsto dal Decreto Ministeriale 107/00, per i serbatoi di benzine finite è stata utilizzata vernice termoriflettente. Tale verniciatura è stata inoltre utilizzata per il 37 % dei serbatoi di greggio e il 66 % di prodotti intermedi leggeri.	Utilizzo di verniciatura a tinta chiara delle pareti dei serbatoi.
	<u>Non Applicabile</u> Non sono previsti significativi interventi di riduzione del numero totale di serbatoi presenti in raffineria.	Preferire l'utilizzo di pochi serbatoi di dimensioni elevate in alternativa a tanti di dimensioni più ridotte (tecnica applicabile per le nuove raffinerie/ unità).
<i>Serbatoi a tetto fisso</i>	<u>Non Applicabile</u> I distillati leggeri sono contenuti in serbatoi a tetto galleggiante esterno.	Installazione di un tetto interno galleggiante qualora si decida di utilizzarli per lo stoccaggio di prodotti volatili.
	<u>Non Applicabile</u> I distillati leggeri sono contenuti in serbatoi a tetto galleggiante esterno che quindi non richiedono la polmonazione (vedi sopra).	Polmonazione con gas inerte (in alternativa alla precedente).

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
<i>Serbatoi a tetto galleggiante esterno EFRT</i>	<u>Applicata</u> Tutti i serbatoi a tetto galleggiante contenenti benzine finite sono dotati di doppie tenute. Circa il 93% dei serbatoi di greggio, sono dotati di doppie tenute. Infine circa il 93% dei serbatoi a tetto galleggiante contenenti semilavorati volatili sono dotati di doppie tenute. Si veda anche la sezione Gestione ottimale delle emissioni fuggitive.	Installazione di guarnizioni doppie/ secondarie sul tetto galleggiante.
	<u>Applicata</u> I serbatoi a tetto galleggiante non sono dotati di manicotti di guarnizione attorno ai punti di campionamento e/o sistemi di chiusura dei fori dei tubi sonda di misurazione di livello dei prodotti volatili. E' prevista l'installazione di manicotti di guarnizione attorno ai punti di campionamento dei seguenti serbatoi di benzine a tetto galleggiante: S516 e S509	Riduzione delle emissioni fuggitive di VOC mediante: <ul style="list-style-type: none"> • Installazione di manicotti di guarnizione attorno ai punti di campionamento del prodotto in connessione con l'atmosfera; • Installazione di sistemi di chiusura (<i>wipers</i>) dei fori dei tubi sonda di misurazione di livello dei prodotti volatili.
	<u>Applicata</u> Tutti i serbatoi a tetto galleggiante sono dotati di opportuni sistemi di allarme di basso livello per evitare l'appoggio del tetto sui piedini.	Evitare l'appoggio del tetto galleggiante sul fondo del serbatoio, per evitare la formazione di vapori/ emissioni oltre che a problemi di sicurezza.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
<i>Prevenzione e protezione della contaminazione del suolo e delle acque derivante da perdite nei serbatoi</i>		Vedi MTD nella sezione generale.
	<p><u>Applicata</u></p> <p>La raffineria, nell'ambito di una politica aziendale specifica, si è dotata di uno strumento di programmazione delle attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi basata su norme internazionali (Istruzione Operativa NT/ISP-SA/1100-04). La definizione dei piani ispettivi tiene conto di diversi parametri quali: caratteristiche tecniche del serbatoio (tipologia, materiali, spessori, ecc.), condizioni di esercizio (tipologia di prodotto stoccato, temperature, ecc.), storia di esercizio (dati ispettivi e anno di costruzione, modifiche e riparazioni, ecc.). In base a tale esame vengono scelte le specifiche tecniche ispettive (sia con serbatoio in esercizio che con serbatoio fuori esercizio) e le relative frequenze.</p> <p>Il programma di ispezione e manutenzione, avente una vista generale su dieci anni, viene ridefinito in dettaglio su base quadriennale.</p>	Prevenzione delle perdite attraverso opportune procedure di ispezione dei serbatoi per verificarne l'integrità (vedi punto precedente).
	<p><u>Non Applicabile</u></p> <p>Nessun serbatoio atmosferico è dotato di sistemi di protezione catodica.</p> <p>La necessità di protezioni catodiche per la protezione dei fondi dei serbatoi di stoccaggio è stata valutata in linea generale da parte di Eni R&M ed è oggetto della nota tecnica allegata al presente documento (Allegato D.3.1B).</p> <p>La strategia scelta da Eni R&M punta alternativamente sull'installazione di doppi fondi per i serbatoi di prodotti ad elevata mobilità nel sottosuolo.</p>	Valutazione della possibilità di adozione di sistemi di protezione catodica.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> Tutti i serbatoi atmosferici di stoccaggio di prodotti idrocarburici presenti in raffineria sono ubicati all'interno di bacini di contenimento con fondo in terra battuta. E' in fase di attuazione un programma di installazione di doppi fondi sui serbatoi in conformità ad opportuna specifica tecnica emessa a livello di Sede (Istruzione Operativa TERAFF-NT/S 01/03). Su un totale di 73 serbatoi per i quali è prevista l'installazione al 2005 risultano dotati di doppi fondi 11 serbatoi di prodotti idrocarburici. Il programma di interventi già definito prevede, entro Ottobre 2007, l'installazione di doppio fondo per ulteriori 6 serbatoi.</p>	Valutare l'opportunità e fattibilità economica di impermeabilizzare il bacino di contenimento dei serbatoi o di installare doppi fondi.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Torche	<u>Applicata</u> Il collettore di blowdown collegato alla torcia idrocarburica in servizio presso la raffineria riceve da un sistema di scarichi di emergenza, dreni e vari collegamenti che convogliano anche gli scarichi delle tenute di alcune apparecchiature, con un flusso continuo in torcia di entità variabile. E' stato recentemente installato un compressore ad anello liquido (GARO) per il recupero del gas di torcia.	Utilizzo solo come dispositivo di sicurezza (avviamento, fermata ed emergenza impianti).
	<u>Applicata</u> La torcia prevede un'iniezione di vapore con dosatura automatica in funzione del flusso di gas in torcia per ridurre la fumosità e quindi il pennacchio.	Assicurare l'operatività della torcia senza formazione di pennacchio, indice di elevato contenuto di particolato, mediante l'immissione di vapore.
	<u>Applicata</u> La raffineria gestisce la torcia con l'obiettivo di minimizzare la quantità di gas da inviare a torcia. Questo obiettivo viene ottenuto mediante: <ul style="list-style-type: none"> • bilanciamento della rete FG mediante controllo di consumi e produzioni e ottimizzazione grazie ad un sistema di controllo avanzato: questo viene ottenuto mediante variazione del mix combustibili ai forni e variazione degli assetti lavorativi; • utilizzo di sistemi di protezione ad alta integrità al fine di minimizzare la quantità di gas inviata a torcia; • applicazione di procedure e buone pratiche di controllo tali da evitare invio di gas alla torcia; • esercizio di un sistema di recupero gas mediante compressore ad anello liquido (GARO). 	Minimizzare la quantità di gas da bruciare attraverso un'appropriata combinazione delle seguenti tecniche: <ul style="list-style-type: none"> - bilanciamento del sistema gas di raffineria (produzione-consumo) - utilizzo, nelle unità di processo di raffineria, di valvole di sicurezza ad alta integrità (senza trafilamenti di gas). - Applicazione di procedure e buone pratiche di controllo delle unità di processo tali da evitare invio di gas alla torcia. - Installazione, quando economicamente compatibile di un sistema di recupero gas diretto in torcia.
	<u>Applicata</u> La torcia idrocarburica è dotata di un misuratore di portata dei gas.	Valutare l'opportunità di installare un sistema di misurazione della portata del gas inviato in torcia.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Impianto di trattamento delle acque reflue	<u>Applicata</u> La raffineria è dotata di 3 unità di strippaggio acque acide (SWS), denominati SWS 1, SWS 2 e SWS 3. Il SWS 1 tratta le acque acide provenienti dall'impianto di Visbreaking-Thermal Cracking. Gli impianti SWS2 e SWS3 trattano le acque acide prodotte dagli altri impianti della Raffineria.	Invio delle acque acide all'impianto SWS.
	<u>Applicata</u> L'acqua utilizzata nei desalter dell'unità DP3 è costituita prevalentemente da acqua trattata dagli impianti SWS.	Riutilizzo dell'acqua acida proveniente dal SWS come acqua di lavaggio del desalter (o come acqua di lavaggio in testa alla colonna principale FCC).
	<u>Non Applicabile</u> Il processo di polimerizzazione non è presente in raffineria.	Pre-trattamento dell'acqua reflua di processo derivante dall'unità di polimerizzazione a causa dell'alto contenuto di fosfati.
	<u>Non Applicabile</u> Non è previsto trattamento di acque di zavorra.	Stoccaggio in serbatoi a tetto galleggiante delle acque di zavorra, che possono contenere prodotti volatili e quindi generare emissioni significative di VOC e problemi di sicurezza.
	<u>Applicata</u> La temperatura viene monitorata in continuo nelle vasche di ossidazione della sezione biologica dell'impianto trattamento reflui (Impianto TE) e il segnale è rilanciato in continuo a DCS presso la Sala Controllo dell'impianto. E' inoltre possibile operare una regolazione della temperatura nelle vasche mediante addizione di vapore.	Monitoraggio della temperatura dell'acqua da trattare al fine di ridurre la volatilizzazione e per assicurare la corretta performance del trattamento biologico.
	<u>Applicata</u> La raffineria dispone di una rete fognaria unificata che raccoglie acque di processo, spurghi, drenaggi serbatoi, acque sanitarie, acque meteoriche. La sezione biologica dell'impianto TE tratta tutti i reflui convogliati nella rete unitaria dell'area impianti di raffineria; la sezione chimico-fisica riceve e tratta i reflui collettati in area Isola Petroli e Zona Nord-Est. Tutte le acque collettate (incluse, quindi, le meteoriche da aree impianti/parco serbatoi) vengono inviate per trattamento all'impianto TE prima del loro definitivo invio allo scarico finale.	Invio dell'acqua piovana inquinata, proveniente da aree di impianti, all'impianto di trattamento.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> Le attività di lavaggio apparecchiature (recipienti, colonne, scambiatori, ecc.) avviene in generale utilizzando acqua in pressione ad opera di personale specializzato. Le procedure di raffineria non prevedono l'utilizzo di solventi clorurati. Eventuali lavaggi chimici, per particolari tipologie di attrezzature, vengono effettuati a ciclo chiuso evitando l'invio di acque contaminate dall'impianto di depurazione. Relativamente alle attività di bonifica serbatoi, si veda la relativa sezione Gestione ottimale dei rifiuti e prevenzione della contaminazione dei suoli.</p> <p>La messa in sicurezza e la bonifica di impianti ed attrezzature è regolamentata da specifica procedura del SGA.</p>	<p>L'utilizzo di sostanze tensioattive deve essere controllato e ridotto al minimo per evitare malfunzionamento dell'impianto di trattamento Tecniche utilizzabili sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> • adeguata formazione degli operatori; • utilizzo di pulitura a secco, acqua o vapore ad alta pressione per evitare/ridurre l'utilizzo di sgrassatori a base di solventi clorurati; • utilizzo di sgrassatori non pericolosi e biodegradabili.
	<p><u>Applicata</u> Sono presenti tre separatori tipo API (vasche Farrer S34 A/B/C) funzionanti in parallelo presso la linea biologica dell'impianto TE.</p>	Trattamento primario (disoleazione API, PPI, CPI).
	<p><u>Applicata</u> Sono presenti i seguenti impianti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • presso la sezione biologica, un flottatore del tipo ad aria disciolta (DAF - <i>dissolved air flotator</i>) e un flottatore del tipo ad aria indotta (IAF - <i>induced air flotator</i>) posti in serie; • presso la sezione chimico-fisica, un flottatore del tipo ad aria disciolta (DAF - <i>dissolved air flotator</i>) e due flottatori del tipo ad aria indotta (IAF - <i>induced air flotator</i>) posti in serie. 	Trattamento secondario (flottazione).
	<p><u>Applicata</u> La sezione biologica del trattamento acque è costituita da una unità di pre-nitrificazione (vasca MS101 - sezione anossica) e da una successiva unità di nitrificazione (vasche MS102 e MS2 - sezione aerobica). A valle di tale sezione, le acque depurate vengono inviate ad una batteria di otto filtri autopulenti a sabbia quarzifera e successivamente scaricate nel recettore finale (laguna).</p> <p>Presso la sezione chimico-fisica del TE, a valle della sezione di flottazione, sono presenti una batteria di due filtri autopulenti a sabbia quarzifera e una sezione di filtrazione su carboni attivi poste in serie prima dello scarico finale in laguna.</p>	Trattamento terziario o biologico.
	<p><u>Applicata</u> Presso l'impianto TE sono presenti diversi serbatoi che garantiscono accumulo ed equalizzazione per tutti gli stream da trattare: la capacità totale di accumulo risulta pari a circa 83.000 m³.</p>	Utilizzo di bacini/serbatoi di equalizzazione per lo stoccaggio delle acque reflue di raffineria, o di alcuni effluenti critici di processo, da trattare.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> Le vasche di disoleazione primaria tipo API e flottatori tipo DAF non sono provviste di copertura. Tuttavia la raffineria prevede di eseguire a breve uno specifico studio di fattibilità per l'installazione di adeguate coperture per le vasche di disoleazione API.</p>	<p>Valutazione della fattibilità di installare coperture nei separatori olio/ acqua e nelle unità di flottazione per ridurre le emissioni di VOC.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Sistemi di raffreddamento	<u>Applicata</u> Il sistema di raffreddamento è ritenuto adeguato in relazione ai principi generali richiamati nel BREF sui sistemi di raffreddamento in quanto prevede: <ul style="list-style-type: none"> • progettazione finalizzata a massimizzare i recuperi energetici e conseguentemente ridurre l'esigenza di raffreddamento; • utilizzo di un sistema misto con air cooler e scambiatori ad acqua; • è in atto un trattamento biocida dell'acqua mare prelevata a scopo raffreddamento mediante biossido di cloro; • il sistema ad acqua fluente (acqua mare) non prevede contatto con altri fluidi di processo; 	Applicare le MTD indicate nello specifico BRef sui sistemi di raffreddamento.
	<u>Applicata</u> Le unità di raffineria sono progettate per massimizzare il recupero energetico dalle correnti calde. La maggior parte delle unità presentano inoltre integrazioni termiche tra le varie sezioni. Le unità di raffineria a scopo raffreddamento utilizzano scambiatori ad acqua mare e sistemi di raffreddamento ad aria, con l'eccezione della sola unità DP2, che utilizza esclusivamente acqua mare.	Ottimizzazione del recupero di calore tra flussi all'interno di un singolo impianto o tra varie unità di processo.
	<u>Applicata</u> Le acque di raffreddamento in uscita dalle apparecchiature asservite vengono convogliate tramite linee dedicate a vasche di calma e scaricate in laguna allo scarico unificato SM1. Tali correnti vengono mantenute separate dalle acque reflue di processo ed unite ad esse solo dopo la depurazione di queste ultime nell'impianto TE.	Mantenere separate le acque di raffreddamento da quelle di processo ed eventuale riutilizzo di queste ultime per il raffreddamento solo dopo trattamento primario.
	<u>Applicata</u> La quasi totalità delle unità di raffineria utilizzano un sistema combinato di raffreddamento ad acqua e ad aria. L'utilizzo di sistemi di raffreddamento ad aria è implementato ove compatibile con le esigenze di processo.	Valutare la possibilità di utilizzare l'aria, in alternativa all'acqua, come fluido refrigerante.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p><u>Applicata</u> Le acque di raffreddamento dagli impianti vengono convogliate tramite linee dedicate a vasche di calma prima dello scarico finale in laguna. Nelle vasche di calma sono installati rilevatori in continuo di esplosività e H2S. Inoltre è prevista l'analisi del contenuto di idrocarburi nelle acque di raffreddamento scaricate, con cadenza giornaliera.</p>	Adottare un sistema di monitoraggio appropriato per prevenire le perdite di idrocarburi in acqua.
	<p><u>Non Applicabile</u> La raffineria ha già valutato e, ove possibile implementato, diverse azioni di recupero energetico, che prevedono anche l'utilizzo di calore a bassa temperatura. Questi interventi sono generalmente implementati in area impianti. Tuttavia non sono emersi ulteriori opzioni per l'implementazione di sistemi di utilizzo del calore a bassa temperatura (es. mediante distribuzione di acqua temperata ad edifici civili) poiché il calore eventualmente disponibile risulta a basso tenore entalpico o di ridotta entità, qualora di interessante utilizzo. La fornitura di calore ad eventuali utilizzatori su ampia scala richiede apparecchiature e sistemi di distribuzione appositi.</p>	Valutare l'opportunità, fattibilità e convenienza economica di riutilizzo del calore ad un livello basso.

ALLEGATO D.3.1A

SCHEDA D.3.1

**NOTA TECNICA
SULL'APPLICABILITA' DELLE
MTD RELATIVA A SISTEMI DI
TRATTAMENTO SECONDARI
E LAVAGGIO WASTE GAS**

INDICE

1. NOTA TECNICA SULL'APPLICABILITA' DELLE MTD RELATIVA A SISTEMI DI TRATTAMENTO SECONDARI E LAVAGGIO WASTE GAS	3
1.1 PREMESSA	3
1.2 DEFINIZIONE DEI CASE STUDY	4
1.2.1 <i>Tecniche di trattamento secondario</i>	4
1.2.2 <i>Lavaggio del waste gas dal sistema vuoto</i>	4
1.3 SINTESI DEI BENEFICI AMBIENTALI OTTENIBILI	5
1.4 CONCLUSIONI	6

1. NOTA TECNICA SULL'APPLICABILITA' DELLE MTD RELATIVA A SISTEMI DI TRATTAMENTO SECONDARI E LAVAGGIO WASTE GAS

1.1 Premessa

La Linea Guida sull'identificazione delle Migliori Tecnologie Disponibili (MTD) per le Raffinerie, disponibili in bozza, prevedono la valutazione di tecniche di tipo secondario per il trattamento dei fumi delle unità di raffineria e di tecniche per la riduzione delle emissioni di waste gas dai sistemi a vuoto.

Nell'ambito delle tecniche di trattamento fumi, sono contemplate diverse tecniche rivolte alla riduzione delle emissioni di:

- particolato;
- ossido di zolfo, SO_x;
- ossidi di azoto, NO_x;

La raffineria Eni di Venezia implementa già in maniera estesa tecniche primarie per la riduzione delle emissioni dei macroinquinanti sopracitati, privilegiando, nello spirito della Direttiva IPPC, tecniche di processo in alternativa alle tecniche di depurazione; in particolare:

- ottimizzando l'efficienza energetica delle proprie unità;
- massimizzando l'utilizzo di gas desolfurato; è prevista inoltre l'introduzione di gas naturale per ridurre le emissioni dell'unità COGE;
- massimizzando l'efficienza della combustione;
- impiegando bruciatori di tipo Low NO_x per le caldaie dell'unità COGE e per alcuni forni di rilevante potenzialità;
- utilizzando combustibili liquidi a basso tenore di zolfo e di ceneri;
- impiegando sistemi di atomizzazione del combustibile con vapore;

Eni ha quindi valutato l'applicabilità di tecniche di trattamento secondario e delle tecniche di lavaggio del waste gas dai sistemi di vuoto per la propria raffineria di Venezia al fine di verificare se queste possano considerarsi MTD per il caso specifico ed ha sintetizzato i risultati nella presente nota.

L'obiettivo della presente analisi preliminare è individuare se tali tecniche siano in grado di fornire rilevanti benefici ambientali per l'area in cui risulta inserita la raffineria di Venezia. Qualora la risposta sia positiva, sarà necessario verificare successivamente la fattibilità tecnica ed economica degli interventi indicati, prendendo in considerazione ad esempio anche i vincoli di layout, il livello complessivo del rischio per la raffineria ed i costi complessivi dell'intervento.

1.2 Definizione dei Case Study

1.2.1 Tecniche di trattamento secondario

La Linea Guida sull'identificazione delle MTD per le Raffinerie indica diverse tecniche di trattamento secondarie per il trattamento dei fumi.

Nell'ambito dell'analisi condotta da Eni, sono state identificate le seguenti tecniche indicate dalla Linea Guida e finalizzate a ridurre le emissioni dei macroinquinanti:

- **Riduzione delle emissioni di NOx** – Selective Catalytic Reduction (SCR) Unit;
- **Riduzione delle emissioni di SOx** – Wet Gas Scrubber (WGS) Unit;
- **Riduzione delle emissioni di Particolato** – Electro Static Precipitator (ESP) Unit;

Considerando l'assetto emissivo della raffineria, in cui il camino 18, al quale afferiscono le unità COGE e DP3, rappresenta il punto di emissione più rilevante per la raffineria di Venezia (circa il 70% dei fumi emessi dalla raffineria), Eni ha ritenuto opportuno condurre l'analisi per il trattamento dei fumi di questo camino.

Nella definizione del case study sono state considerate per le tecniche sopraindicate, in prima ipotesi, le prestazioni medie indicate nella Linea Guida per l'identificazione delle MTD per le raffinerie. Nella seguente tabella è illustrata nel dettaglio l'ipotesi considerata:

Tabella 1 – Tecniche di trattamento secondario analizzate

Tecnica	Prestazioni considerate	Emissioni camino 18 alla capacità produttiva
		Volume fumi = 540.880 Nm3/h
SCR	Emissione di NOx = 100 ¹ mg/Nm3	NOx = 474 t/anno
WGS	Efficienza di abbattimento = 94 ² %	SOx = 164 t/anno
ESP	Emissione di PM = 10 ³ mg/Nm3	PM = 47 t/anno

1.2.2 Lavaggio del waste gas dal sistema vuoto

La Linea Guida sull'identificazione delle MTD per le Raffinerie indica inoltre l'adozione di tecniche per la riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo dai gas provenienti dai sistemi di eiettori delle colonne vuote. Generalmente tali

¹ Valore desunto dalla Linea Guida sulle MTD per le raffinerie, considerando un utilizzo misto di fuel gas e fuel oil nei forni e nelle caldaie afferenti al camino;

² Valore desunto dalla Linea Guida sulle MTD per le raffinerie, considerando un valore medio per il processo Wet Limestone Scrubber;

³ Valore desunto dalla Linea Guida sulle MTD per le raffinerie, considerando un valore medio;

tecniche prevedono l'impiego di sistemi di lavaggio dei waste gas mediante trattamento con ammine.

Il case study individuato da Eni è basato sui dati di processo delle unità di distillazione primaria DP2 e DP3, che non prevedono uno specifico sistema di lavaggio amminico per il waste gas del sistema vuoto. A titolo indicativo è stato considerato che il lavaggio dei gas riduca il tenore di zolfo nello stream gassoso ai livelli ottenibili mediante lavaggio con soluzione amminica.

Tabella 2 – Tecniche di trattamento waste gas

Tecnica	Prestazioni considerate	Emissioni evitate alla capacità produttiva
Lavaggio gas	Abbattimento completo di SO ₂ dai waste gas delle unità DP2 e DP3	Camino 3 - SO _x = - 124 t/anno Camino 18 - SO _x = - 265 t/anno

1.3 Sintesi dei benefici ambientali ottenibili

Eni ha svolto un'analisi modellistica sulle ricadute associate all'ipotetico assetto emissivo conseguente all'applicazione delle tecniche descritte in precedenza al fine di valutarne l'efficacia.

Questo aspetto è stato valutato considerando il beneficio marginale in termini di ricadute rapportato allo Standard di Qualità Ambientale (SQA), individuato per ogni sostanza macroinquinante considerata (PM 10, NO_x, SO₂), pervenendo così ad un indicatore espresso su base percentuale.

I dettagli dello studio ed i risultati modellistici sono descritti nel documento allegato all'istanza di AIA D.6, § 3 Analisi dei Case-Studies.

I risultati dello studio, valutati per tutte le centraline di rilevamento della qualità dell'aria aventi interesse per la raffineria di Venezia (vedi Figure 19, 20, 21 e 22), hanno portato all'identificazione delle seguenti riduzioni marginali del contributo emissivo dovuto alla raffineria. Si consideri che tali indicatori sono riferiti alla media annua delle concentrazioni.

Tabella 3 – Sintesi risultati studio modellistico per Tecniche Trattamento Secondarie

Macroinquinante	Riduzione media per tutte le centraline	Riduzione marginale per tutte le centraline
NO _x	- 2,0 %	- 3,2 %
SO ₂ ⁴	- 7,0 %	- 11,6 %
PM	- 0,3%	- 0,4 %

⁴ Come riportato nello studio modellistico, allegato D.6, va peraltro evidenziato che il confronto delle concentrazioni di SO₂ con al limite di 20 µg/m³ è del tutto conservativo in quanto tale limite si applica alla protezione degli ecosistemi e non delle aree urbane, come indicato nel D.M. 60/2002.

Tabella 4 – Sintesi risultati studio modellistico per Lavaggio waste gas

Macroinquinante	Riduzione media per centrale	marginale tutte le	Riduzione massima	marginale
SO2	- 1,2 %		- 2,2 %	

Pertanto si osserva come il beneficio ambientale ottenibile, associato all'impiego da parte della raffineria di Venezia delle complesse tecniche di trattamento secondario analizzate, si possa valutare come ridotto. Analogamente si può concludere per quanto riguarda l'impiego di tecniche per il lavaggio del waste gas dal sistema ad eiettori delle colonne vuoto.

1.4 Conclusioni

I risultati dello studio modellistico condotto hanno evidenziato che i benefici marginali ottenibili considerando l'applicazione di tecniche di trattamento secondarie ai fumi del camino S18 della raffineria e l'applicazione dei sistemi di trattamento del waste gas dei sistemi di vuoto delle unità DP2 e DP3 sono sostanzialmente ridotti, in particolare per quanto riguarda le emissioni di NOx e PM 10.

L'applicazione delle tecniche di trattamento secondarie comporterebbe tuttavia:

- Aumento del livello di rischio complessivo per via dell'introduzione di nuovi impianti, in particolare per l'introduzione di uno stoccaggio di ammoniacca necessaria al funzionamento dell'unità SCR;
- Impiego di tecniche di depurazione rispetto alle tecniche di processo, privilegiate in base allo spirito della Direttiva IPPC;
- Criticità a livello di lay-out dati i vincoli stringenti esistenti per l'installazioni di tali impianti presso la raffineria;
- Aumento della produzione di rifiuti associati all'esercizio degli impianti (miscela semiliquida di calcare/acqua da WGS, catalizzatore esausto da SCR, polveri rimosse da ESP, principalmente);
- Aumento dei consumi energetici per il funzionamento delle apparecchiature, in particolare di elettricità per l'esercizio dell'ESP;
- Elevati costi di investimento e di esercizio degli impianti di abbattimento delle emissioni;

Pertanto, alla luce delle considerazioni sopra espone, Eni ritiene che tali tecniche inserite nella Linea Guida sulle MTD per le raffinerie non risultino applicabili alla propria raffineria di Venezia e pertanto non possano considerarsi come MTD per il caso specifico.

ALLEGATO D.3.1B

SCHEDA D.3.1

**NOTA TECNICA
SULL'APPLICAZIONE DELLE
MTD RELATIVE ALLE
PROTEZIONI CATODICHE AI
SERBATOI**

INDICE

**1. NOTA TECNICA SULL'APPLICAZIONE DELLE MTD
RELATIVE ALLE PROTEZIONI CATODICHE AI SERBATOI 3**

1. NOTA TECNICA SULL'APPLICAZIONE DELLE MTD RELATIVE ALLE PROTEZIONI CATODICHE AI SERBATOI

Eni divisione R&M ha emesso fin dal 1999 un'istruzione operativa aziendale per l'installazione del doppio fondo dei serbatoi con sistema di rilevazione delle perdite. Tale istruzione operativa è stata aggiornata nel dicembre 2003 precisandone ulteriormente il campo di applicazione ma mantenendo finalità ed impostazione (rif. TERA-NT/S 01/03 "Manutenzione dei fondi di serbatoi atmosferici con realizzazione di doppio fondo e sistema di rilevazione perdite).

Nel biennio 2004-05 sono stati installati il 30% del totale dei doppi fondi rientranti nel campo di applicazione dell'istruzione operativa con un piano che prevede di ultimare i lavori, orientativamente, entro il 2012.

Nell' aprile 2004 è stata inoltre aggiornata l'istruzione operativa NT/ISP-SA/1100-04 "Guida all'ispezione dei serbatoi atmosferici per prodotti petroliferi" che prevede un dettagliato piano di ispezioni sia in esercizio che fuori esercizio. In particolare è stata resa obbligatoria l'ispezione dei fondi dei serbatoi in esercizio con il metodo dell'emissione acustica.

Non si ritiene, pertanto opportuna l'installazione della protezione catodica del fondo del serbatoio in quanto oltre a quanto suddetto, la medesima non garantisce la protezione della corrosione lato interno (prodotto) e risulta di difficile installazione e di dubbia efficacia per i serbatoi a doppio fondo.

ALLEGATO D.3.1C

SCHEDA D.3.1

**NOTA TECNICA
SULL'APPLICABILITA' DELLE
BAT RELATIVE AI SISTEMI DI
DISSALAZIONE GREGGIO**

INDICE

1. NOTA TECNICA SULL'APPLICABILITA' DELLE BAT RELATIVE AI SISTEMI DI DISSALAZIONE GREGGIO	3
1.1 PREMESSA	3
1.2 UTILIZZO DI DESALTERS MULTISTADIO	3
1.2.1 <i>Unità di Distillazione primaria DP2</i>	3
1.2.2 <i>Unità di Distillazione primaria DP3</i>	3
1.3 SEDIMENTAZIONE ACQUE DI SCARICO DESALTERS A BORDO IMPIANTO PER MIGLIORAMENTO DELLA SEPARAZIONE ACQUA/OLIO.....	3
1.4 MIGLIORAMENTO DELLA SEPARAZIONE DEI SOLIDI DA ACQUA/OLIO - TRATTAMENTO CON IDROCICLONI	4
1.5 USO DI ACQUA RICICLATA PER I DESALTER	5
1.6 STRIPPAGGIO DELLE BRINE DA DESALTER.....	5

1. NOTA TECNICA SULL'APPLICABILITA' DELLE BAT RELATIVE AI SISTEMI DI DISSALAZIONE GREGGIO

1.1 Premessa

La Raffineria di Venezia dispone di 2 unità di distillazione primaria (DP2 e DP3).

Si esegue di seguito un'analisi di applicabilità delle BAT relative ai sistemi di dissalazione del grezzo.

1.2 Utilizzo di desalters multistadio

L'uso del doppio stadio di desalter è indicato dalle BAT soprattutto per gli impianti nuovi e quando il contenuto di sali nel grezzo è maggiore di 200 ppm o quando il residuo è successivamente processato cataliticamente.

La situazione degli impianti di distillazione primaria della Raffineria di Venezia è la seguente:

1.2.1 Unità di Distillazione primaria DP2

L'impianto dispone di un'unità di desalting a singolo stadio.

Il contenuto di sali nel grezzo risulta inferiore a 150 ppm e il residuo non viene processato cataliticamente.

1.2.2 Unità di Distillazione primaria DP3

La sezione di dissalazione dell'impianto è costituita da 2 desalters normalmente operanti in parallelo; le due unità possono essere disposte con configurazione in serie.

Il contenuto di sali nel grezzo risulta inferiore a 80 ppm e il residuo non viene processato cataliticamente.

Va inoltre osservato che l'efficienza di dissalazione ottenuta è comunque adeguata in relazione alla tipologia di greggi trattati in conformità con le indicazioni delle BAT, senza dover applicare il doppio stadio.

1.3 Sedimentazione acque di scarico desalters a bordo impianto per miglioramento della separazione acqua/olio

A riguardo vengono indicati dalle BAT i seguenti sistemi di miglioramento:

- Vasche di sedimentazione a bordo impianto;

- Scelta del miglior sistema di controllo dell'interfaccia;
- Uso di agenti bagnanti;
- uso di agenti disemulsionanti.

La vasca di sedimentazione costituisce dispositivo atto al miglioramento della separazione fra idrocarburo e acqua di lavaggio, resa più difficile dalla presenza di solidi non solubili in acqua che si accompagnano a patine di olio.

Le unità di distillazione primaria della Raffineria di Venezia (DP2 e DP3) non sono dotate di separatore olio/acqua immediatamente a valle della sezione di desalting; le acque scaricate vengono comunque inviate ai separatori tipo API.

Le unità di dissalazione degli impianti DP2 e DP3 sono dotate di adeguata strumentazione per il controllo del livello di interfaccia tra olio e acqua (misuratore di livello interfase mediante strumentazione a dislocazione su due livelli: olio/emulsione e emulsione/acqua).

L'aggiunta di agenti disemulsionanti prevista dalle BAT è adoperata dalla Raffineria e favorisce il miglioramento della separazione acqua/olio già nel desalter.

Va inoltre considerato che la qualità delle acque scaricate dai desalter, in termini di contenuto di HC, risulta allineato con i valori citati nel BREF sulle Raffinerie (<100 ppm).

Da quanto detto si conclude che:

- risultano applicate 2 delle 4 tecniche prima citate (scelta del miglior sistema di controllo dell'interfaccia ed uso di agenti disemulsionanti);
- non si ritiene necessaria l'applicazione di ulteriori sistemi di separazione dato che la qualità delle acque scaricate risulta allineato con i valori citati nel BREF.

1.4 Miglioramento della separazione dei solidi da acqua/olio - Trattamento con idrocycloni

Le BAT indicano fra gli altri suggerimenti l'uso di separatori a piatti, in alternativa a idrocycloni e l'uso del mud washing.

Le unità di distillazione primaria della Raffineria di Venezia (DP2 e DP3) non sono dotate di dispositivi di trattamento per il miglioramento della separazione dei solidi da acqua/olio.

Occorre tuttavia sottolineare che la separazione dei solidi e degli idrocarburi dall'acqua di lavaggio diventa difficile per grezzi con densità inferiore a 30° API (è sottolineato anche dalle BAT-Example plant).

La Raffineria di Venezia processa greggi con densità media non inferiore a 30° API: per questo motivo si ritiene che i dispositivi di trattamento suddetti non sono applicabili per la configurazione specifica della Raffineria di Venezia.

1.5 Uso di acqua riciclata per i desalter

E' prassi consolidata, per la Raffineria di Venezia, l'uso di acqua da condense testa topping e SWS ai desalter.

1.6 Strippaggio delle brine da desalter

Come peraltro già evidenziato nelle BAT, il sistema è indicato per grezzi molto pesanti che almeno mediamente non sono processati dalla Raffineria di Venezia.

Tali sistemi servono essenzialmente a ridurre il contenuto di HC nell'acqua di scarico dei desalter, come già visto già molto bassi per la Raffineria di Venezia.

Non riprocessando i nostri topping cariche da cracking (a meno che non si rilavorino slop), i tenori di ammoniaca nell'acqua di lavaggio sono bassissimi (inferiori ai 10 ppm), tanto da non rendere necessario alcun trattamento aggiuntivo.

Una colonna di strippaggio dedicata dovrebbe avere una capacità di circa 40 mc/1000 mc di grezzo trattato con un consumo incrementale di circa 7 t/h di vapore, con un irrilevante recupero di idrocarburi, e una riduzione dell'H₂S inferiore al 30% del totale (da 15 a 10 ppm circa).

Per contro i soli costi di combustibile sarebbero di 1 M€/anno con una produzione incrementale di CO₂ di circa 13-14 kt/anno pari a circa ulteriori 0,3 M€/a.

I costi di investimento sarebbero di circa 2 M€.

Da quanto detto si può concludere che interventi ulteriori rispetto all'esistente non migliorerebbero la situazione in maniera significativa e aumenterebbero i consumi e la produzione di CO₂.

ALLEGATO D.3.1D

SCHEMA D.3.1

**NOTA TECNICA
SULL'APPLICABILITA' DELLA
BAT RELATIVA A SISTEMI
MISTI EIETTORI/POMPE AD
ANELLO LIQUIDO E
CONDENSATORI A
SUPERFICIE PER COLONNE
VACUUM**

INDICE

1. NOTA TECNICA SULL'APPLICABILITA' DELLA BAT RELATIVA A SISTEMI MISTI EIETTORI/POMPE AD ANELLO LIQUIDO E CONDENSATORI A SUPERFICIE PER COLONNE VACUUM	3
1.1 PREMessa	3
1.2 INDICAZIONI BREF IPPC	3
1.3 SITUAZIONE ATTUALE PER LE RAFFINERIE DEL GRUPPO ENI	4
1.4 ANALISI DI APPLICABILITÀ MTD	4
1.5 CONCLUSIONI	6

1. NOTA TECNICA SULL'APPLICABILITA' DELLA BAT RELATIVA A SISTEMI MISTI EIETTORI/POMPE AD ANELLO LIQUIDO E CONDENSATORI A SUPERFICIE PER COLONNE VACUUM

1.1 Premessa

La presente nota contiene un'analisi di applicabilità di sistemi con pompe ad anello liquido e condensatori di superficie in luogo di sistemi con eiettori a vapore per le colonne di distillazione sotto vuoto delle Raffinerie del gruppo ENI.

1.2 Indicazioni Bref IPPC

Il Bref IPPC indica come MTD per le unità di distillazione sotto vuoto quanto segue:

- massimizzazione dell'utilizzo di pompe ad anello liquido e condensatori di superficie al posto di alcuni stadi di eiezione a vapore. Tale sistema, applicabile in particolar modo al terzo stadio di eiezione, comporta un beneficio ambientale in quanto consente la riduzione della quantità di acqua contaminata prodotta.
- minimizzazione della portata di acqua inquinata dalle pompe di vuoto mediante riciclo dell'acqua o utilizzo di tecniche di purificazione adeguate.

Inoltre viene precisato che:

- l'utilizzo dei condensatori a superficie elimina la corrente di acqua reflua oleosa ed inoltre, essendo ridotto il consumo di vapore, la portata di acque reflue acide si riduce dell'80 %;
- al fine di un'ottimizzazione dell'efficienza energetica il vuoto può essere ottenuto con una combinazione di pompe ad anello liquido ed eiettori (l'utilizzo di pompe comporta infatti l'incremento del consumo di energia elettrica). In tal modo si ottiene la diminuzione del consumo di vapore, di acqua di raffreddamento e di energia elettrica di pompaggio oltre che del consumo dei chemicals di condizionamento;
- anche se nelle raffinerie il vapore necessario per gli eiettori è ottenuto mediante recuperi termici da stream caldi è necessario effettuare un'analisi energetica al fine di valutare la convenienza dell'utilizzo di eiettori a vapore rispetto all'utilizzo delle pompe ad anello liquido.

Le linee guida italiane consigliano un'attenta analisi energetica prima di considerare questa MTD.

1.3 Situazione attuale per le Raffinerie del gruppo ENI

Tutte le raffinerie del gruppo ENI utilizzano il sistema di eiettori a vapore a tre stadi.

L'utilizzo degli eiettori a vapore è la tecnica più diffusa nelle raffinerie e viene considerata ancora la tecnica migliore, per garantire il grado di vuoto richiesto nelle colonne di distillazione sotto vuoto, in virtù delle seguenti considerazioni:

- è semplice, robusta, di altissima affidabilità e garantisce il funzionamento senza necessità di manutenzione per tutta la durata del ciclo tra due fermate (normalmente 4-5 anni);
- garantisce l'elevata flessibilità espressamente richiesta nelle colonne di raffineria, caratterizzate da variazioni frequenti della qualità e della quantità della carica anche in range piuttosto ampi;
- garantisce il grado di vuoto richiesto (pressione assoluta 25-50 mmHg o inferiore) utilizzando sistemi di tre eiettori in serie con condensatori interstadio;
- non essendo presenti componenti in movimento non hanno problemi di tenuta, non richiedono motori elettrici e non necessitano di interventi di manutenzione (con conseguente fermata dell'impianto di distillazione), fatta eccezione per gli interventi di ispezione e pulizia durante le fermate generali;
- utilizzano come fluido motore il vapore che è sempre disponibile in raffineria e che ottenuto soprattutto mediante recuperi termici;
- la produzione di acque acide è contenuta (circa 10 mc/h, con riferimento ad una colonna con capacità di 5000 t/g, con sistema vuoto costituito da tre eiettori in serie e per tragguardare una pressione assoluta di 25-50 mm Hg);
- le acque reflue acide prodotte vengono recuperate dai separatori e inviate agli impianti di Sour water stripper per la rimozione degli inquinanti assorbiti e successivamente vengono riutilizzate nel processo di desalting;
- il consumo di vapore più rilevante è quello del 1° stadio di eiezione (circa 70% del totale). Il consumo di vapore dell'ultimo stadio è circa il 15 % del totale.

1.4 Analisi di applicabilità MTD

L'implementazione è indicata per i seguenti motivi:

- per la minimizzazione della produzione di acque reflue;
- per il presunto minor consumo energetico richiesto dalla pompa che però deve essere verificato mediante un'attenta analisi energetica.

L'applicazione di questa MTD si riferisce soprattutto al sistema combinato a tre stadi con i primi due stadi dotati di eiettori a vapore e solo con il terzo stadio con pompa ad anello liquido. Le applicazioni si riferiscono soprattutto ad alcune raffinerie statunitensi dove la motivazione principale è il risparmio energetico.

Secondo i fornitori delle apparecchiature la scelta di un sistema combinato deve essere valutata tenendo conto dei seguenti fattori:

- **la performance richiesta dal sistema in termini di portata di incondensabili e vapore da estrarre e grado di vuoto richiesto**. Per le portate elevate ed il grado di vuoto spinto richiesti in raffineria l'utilizzo delle pompe non è proponibile (per le dimensioni delle apparecchiature e le quantità di utilities richieste) per il primo ed il secondo stadio. La possibile applicazione al terzo stadio risulta difficilmente proponibile nei sistemi esistenti considerando il livello di investimento richiesto, i problemi di lay-out ed i problemi di integrazione con gli eiettori esistenti;
- **la difficoltà di accordare le pressioni degli eiettori esistenti** con la nuova pompa che può essere superata solo per gli impianti nuovi nella fase di progettazione;
- **la percentuale di incondensabili** che possono portare a portate da aspirare troppo grandi per le pompe attualmente disponibili sul mercato;
- **il decadimento della performance delle pompe** con l'aumento della temperatura dell'acqua di raffreddamento disponibile. La performance della pompa può peggiorare drasticamente anche per aumenti contenuti di temperatura dell'anello come potrebbe succedere in raffineria specialmente d'estate. Per avere una buona efficienza della pompa è necessario il raffreddamento con un apposito circuito utilizzando acqua fredda con temperatura da 10 a 15°C;
- **la scelta del liquido per l'anello**. Per ragioni economiche ed ecologiche normalmente si utilizza l'acqua; altri liquidi possono essere presi in considerazione per applicazioni specifiche;
- **la quantificazione e la destinazione dello spurgo dell'acqua** dell'anello ed il consumo di acqua per l'integrazione;
- **la scelta del tipo di pompa più idonea allo scopo**. Anche se normalmente come terzo stadio si utilizzano le pompe monostadio le pompe a doppio stadio potrebbero essere più idonee per raggiungere gradi di vuoto spinti e per ridurre il consumo di vapore degli eiettori;
- **il tipo di tenuta e dei materiali più idonei** tenendo conto delle caratteristiche dei fluidi da pompare;
- **le apparecchiature complementari** come: separatori/strippers per eliminare gli idrocarburi dall'acqua dell'anello e scambiatore di calore per il raffreddamento dell'anello;
- **armonizzare/calibrare la pompa con gli eiettori** esistenti aspetto molto importante soprattutto per il revamping dei sistemi esistenti.

1.5 Conclusioni

L'implementazione della MTD consistente nell'utilizzo dei sistemi combinati di vuoto per le unità Vacuum delle raffinerie del gruppo Eni non si ritiene opportuna per le seguenti considerazioni:

- il sistema attuale di tre eiettori in serie è efficiente, di facile gestione e di altissima affidabilità e flessibilità;
- il vapore motore è disponibile in raffineria ed è ottenuto soprattutto con recuperi termici da flussi caldi. Il risparmio energetico non può essere quindi considerato un criterio per l'applicazione del sistema con pompe ad anello liquido;
- la riduzione delle acque acide non può essere una motivazione perché queste sono separate, trattate al SWS e riutilizzate ai Desalters;
- l'utilizzo delle pompe anche solo come terzo stadio richiede investimenti notevoli per l'acquisto delle apparecchiature nuove (pompe, refrigeratore, separatore, pannello di controllo ed altro) difficilmente giustificabili visto l'esiguo beneficio ambientale;
- l'implementazione richiede alti costi per i lavori di montaggio di basamenti, strutture metalliche e per l'allacciamento delle utilities, oltre a possibili problemi di lay-out;
- l'utilizzo delle pompe richiede un consumo di energia elettrica supplementare con possibili necessità di revamping anche per le cabine elettriche;
- per garantire le performance della pompa è necessario un circuito proprio di raffreddamento con acqua fredda a 15°C. Questo, oltre all'ulteriore investimento, aumenterebbe anche i consumi energetici;
- le pompe ad anello liquido sono macchine con parti in movimento e con tenute che richiedono un'accurata manutenzione e che difficilmente potrebbero garantire cicli di 4 anni;
- per gli impianti esistenti la pompa come terzo stadio è di difficile dimensionamento per poter essere integrata e garantire la performance e la flessibilità dimostrata dagli eiettori.

Tuttavia l'implementazione di questa MTD verrà analizzata per gli impianti nuovi o nei casi di retrofitting- revamping degli impianti esistenti.

D.3.2. Verifica di conformità dei criteri di soddisfazione		
Criteri di soddisfazione	Livelli di soddisfazione	Conforme
Prevenzione dell'inquinamento mediante MTD	Adozione di tecniche indicate nelle linee guida di settore o in altre linee guida o documenti comunque pertinenti (cfr. scheda D.3.1)	SI
	Priorità a tecniche di processo	SI
	Sistema di gestione ambientale (cfr. Copia Certificato, allegato)	SI
Assenza di fenomeni di inquinamento significativi	Emissioni aria: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA	SI
	Emissioni acqua: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA	NA
	Rumore: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA	SI
Riduzione produzione, recupero o eliminazione ad impatto ridotto dei rifiuti	Produzione specifica di rifiuti confrontabile con prestazioni indicate nelle LG di settore applicabili	SI
	Adozione di tecniche indicate nella LG sui rifiuti (Documento Non Disponibile)	NA
Utilizzo efficiente dell'energia	Consumo energetico confrontabile con prestazioni indicate nelle LG di settore applicabili (Cfr. risultati studio Solomon)	SI
	Adozione di tecniche indicate nella LG sull'efficienza energetica (se presente) (Documento Non Disponibile)	NA
	Adozione di tecniche di <i>energy management</i>	SI
Adozione di misure per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze	Livello di rischio accettabile per tutti gli incidenti	SI
Condizioni di ripristino del sito al momento di cessazione dell'attività		SI

D.3.3. Risultati e commenti

Inserire eventuali commenti riguardo l'applicazione del modello basato su criteri di soddisfazione. In particolare:

- *In caso di un criterio non soddisfatto, esplicitare chiaramente le circostanze limitanti ed effettuare un confronto per giustificare la non applicabilità di soluzioni alternative previste nella LG nazionale.*
- *Identificare e risolvere eventuali effetti cross - media (esempio: incrementare la potenzialità di un sistema depurativo comporta aumento di rifiuti e di consumi energetici).*

La scheda D.3.1 è complementata dai seguenti documenti che descrivono la valutazione di Non Applicabilità della Linea Guida Nazionale alla raffineria di Venezia:

- Allegato D.3.1A – Nota tecnica sull'applicabilità delle MTD relative a sistemi di trattamento secondari e lavaggio waste gas;
- Allegato D.3.1B – Nota tecnica sull'applicabilità delle MTD relative alle protezioni catodiche ai serbatoi;
- Allegato D.3.1C – Nota tecnica sull'applicabilità delle BAT relative ai sistemi di dissalazione greggio;
- Allegato D.3.1D – Nota tecnica sull'applicabilità della BAT relativa a sistemi misti eiettori/pompe da anello liquido e condensatori a superficie per colonne vacuum;

La verifica dei criteri di soddisfazione per la configurazione da autorizzare è descritta nel dettaglio nei seguenti documenti:

- D.6 identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in aria e confronto con Standard di Qualità Ambientale;
- D.8 Assenza di fenomeni di inquinamento significativi - Rumore;
- D.9 Produzione di rifiuti evitata o operato il recupero o l'eliminazione;
- D.10 Utilizzo efficiente dell'energia;
- D.11 Adozione di misure per prevenire gli incidenti e limitare le conseguenze;
- D.15 Condizioni di ripristino del sito al momento della cessazione dell'attività