



SIA - Progetto Definitivo – Raffineria di Taranto

Progetto di adeguamento delle
strutture della Raffineria di Taranto
per lo stoccaggio e la
movimentazione del greggio
proveniente dal giacimento
denominato Tempa Rossa

Gennaio 2011

Progetto Definitivo

INDICE

Sezione	N° di Pag.
1. INTRODUZIONE	1
2. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA ALLA CONFIGURAZIONE ATTUALE (ANTE OPERAM)	2
2.1. Descrizione Configurazione Attuale.....	2
2.1.1. Ubicazione.....	3
2.1.2. Storia	4
2.1.3. Componenti di impianto	6
2.1.4. Descrizione generale del ciclo di lavorazione	7
2.1.5. Servizi Ausiliari	12
2.1.6. Infrastrutture per la movimentazione via mare.....	19
2.1.7. Infrastrutture per la movimentazione via terra	20
2.1.8. Parco Serbatoi.....	21
2.1.9. Bilancio di Materia ed Energia	23
2.1.10. Uso di Risorse	25
2.1.11. Interferenze con l'Ambiente	28
2.1.12. Sistemi di Monitoraggio e Controllo delle Emissioni	34
3. DESCRIZIONE DELLE NUOVE INSTALLAZIONI	39
3.1. Inquadramento generale	39
3.2. Portate e Caratteristiche dei Greggi.....	40
3.2.1. Greggio Val d'Agri	40
3.2.2. Greggio Tempa Rossa	43
3.3. Descrizione Installazioni Onshore.....	45
3.3.1. Serbatoi di Stoccaggio	47
3.3.2. Aree di pompaggio	48
3.3.3. Impianto di Recupero Vapori.....	49
3.3.4. Impianti di Pre-Raffreddamento greggio Tempa Rossa.....	50
3.3.5. Opere Complementari	52
3.3.6. Servizi Ausiliari	53
3.3.7. Sistemi antincendio attivi e passivi interventi onshore.....	54
3.4. Installazioni Offshore.....	55
3.4.1. Prolungamento Pontile esistente	56
3.4.2. Opere Complementari	57
3.4.3. Servizi Ausiliari	58
3.4.4. Sistemi antincendio attivi e passivi interventi Offshore	59
3.5. Interconnecting	60
3.6. Sistemi Antinquinamento Offshore.....	61
3.6.1. Piattaforme Galleggianti Autoancorabili	62
3.6.2. Barriere Antinquinamento: Panne	63
3.7. Dispositivi di misura, controllo regolazione e protezione	64
3.7.1. Strumentazione in campo	67
3.7.2. Sistema di controllo di processo (DCS)	68

INDICE

Sezione	N° di Pag.
3.7.3. Sistema di emergenza e sicurezza	70
3.7.4. Sistema di controllo accosto	71
3.7.5. Sistema allertamento acustico/ottico.....	71
3.8. Confronto con le Migliori Tecniche Disponibili	72
3.8.1. Stoccaggio e movimentazione dei prodotti	72
3.8.2. Gestione ottimale delle emissioni fuggitive	72
3.9. Fase di Cantiere.....	74
3.9.1. Cantiere Onshore.....	74
3.9.2. Cantiere Offshore.....	76
3.9.3. Materiali utilizzati nella costruzione.....	79
3.9.4. Terre di Scavo	79
3.9.5. Emissioni in Atmosfera.....	80
3.9.6. Scarichi Idrici e approvvigionamento acqua	84
3.9.7. Rifiuti Prodotti	85
3.9.8. Rumore e Vibrazioni.....	85
3.9.9. Traffico	86
3.10. Bilancio di materia e di energia delle nuove installazioni in fase di esercizio	88
3.10.1. Bilancio di Materia	88
3.10.2. Bilancio di Energia.....	88
3.11. Uso di Risorse in fase di esercizio	89
3.11.1. Acqua	89
3.11.2. Occupazione ambiente terrestre e marino	89
3.12. Interferenze con l'Ambiente fase di Esercizio.....	90
3.12.1. Emissioni in Atmosfera.....	90
3.12.2. Scarichi Idrici	93
3.12.3. Suolo e Sottosuolo	97
3.12.4. Ambiente marino	98
3.12.5. Rumore.....	98
3.12.6. Rifiuti	98
3.12.7. Traffico	99

Allegati

Allegato 1 - Planimetria Generale Raffineria – Configurazione Ante Operam	101
Allegato 2 – Planimetrie Generali	102
Allegato 3 - Schema di Flusso Area Stoccaggio	107
Allegato 4 - Schema di Flusso Pompe di Spedizione	108
Allegato 5 – Schema di Flusso Recupero Vapori.....	109
Allegato 6 - Schema di Flusso Impianto Pre-Raffreddamento greggio	112
Allegato 7 – Antincendio Nuova Area di Stoccaggio	113
Allegato 8 - Schema Sistema Ormeggio Estensione Pontile	116
Allegato 9 - Schema Serbatoi Raccolta Acque Meteoriche Pontile	117
Allegato 10 - Schema di Flusso Sistema Antincendio Nuova Piattaforma di Caricazione.....	118
Allegato 11 - Profili di Scavo Nuova Area Stoccaggio	119

INDICE

Sezione

N° di Pag.

Indice delle Figure

Figura 2.1-1: Ubicazione della Raffineria di Taranto	3
Figura 2.1-2: Veduta della Raffineria.....	6
Figura 2.1-3: Schema a blocchi del ciclo produttivo.....	10
Figura 2.1-4: Rappresentazione delle Zone A, B e C	15
Figura 2.1-5: Schema a blocchi del sistema di trattamento acque effluenti.....	16
Figura 2.1-6: Schema a blocchi del Sistema Acque Reflue e Meteoriche di Raffineria.....	25
Figura 2.1-7: Ubicazione degli Scarichi di Raffineria.....	31
Figura 3.7-1: Principali architetture di sistema previste per i dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione	66

Tabelle

Tabella 2.1-1: Principali Impianti Ausiliari di Raffineria	12
Tabella 2.1-2: caratteristiche delle Turbine della CTE	18
Tabella 2.1-3: Quadro riassuntivo dei serbatoi.....	22
Tabella 2.1-4: Consumo di materie prime alla MCA	24
Tabella 2.1-5: Prodotti finiti alla MCA	24
Tabella 2.1-6: Bilancio Energetico alla MCA	25
Tabella 2.1-7: Prelievi Idrici della Raffineria alla MCA	27
Tabella 2.1-8: Emissioni convogliate in atmosfera alla MCA	29
Tabella 2.1-9: Emissioni non convogliate in atmosfera alla MCA	30
Tabella 2.1-10: Bilancio quantitativo degli scarichi idrici alla MCA	31
Tabella 2.1-11: Tipologia e quantità di rifiuti prodotti dalla Raffineria alla MCA.....	33
Tabella 2.1-12: Movimentazione Greggio alla MCA.....	33
Tabella 3.2-1: Proprietà fisiche Greggio Val d'Agri	41
Tabella 3.2-2: Composti Solforati greggio Val d'Agri	42
Tabella 3.2-3: Composizione Greggio Val d'Agri	42
Tabella 3.2-4: Proprietà chimico - fisiche Greggio Tempa Rossa.....	44
Tabella 3.2-5: Composizione Greggio Tempa Rossa	44
Tabella 3.3-1: Descrizione dei nuovi serbatoi	47
Tabella 3-2: Mezzi pesanti previsti e personale occupato	76
Tabella 3-3: Materiali utilizzati nella costruzione	79
Tabella 3.9-4 – Quantità di terre movimentate installazioni onshore	80
Tabella 3.9-5: Fattori di emissione ed emissioni totali di polveri in cantiere (Fonte: AP- 42).....	82
Tabella 3.9-6: Emissioni di polveri dovute alla risospensione da parte del vento.....	82
Tabella 3.9-7: ripartizione del flusso di polveri in funzione delle direzioni dei venti	83
Tabella 3.9-8: Emissioni standard dei mezzi durante le attività di costruzione (Fonte: U.S. EPA, AP-42)	84
Tabella 3.9-9: Sintesi Materiali movimentati in fase di cantiere	86
Tabella 3.9-10: Mezzi coinvolti giornalmente durante le diverse attività di cantiere.	87
Tabella 3.12-1: Concentrazione inquinanti emissioni camino Impianto Recupero Vapori.....	91
Tabella 3.12-2 – Emissioni Diffuse Serbatoi	92
Tabella 3.12-3 – Portata Acque Meteoriche di punta nuove installazioni	95
Tabella 3.12-4 – Media mensile della quantità di precipitazione cumulata.....	95

INDICE

Sezione	N° di Pag.
Tabella 3.12-5 – Contributo medio annuo per le nuove installazioni	96
Tabella 3.12-6 – Caratteristiche Navi adibite a carico greggio.....	99

1. INTRODUZIONE

Questo documento costituisce il Progetto Definitivo dell'intervento di sviluppo della Raffineria di Taranto (nel seguito la Raffineria) sviluppato per il potenziamento delle strutture esistenti per la spedizione e lo stoccaggio del greggio Tempa Rossa nell'ambito del progetto "Sviluppo Val d'Agri".

Il Progetto Definitivo è finalizzato alla predisposizione dello Studio di Impatto Ambientale (SIA), di cui costituisce parte integrante, ed è stato predisposto sulla base dei dati e delle informazioni progettuali forniti a questo scopo dalla Raffineria di Taranto. Il documento si articola in:

- descrizione della Raffineria nella configurazione esistente (ante – operam);
- descrizione della Raffineria nella configurazione futura (post-operam), comprendente le nuove installazioni, incluso un approfondimento delle interferenze del progetto durante la fase di cantiere.

In data 14 luglio 2006 la Raffineria di Taranto ha presentato richiesta di compatibilità ambientale per l'integrazione di una Unità di Hydrocracking nell'esistente unità RHU (unità per la conversione con idrogeno dei prodotti pesanti) con lo scopo di aumentare la conversione in prodotti leggeri e produrre quindi gasolio con bassissimo tenore di zolfo (< 10 ppm) come richiesto dalle recenti Direttive Autoil recepite dal DPCM 434 del 23/11/2000 e legge n. 306 del 31/10/2003. Con l'integrazione dell'impianto Hydrocracking è stata prevista anche la realizzazione di un nuovo impianto per la produzione di Idrogeno, necessario per la desolforazione dei gasoli e un nuovo impianto Claus per il recupero dello zolfo proveniente dalla desolforazione. Ottenuto parere favorevole di compatibilità ambientale, tali impianti sono attualmente in via di realizzazione ed entreranno in esercizio entro la fine del 2009. Per questa ragione la configurazione "ante operam" è stata rappresentata attraverso lo scenario della Raffineria nelle condizioni in cui si verrà a trovare dopo l'entrata in esercizio degli impianti Hydrocracker, Claus e Idrogeno.

Per un approfondimento delle motivazioni ed obiettivi del progetto di potenziamento si rimanda al documento "Quadro Introduttivo", parte integrante del SIA.

2. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA ALLA CONFIGURAZIONE ATTUALE (ANTE OPERAM)

2.1. Descrizione Configurazione Attuale

La Raffineria di Taranto è un complesso industriale che ha come obiettivo la trasformazione del petrolio greggio nei diversi prodotti combustibili e carburanti attualmente in commercio.

La Raffineria ha una capacità autorizzata di lavorazione del greggio pari a 6,5 milioni di t/a ed assicura il rifornimento dei prodotti petroliferi, per usi industriali e civili, ad una vasta area, coprendo un hinterland commerciale esteso in tutta l'area del sud Italia.

La Raffineria di Taranto è in grado di produrre a partire dalle materie prime i seguenti prodotti:

- GPL per usi commerciali e per autotrazione;
- benzina per autotrazione;
- kerosene per aviazione;
- gasolio per riscaldamento ed autotrazione;
- olio combustibile e bunkeraggi;
- zolfo;
- bitume.

A seguito dei nuovi sviluppi nel quadro normativo europeo (Direttiva 98/70/CE e Direttiva 2003/17/CE), che prevede dal 2005 benzine e gasoli per autotrazione destinati al mercato Europeo con un contenuto di zolfo totale non superiore ai 50 ppm in peso, e dal 2009 con contenuto di zolfo non superiore a 10 ppm, ENI R&M ha deciso di modificare i propri impianti per adeguare in anticipo i due principali prodotti (benzine e gasoli) alle specifiche Europee.

In particolare la Raffineria di Taranto, una volta ottenuto parere favorevole di compatibilità ambientale, ha avviato la costruzione di un'unità Hydrocracking, che rappresenta la soluzione tecnologica in grado di produrre gasolio con standard di qualità elevatissimi.

L'intervento consisterà nella realizzazione dei seguenti unità:

- integrazione dell'unità esistente RHU (Impianto di riconversione residui) con il nuovo impianto Hydrocracking (HCR);

- realizzazione di impianti ausiliari necessari al nuovo assetto di Raffineria con Hydrocracking, comprendenti:
 - ✓ nuovo impianto di recupero zolfo (Unità Claus e unità TGTU);
 - ✓ un nuovo impianto idrogeno;
 - ✓ nuova torcia, da asservire ai nuovi impianti.

Per questa ragione la presentazione della Raffineria nella configurazione Ante Operam consisterà nell'assetto Hydrocracking (HCR). L'Allegato 1 riporta una planimetria di sito con delineati gli impianti di Raffineria + nuove installazioni da progetto Hydrocracking.

2.1.1. Ubicazione

La Raffineria di Taranto è localizzata all'interno dell'Area di Sviluppo Industriale di Taranto, sulla Strada Statale Jonica SS106 in località Rondinella, e ricade nei contermini del porto industriale di Taranto, ricevendo dalla Autorità Portuale la concessione per gli accosti. Il sito occupa un'area di circa 200 ettari identificata approssimativamente nella figura 2.1 - 1.

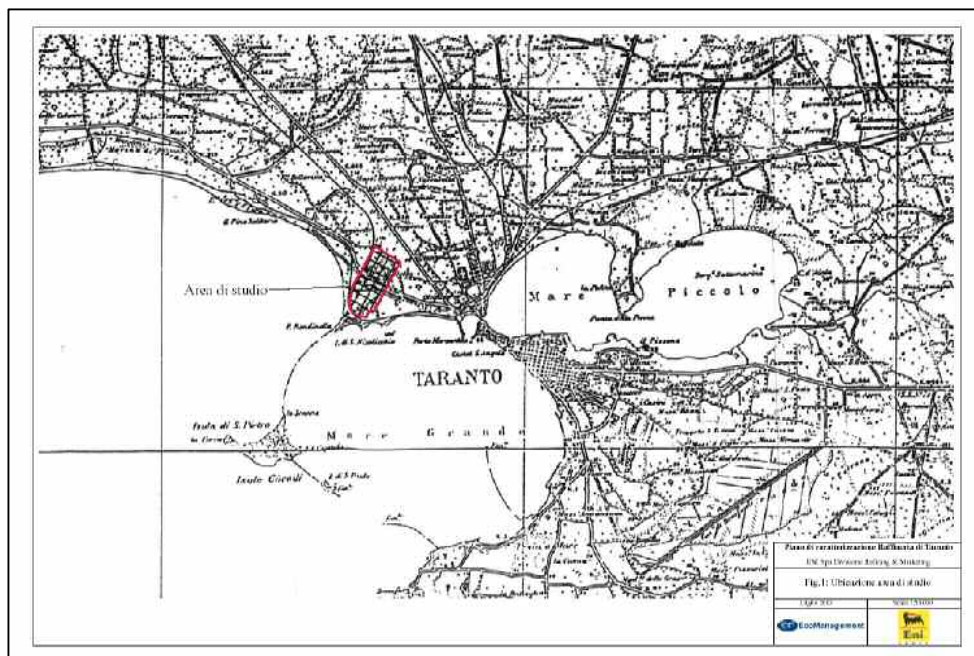


Figura 2.1-1: Ubicazione della Raffineria di Taranto

Nei pressi del sito, procedendo da Nord-Ovest in direzione Sud-Est, oltre alle attività della Raffineria, sono presenti le seguenti attività industriali:

- Impianti di piscicoltura di proprietà della società Pescherie di Taranto;
- Impianto di Depurazione gestito dal Comune di Taranto;
- Impianto di trattamento terziario gestito dalla Provincia di Taranto;
- Stabilimento Ilva, il polo siderurgico di maggiori dimensioni;
- Stabilimento GPL Eni Div. R&M;
- In.Ca.Gal.Sud., con attività anch'essa di stoccaggio, imbottigliamento e distribuzione del GPL per uso domestico;
- Perretti Petroli, deposito di prodotti petroliferi;
- Ditta Peyrani Trasporti;
- SAPIO, stabilimento di produzione gas tecnici (ossigeno, azoto, argon);
- Cementir, azienda cementiera.

Le principali infrastrutture di trasporto dell'area sono:

- la Strada Statale Jonica SS106, che collega le città di Taranto e Reggio Calabria;
- le linee ferroviarie a binario doppio Bari –Taranto e Napoli – Taranto, che costeggiano i confini occidentali e meridionali della Raffineria;
- la Strada Statale SS7, che corre lungo il confine nord della Raffineria.

2.1.2. Storia

La costruzione della Raffineria ENI divisione R&M di Taranto risale al 1964, anno in cui si avviò la realizzazione del Parco Serbatoi (grezzo) e l'edificazione dei primi Impianti di lavorazione, su iniziativa della Shell Italiana con l'intenzione di affiancare il sito di Taranto (per coprire il fabbisogno del Sud-Italia) ai preesistenti stabilimenti di La Spezia e Rho, oltre ai numerosi depositi di prodotti petroliferi localizzati in tutta la Penisola.

La Raffineria entra in esercizio nell'estate 1967 e fu realizzata secondo le più avanzate esperienze tecnologiche dell'epoca. In seguito, la graduale trasformazione della struttura quantitativa della domanda di prodotti petroliferi e la richiesta di un livello di qualità sempre più elevato ne hanno reso necessari successivi adeguamenti.

L'assetto impiantistico della Raffineria, gestita dalla Shell fino al 1975, quindi passata sotto il controllo nazionale dell'Eni (con diversi marchi societari, fino all' ENI divisione R&M nel 2002), permette lo svolgimento all'interno del perimetro del Sito di tutte le attività tipiche per la raffinazione del petrolio greggio, al fine di ottenere prodotti combustibili commerciabili, quali:

- GPL (gas di petrolio liquefatto) per uso domestico ed autotrazione
- benzine per autotrazione
- petrolio per turboreattori e per riscaldamento domestico
- gasolio per autotrazione, mezzi agricoli, riscaldamento, navi e motori marini
- olio combustibile fluido e denso per vari impieghi
- bitume, utilizzato in gran parte per la pavimentazione stradale

Il sito di Taranto si presenta nel corso degli anni configurato secondo tre complessi integrati:

- l'originale complesso impiantistico di raffinazione (tradizionale ciclo hydroskimming);
- il complesso per la conversione termica dei residui (TSTC), costruito nel 1983;
- il gruppo di impianti di idroconversione dei residui (RHU), costruito nel 1994.

Inoltre nel 2005 è stato avviato l'impianto sperimentale CDP/EST e relativo impianto di produzione idrogeno.

Ai due più rilevanti interventi impiantistici operati in Raffineria (la costruzione del TSTC nel 1983 e la realizzazione del RHU nel 1994) sono connesse anche le maggiori evoluzioni strutturali del complesso per la produzione di energia elettrica (CTE), oggi di proprietà EniPower.

La Raffineria di Taranto è inoltre proprietaria di altre aree (per ca. ulteriori 70 ettari), esterne al "muro di cinta" finora mai interessate da attività industriali e da sempre caratterizzate dalla presenza di vegetazione spontanea e macchia mediterranea.



Figura 2.1-2: Veduta della Raffineria

Nel corso degli anni la Raffineria ha subito un processo continuo di adeguamento tecnologico, apportando miglioramenti agli impianti di produzione anche e soprattutto dal punto di vista della garanzia delle condizioni di sicurezza e di rispetto dell'ambiente. Il ciclo attuale di Raffineria, completo di utilities di supporto, si deve intendere quindi come frutto di una successione di tali adeguamenti.

2.1.3. Componenti di impianto

La Raffineria è organizzata in 4 aree produttive schematizzabile come segue:

- Area Impianti: raggruppa gli impianti di produzione di GPL, benzina, kerosene, gasolio, olio combustibile e bitumi;
- Area Stoccaggio: collocata nella parte sud della Raffineria, al di là della SS106 Jonica;
- Area Caricamento rete (ex-Deint) e Caricamento Extra-Rete: raggruppa le pensiline di carico dei prodotti a mezzo autobotti (ATB);
- Pontile e Campo Boe: il primo utilizzato per la movimentazione di materie prime e prodotti su navi fino a 60.000 tonnellate, il secondo fino a 250.000 tonnellate.

Le fasi operative mediante le quali viene realizzata in Raffineria la trasformazione del petrolio greggio in prodotti finiti sono le seguenti:

- ricevimento e stoccaggio di materie prime e prodotti finiti;

- ciclo di lavorazione;
- spedizione prodotti finiti.

2.1.4. Descrizione generale del ciclo di lavorazione

L'attuale ciclo produttivo, partendo dall'unità primaria e proseguendo attraverso le diverse fasi di distillazione, separa il petrolio greggio nelle diverse frazioni o tagli: Gas, GPL, Naphta, Kerosene, Gasoli e Residuo.

L'unità primaria della Raffineria consiste in un'unità di Distillazione Atmosferica (CDU) e un'unità di Distillazione Sottovuoto (Vacuum).

- L'unità di **Distillazione Atmosferica** effettua la separazione dei componenti dal greggio di partenza in funzione della volatilità e del punto di ebollizione
- L'unità di **Distillazione Sottovuoto** recupera la maggiore quantità possibili di distillati dal residuo atmosferico proveniente dalla colonna atmosferica producendo come principali tagli: gasoli da vuoto (VGO) e residuo da vuoto.

I prodotti pesanti dalle unità di distillazione primaria sono conferiti alle unità di conversione successive per la raffinazione finale.

Si individuano i seguenti processi di conversione finale:

- unità di **conversione/desolforazione catalitica** (RHU): impianto dove avviene la conversione di un residuo di provenienza dal fondo del flash vacuum in prodotti pregiati desolforati leggeri, medi pesanti e oli combustibili.
- Unità integrata di **Visbreaking** e **Thermal Cracking** (TSTC): impianto dove si realizzano industrialmente processi basati su reazioni di conversione termica (cracking termico). Il meccanismo, con il quale avvengono, prevede la rottura di molecole ad alto peso molecolare con trasformazione dei semilavorati in componenti leggeri utilizzabili, dopo la separazione ed opportuni trattamenti, nella formulazione di GPL, benzine e gasoli, ad elevato valore aggiunto. Il complesso TSTC può essere schematizzato in quattro sezioni: sezione Visbreaker, sezione Vacuum, sezione Thermal Cracker, sezione di Frazionamento. Gli ingressi sono il residuo di distillazione, VGO da CDU e da RHU. Le uscite sono: idrocarburi leggeri, gasolio da desolforare, bitume o base olio combustibile e residuo.
- Unità di **Desolforazione Catalitica** (HDT, HDS1, HDS2, HDS3): gli impianti garantiscono la rimozione dei composti solforati dai prodotti (benzine, gasoli e kerosene). Nel dettaglio gli impianti consistono in:
 - ✓ unità di desolforazione HDT, per la desolforazione delle nafte ricevute dalla distillazione primaria e dagli impianti di conversione. In tale impianto le nafte

vengono separate dai gas e ulteriormente frazionate per le varie utilizzazioni successive;

- ✓ unità di desolforazione HDS1, HDS1 e HDS3, in cui i distillati medi, petroli e gasoli semilavorati provenienti dalla distillazione e dagli impianti di conversione, subiscono, in presenza di catalizzatore e di idrogeno, una profonda riduzione del contenuto di zolfo per essere utilizzati come Cherosene per aviazione e gasoli finiti per autotrazione o per riscaldamento.
- Unità di **Reforming Catalitico** (PLAT): impianto che riceve le frazioni più pesanti delle nafta prodotte dall'impianto HDT e, per mezzo di reazioni catalitiche, ne eleva il numero di ottano (fino ad un valore di 98-98,5) per successiva formulazione di benzine per autotrazione. Tale qualità è raggiunta mediante una reazione endotermica favorita dalla presenza di catalizzatore al platino e dove vi è uno sviluppo di prodotti molto importanti per la Raffineria, come il GPL e l'idrogeno (quest'ultimo molto importante per alimentare gli impianti di desolforazione catalitica).
- Unità di Isomerizzazione Catalitica (TIP): impianto che riceve le frazioni più leggere delle nafta prodotte dall'impianto HDT e, per mezzo di reazioni di isomerizzazione, ne eleva il numero di ottano (86-87), per successiva formulazione di benzine per autotrazione.
- Unità **Gascon**, progettata per frazionare gli idrocarburi leggeri provenienti dal complesso TSTC in fuel gas, che viene inviato alla rete di Raffineria previa rimozione dell'H₂S mediante assorbimento in soluzione amminica, GPL, che viene inviato all'unità Merox per la rimozione dell'idrogeno solforato e dei mercaptani, nafta leggera, che viene inviato all'unità Merox per la rimozione dei mercaptani, nafta pesante, che viene inviata all'unità HDT.
- Unità **Merox** (Mercaptans Oxidation): impianto progettato per la desolforazione del GPL e della nafta provenienti dalla Unità Gascon e del GPL proveniente dalla distillazione atmosferica. La rimozione dell'idrogeno solforato dal GPL avviene mediante assorbimento in soluzione amminica; la soluzione amminica viene rigenerata in una apposita unità mediante strippaggio con vapore. La rimozione dei mercaptani dal GPL e dalla nafta leggera avviene attraverso estrazione con una soluzione di soda caustica; la soda caustica che si arricchisce di mercaptani viene rigenerata mediante ossidazione dei mercaptani a disolfuri e separazione dei disolfuri;
- Unità **LPG**: impianto che riceve GPL da vari impianti a monte (CDU, HDT, PLAT, Merox) e separa il propano e butano dalle code di prodotti C_{>4}.
- Unità di **Produzione Idrogeno** 2200 LVN, 2500 FG e una terza di nuova installazione: impianti che producono idrogeno con un grado di purezza al 99 % necessario per le reazioni di idrodesolforazione degli impianti HDT, HDS1/2, RHU e HCR;

- Impianto **Idrogeno U9400**, progettato per produrre un flusso continuo di idrogeno di elevata purezza (circa 99,9%vol.), per successivo utilizzo in impianti catalitici e in impianto CDP/EST. La miscela di gas idrogeno grezzo viene prodotta a partire da gas combustibile di Raffineria (Fuel Gas) tramite reforming catalitico con vapore.
- Impianto **CDP/EST**, impianto dimostrativo basato sul processo “Eni Slurry Technology” avente lo scopo di valorizzare le frazioni petrolifere pesanti, attraverso idrotrattamento ad alta pressione e temperatura, in presenza di catalizzatore finemente disperso nella miscela reagente. Il riciclo al reattore d'impianto della frazione non convertita consente di recuperare il catalizzatore e di raggiungere alte conversioni complessive. I prodotti ottenuti sono fuel gas, nafta, gasolio ed olio.

Inoltre la Raffineria è dotata dei seguenti impianti ancillari:

- Unità **Claus-Scot**: 4 impianti di recupero dello zolfo (CLAUS), che convertono idrogeno solforato H₂S proveniente dagli impianti di desolforazione catalitica, di 1 impianto SCOT (Shell Claus Off-gas Treatment) e 1 impianto TGTU per il trattamento dei gas di coda provenienti dal recupero zolfo.
- Unità **Lavaggi Amminici** (Ucarsol 1 e 2), dedicate alla separazione di H₂S dal combustibile gassoso prodotto mediante trattamento con ammina.
- Unità **Sour Water Stripper**: tre impianti che effettuano lo strippaggio dell'idrogeno solforato e dell'ammoniaca dalle acque acide di Raffineria.
- Unità **Hot Oil**.
- Impianto **Osmosi Inversa**: impianto per il trattamento dell'acqua di mare.
- Impianto di **Desalinazione** acque di falda a resine cationiche.
- 3 linee di **collettori di blow-down**, che convogliano i gas/liquidi residui a combustione presso 3 torce idrocarburiche.

La figura 2.1 -3 riporta uno schema a blocchi del ciclo produttivo di Raffineria.

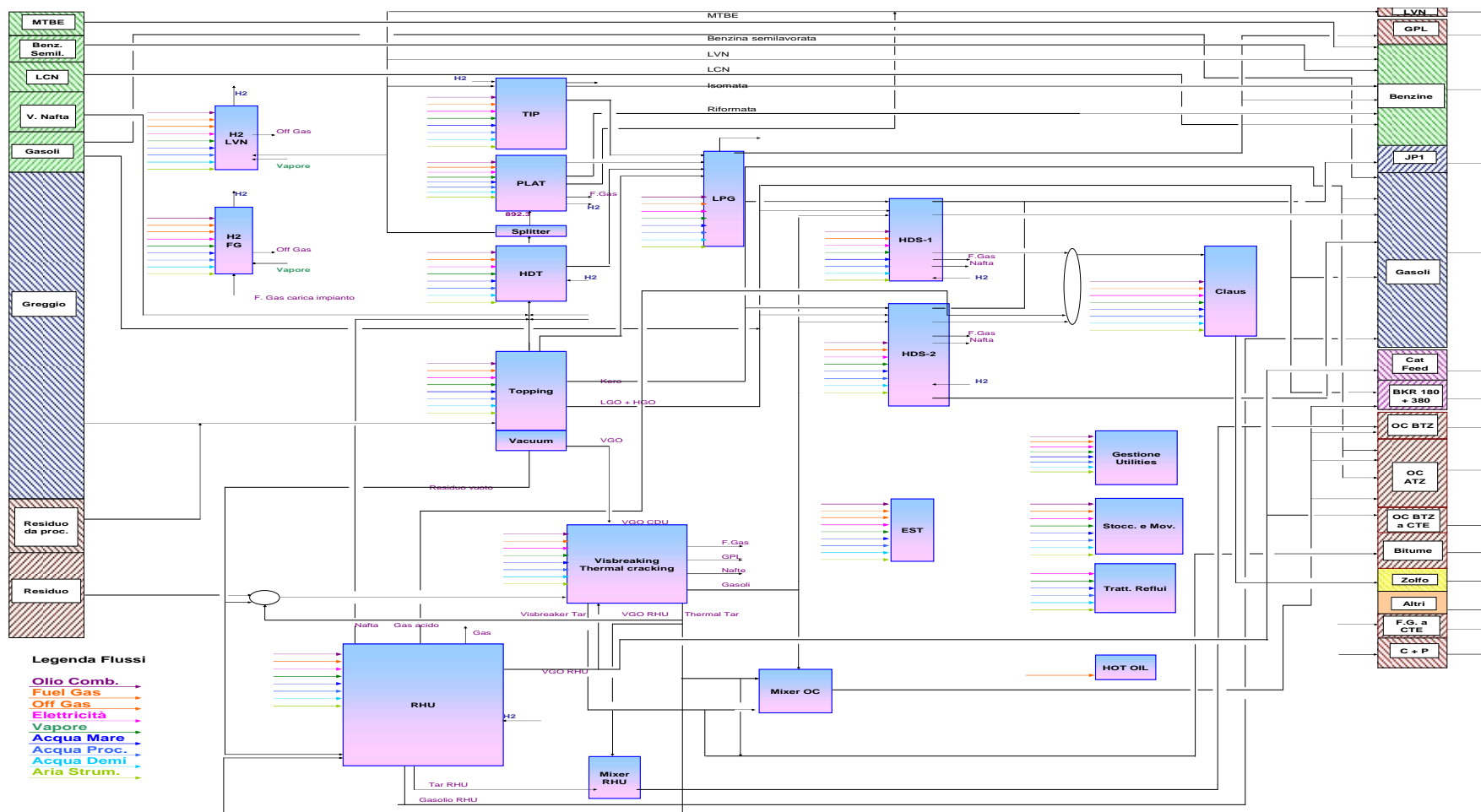


Figura 2.1-3: Schema a blocchi del ciclo produttivo

Il nuovo impianto Hydrocracking (HCR) ha introdotto le seguenti unità di processo:

- Unità **Hydrocracking** (HCR): l'impianto produrrà gasolio pregiato di altissima qualità e come prodotti secondari della conversione gas di Raffineria, GPL e benzine.
- Impianto **Produzione Idrogeno**: il nuovo impianto idrogeno è progettato per una produzione nominale di 55.000 Nm³/h di idrogeno. L'impianto può utilizzare gas naturale (LNG) e/o LPG. Oltre all'idrogeno, l'impianto produrrà vapore surriscaldato ad alta pressione (62,8 barg) per esportazione.
- Nuovo impianto di **Recupero Zolfo**: l'impianto avrà una capacità pari a 160 t/g di zolfo totale alimentato in carica.
- Nuovo **Sistema di Blow Down e Torce**: L'inserimento dell'Unità Hydrocracking nell'impianto RHU rende necessario prevedere un nuovo sistema di Blow-down dedicato per raccogliere gli scarichi delle valvole di sicurezza dalle nuove unità.

Oltre agli impianti di processo identificati e agli impianti energetici e trattamento acque descritti in dettaglio nei paragrafi seguenti, all'interno della Raffineria sono presenti le seguenti aree asservite al processo:

- **Parco serbatoi**: comprendente 133 serbatoi fuori terra utilizzati per lo stoccaggio di prodotti idrocarburici, per una capacità complessiva pari a 2.096.066 m³;
- **Area Blending**: la Raffineria dispone di un sistema di blending per la miscelazione in linea di prodotti semilavorati per la preparazione di prodotti finiti (blender benzine, blender gasoli e blender combustibili). I blender sono collegati e gestiti da un sistema di controllo computerizzato dedicato alla miscelazione dei prodotti, alla gestione degli stoccaggi e dei trasferimenti dei prodotti finiti, utilizzando strumentazione specifica per il controllo in continuo delle preparazioni.
- Strutture per la **movimentazione dei prodotti**: il sistema di approvvigionamento e spedizione prodotti di Raffineria è caratterizzato dai seguenti elementi:
 - ✓ scarica greggio via mare presso Campo Boe a 3 km circa dalla costa e collegato alla Raffineria mediante oleodotto sottomarino (sea line);
 - ✓ carico/scarico greggi/semilavorati/prodotti presso pontile attrezzato (Pontile Petroli);
 - ✓ ricezione greggio (dalla Val d'Agri) mediante oleodotto terrestre di proprietà PRAOIL;
 - ✓ distribuzione butano e propano allo Stabilimento GPL Eni R.&M. attraverso due linee dedicate;
 - ✓ distribuzione Olio Combustibile allo Stabilimento ILVA;
 - ✓ scarica greggio da autobotte (ATB) in 8 baie;

- ✓ spedizione prodotti mediante autobotte attraverso pensiline di carico (rete ed extrarete).
- ✓ Chemicals e altri additivi arrivano tramite autobotte (ATB).

2.1.5. Servizi Ausiliari

I Servizi Ausiliari o Utilities di Raffineria possono essere riassunti nella seguente tabella.

Tabella 2.1-1: Principali Impianti Ausiliari di Raffineria

Impianti Ausiliari	Descrizione
Distribuzione olio combustibile e gas combustibile	Sistema di tubazioni, valvole, etc per la distribuzione del gas e dell'olio combustibile a forni e caldaie.
Distribuzione acque industriali, acque di raffreddamento e antincendio	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema di distribuzione acqua mare. La Raffineria utilizza l'acqua di mare come fluido refrigerante (once-through cooling) all'interno di scambiatori di calore e come acqua di processo attraverso moduli di osmosi inversa gestiti da terzi per conto della Raffineria. L'acqua mare viene anche utilizzata per uso antincendio (Vedi Paragrafo 1.1.5.1). • Sistema di distribuzione acqua di falda. La Raffineria preleva acqua da pozzi profondi per uso processo. Parte di questa acqua viene inviata allo Stabilimento EniPower di Taranto;.
Sala pesatura e pensiline di carico cisterne.	Le spedizioni possono essere effettuate via autobotti (ATB), o tramite vari oleodotti; a tal fine, sono presenti aree attrezzate alla movimentazione via terra e mare.
Unità di trattamento acque reflue (TAE)	Processo di trattamento reflui e acque di Raffineria, provenienti da fognatura oleosa, meteorica - sanitario e acida (Vedi Paragrafo 1.1.5.2).
Unità di trattamento Water Reuse	Il Water Reuse è il sistema di trattamento realizzato per la bonifica della falda. L'unità riceve oltre alle acque di falda, anche quelle trattate dalla sezione biologica, consentendo il riutilizzo di quest'ultime come acqua industriale. (Vedi Paragrafo 1.1.5.3).

Impianti Ausiliari	Descrizione
Centrale Termoelettrica	<p>La Centrale Termoelettrica, attualmente di proprietà Enipower, fornisce l'energia necessaria agli impianti di Raffineria, sotto forma di vapore, energia elettrica e aria compressa. Oltre a ciò, all'interno dei propri processi, effettua il recupero delle condense di stabilimento (Vedi Paragrafo 1.1.5.4).</p> <p>E' in corso un progetto di potenziamento della centrale termoelettrica esistente, attualmente sottoposto a VIA, che porterà all'installazione di una nuova centrale a ciclo combinato di potenzialità 240 MW. Nella configurazione futura, la Centrale EniPower avrà una potenza complessiva pari a 307 MWe.</p>

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

- Laboratorio chimico: in grado di svolgere, mediante apparecchiature tecnicamente idonee, il controllo analitico su campioni d'effluenti liquidi e la valutazione qualitativa dei prodotti finiti e dei semilavorati provenienti dai processi;
- Centro Elaborazione Dati (CED);
- Infermeria: funzionante 24 ore su 24, con annessa rimessa per l'autoambulanza;
- Officine (in aree Cantieri Ditte Terze): per i lavori di manutenzione e riparazione da parte delle ditte appaltatrici;
- Magazzini per la sistemazione dei materiali ed i ricambi necessari alla manutenzione delle macchine e delle apparecchiature degli impianti;
- Sale controllo di processo, e sala di controllo della miscelazione componenti mediante il sistema miscelazione in linea.

2.1.5.1. Sistema Antincendio

La Raffineria rientra nel campo d'applicazione del D.Lgs. 334/99 (Normativa sui rischi d'incidente rilevante), e dispone del Servizio Prevenzione e Protezione Antincendio. Il sistema antincendio di Raffineria è composto da:

- una rete fissa di distribuzione acqua antincendio, con sviluppo totale di 20 km di tubazione e colonnine-idranti, che copre l'intero sviluppo delle strade interne di Raffineria e del Pontile;

- 3 pompe acqua antincendio a girante sommersa da 800 m³/h ciascuna, installate su una piattaforma ad Ovest del Pontile Petroli, che mandano l'acqua aspirata dal mare alle reti antincendio della Raffineria e del Pontile stesso;
- depositi fissi di materiale antincendio, dislocati lungo le reti di distribuzione dell'acqua antincendio in prossimità d'idranti e in posizioni strategiche, protetti da appositi cassonetti sigillati e a rapida apertura;
- naspi con manichette di vapore installati negli impianti di processo, TSTC, RHU, Servizi Ausiliari, Parco Sfere GPL e caricamento, utilizzati per lo spegnimento di fuochi di modeste dimensioni;
- depositi di liquido schiumogeno in Raffineria e lungo il Pontile;
- parco antincendio, sede dei pompieri di Raffineria, che comprende i locali contenenti i materiali, gli equipaggiamenti antinfortunistici e i mezzi antincendio.

2.1.5.2. Impianto di Trattamento Acque Effluenti (TAE)

La Raffineria dispone di un impianto di Trattamento Acque Effluenti, denominato "TAE", che opera il trattamento biologico e chimico-fisico delle acque di processo dei cicli di raffinazione, finalizzato a restituire al bacino idrico di destinazione (Mar Grande) acque che rispettino i limiti di legge.

Nel suo complesso l'impianto di trattamento delle acque effluenti (TAE) si suddivide in tre parti denominate TAE A, TAE B e TAE C, che ricevono/trattano i reflui provenienti da bacini di afflusso suddivisi in tre zone distinte, denominate zona A – B – C.

La zona A raccoglie e tratta attraverso l'impianto TAE A, la totalità delle acque di processo e le acque meteoriche che interessano le aree occupate dagli impianti di Raffineria;

Il TAE B raccoglie le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi ricadenti nella "zona B". I reflui vengono rilanciati al TAE A per il trattamento ed il successivo scarico;

Il TAE C raccoglie le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi della zona denominata C. I reflui vengono rilanciati al TAE B e quindi al TAE A per il trattamento e successivo scarico;

Il TAE A pertanto raccoglie e tratta, oltre ai reflui derivanti dalla "zona A", tutti i reflui della Raffineria che, dopo trattamento, vengono scaricati, nel rispetto del D.Lgs 152/06 e delle specifiche prescrizioni autorizzative, nel Mar Grande (corpo recettore) attraverso il canale di scarico denominato A.

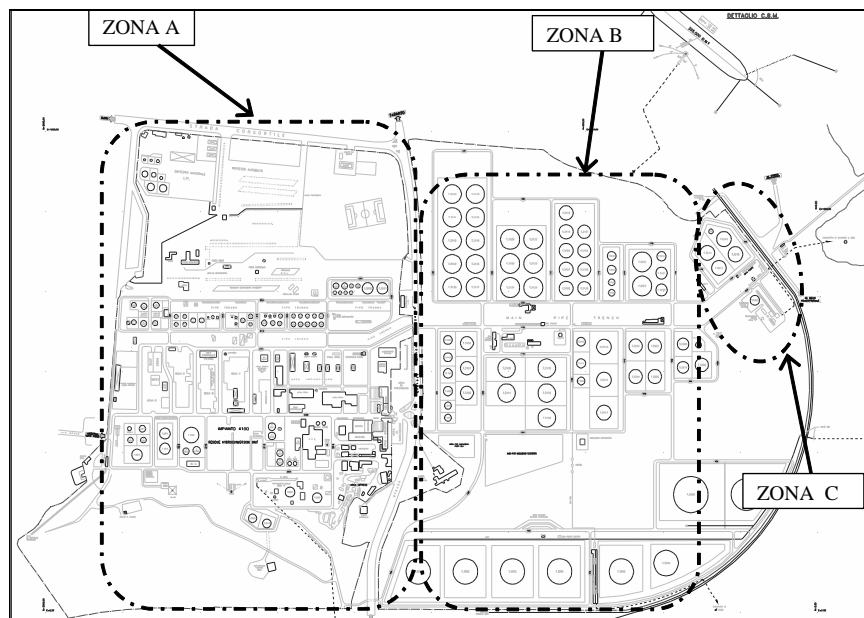


Figura 2.1-4: Rappresentazione delle Zone A, B e C

L'impianto TAE C accumula e rilancia al TAE B le acque meteoriche e i drenaggi dei serbatoi localizzati in zona C. L'impianto prevede le seguenti sezioni:

- separatore di tipo API;
- sezione di accumulo;
- rilancio al TAE B

L'impianto TAE B accumula e rilancia per il trattamento al TAE A le acque meteoriche di prima pioggia e i drenaggi dei serbatoi localizzati in zona B, le acque provenienti dalla piattaforma di scarica greggi e le acque provenienti dal TAE C. L'impianto prevede le seguenti sezioni:

- separatore di tipo PPI;
- accumulo acque meteoriche;
- rilancio a TAE A.

I reflui in uscita dagli impianti di cui sopra vengono riversati a mare attraverso lo scarico A (TAE A). E' in ogni modo mantenuto attivo anche lo scarico B (solo in caso di eventi meteorici intensi e per acque non di prima pioggia). Gli scarichi di Raffineria sono autorizzati con determina della Provincia di Taranto n. 176 del 18/10/04.

Il TAE A, è composto dalle seguenti sezioni principali:

- Trattamento chimico-fisico, composto da:
 - ✓ Disoleazione e rimozione dei solidi sospesi in separatori tipo P.P.I.;
 - ✓ Desolforazione;
 - ✓ Accumulo di acque oleose e meteoriche;
 - ✓ Flottazione;
 - ✓ Filtrazione su sabbia.
- Trattamento biologico, tramite biofiltrazione che consente l'abbattimento nelle acque reflue di processo dell'ammoniaca, del carico organico (COD e BOD), dei fenoli e dei solidi sospesi. La sua capacità massima di trattamento è di 670 m³/h.;
- Trattamento di ispessimento e disidratazione dei fanghi provenienti dal rigetto del trattamento biologico (attività affidata in gestione a ditta terza specializzata).

La figura 2.1 – 5 riporta uno schema a blocchi del sistema di trattamento, con evidenza degli scarichi finali.

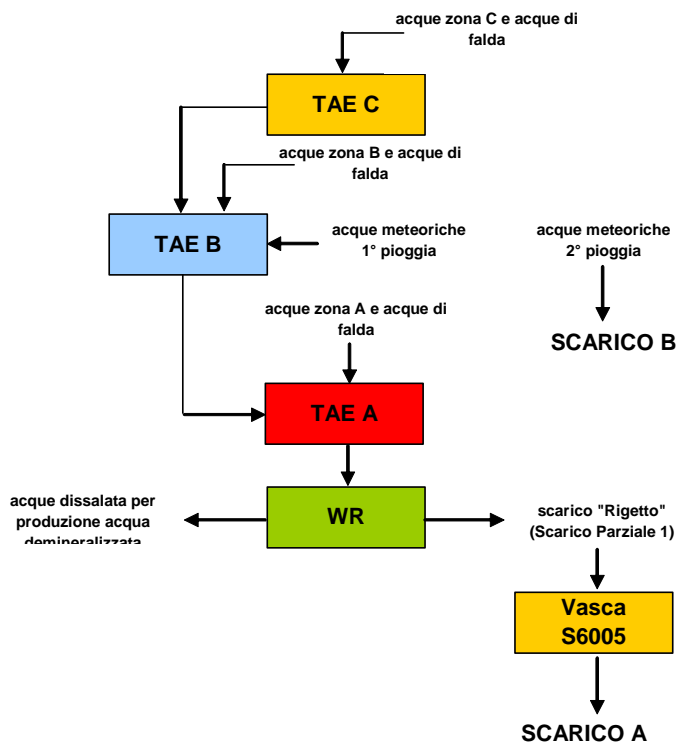


Figura 2.1-5: Schema a blocchi del sistema di trattamento acque effluenti

La vasca di “guardia” S 6005 è la vasca di “guardia” nella quale confluiscono tutti gli “scarichi parziali” di pertinenza sia della Raffineria che dello Stabilimento EniPower di Taranto primo dello scarico finale A.

2.1.5.3. Trattamento acque di falda – Water Reuse

La Raffineria a fronte della caratterizzazione ambientale seguita ai sensi del D.M.471/99 ha realizzato nove sbarramenti idraulici per la Messa in Sicurezza di Emergenza del Sito. Le acque emunte dagli sbarramenti idraulici vengono inviate attraverso la rete fognaria di Raffineria al trattamento del TAE A secondo determina dirigenziale della Provincia di Taranto n° 31 del 28/02/05.

Inoltre ai fini della bonifica della falda (Progetto Definitivo di Bonifica falda approvato in sede di Conferenza dei Servizi del 20/04/04 e successivamente autorizzato con Decreto Interministeriale del 02/09/04), è stata recentemente realizzata, ed è attualmente in esercizio, una nuova sezione di trattamento denominata Water Reuse. Il Water Reuse, avente capacità massima di 550 m³/h, riceve oltre alle acque di falda, anche quelle trattate dalla sezione biologica, consentendo il riutilizzo come acqua industriale produzione acqua demineralizzata per la centrale elettrica EniPower, lavaggi, irrigazione delle aree verdi, reintegro rete antincendio e altri servizi).

L'impianto prevede le seguenti sezioni:

- Pre-trattamento con membrane di ultrafiltrazione;
- dissalazione mediante osmosi inversa;
- filtrazione su carboni attivi del rigetto dall'osmosi (che viene scaricato attraverso il canale A);
- decantazione del rigetto dell'ultrafiltrazione per la separazione e ispessimento dei fanghi che saranno avviati alla sezione di disidratazione fanghi.

Con la messa in esercizio dell'impianto Water Reuse, l'effluente del TAE A è ordinariamente costituito dal rigetto osmosi. In concomitanza di variazioni assetto linee osmosi Water Reuse e/o manutenzione ordinaria/straordinaria dello stesso, l'effluente del TAE, potrà anche essere rappresentato come da assetto attuale.

2.1.5.4. Impianti Energetici

All'interno dell'area di Raffineria è presente una Centrale Termoelettrica, attualmente di proprietà Enipower di potenza installata 67 MWe.

La CTE fornisce l'energia necessaria agli impianti di Raffineria, sotto forma di vapore, energia elettrica e aria compressa. Oltre a ciò, all'interno dei propri processi, effettua il recupero delle condense di stabilimento.

La produzione dell'energia elettrica è operata da 5 turbine installate all'interno della CTE. La loro potenza e alimentazione è riassunta nella seguente tabella.

Tabella 2.1-2: caratteristiche delle Turbine della CTE

Denominazione Turbina	Potenza (MW)	Alimentazione
TG1	10	Vapore
TG2	10	Vapore
TG3	10	Vapore
TG4	8	Vapore
TG5	39	Gas

Il vapore prodotto dalle quattro caldaie ad alta pressione della CTE, oltre a essere utilizzato nelle turbine TG1-TG4 per la produzione di energia elettrica, è utilizzato nella movimentazione di macchine ausiliarie, nei degasatori e negli impianti di Raffineria, come fluido di processo o come fluido di riscaldamento del grezzo e degli oli combustibili.

All'interno della Raffineria, oltre alle caldaie della CTE di Proprietà Enipower, sono presenti numerose caldaie, a combustione o a recupero, che hanno il compito di completare la produzione di vapore non realizzabile da Enipower. Tali caldaie possono alimentare le reti vapore di Raffineria a 60, 15 e 3,5 bar, oppure direttamente gli impianti di processo a cui sono abbinate.

L'energia termica necessaria a queste caldaie è prodotta in forni dedicati e presenti nelle diverse sezioni della Raffineria.

I combustibili utilizzati in tutti i forni di Raffineria sono olio combustibile (F.O.), con contenuto massimo dell'1% di zolfo prodotto dalla stessa Raffineria e gas incondensabili (F.G.), con contenuto massimo di zolfo di 100 ppm, provenienti dai processi di produzione.

Il vapore utilizzato presso le varie utenze viene recuperato, come condensa, mediante un'apposita rete di Raffineria, in modo da eliminare il contenuto eventuale di idrocarburi e ricreare le condizioni ottimali per il riutilizzo in caldaia dell'acqua demineralizzata.

E' stato recentemente avviato un progetto di potenziamento della centrale termoelettrica esistente, per il quale è in corso l'istruttoria V.I.A. Il progetto prevede la realizzazione di tre nuove unità in un ciclo combinato a gas naturale, così caratterizzate:

- 2 Turbogas da 75 MWe con annesse caldaie a recupero;
- 1 Turbina a vapore da 90 MWe.

La potenza complessiva della Centrale EniPower nella configurazione futura sarà di 307 MWe.

2.1.6. Infrastrutture per la movimentazione via mare

Per la movimentazione dei prodotti e delle materie prime via mare sono utilizzati in Raffineria:

- un Pontile, ubicato nel Mar Grande di Taranto, per lo scarico ed il carico di prodotti e semilavorati petroliferi;
- un Campo Boe, anch'esso ubicato nel Mar Grande di Taranto, per lo scarico del greggio dalle petroliere.

2.1.6.1. Pontile

Il terminale a servizio della Raffineria ENI di Taranto, costruito negli anni 1965-1966, è situato all'interno del Mar Grande, tra punta Rondinella e il Porto Industriale. E' costituito da una diga a scogliera di accesso, da un pontile, radicato sulla testata della scogliera a circa 1.000 m a Est di Punta Rondinella, e da due piattaforme, rispettivamente a circa 320 m e 555 m dalla radice del pontile.

La diga di accesso a scogliera, protetta con massi naturali, è lunga circa 350 m e larga 33 m; su di essa sono disposti una strada e il fascio tubiero.

Il pontile è lungo 560 m ed è costituito da traversoni di cemento armato, equidistanti tra loro 10,4 m, e sostenuti da pali di calcestruzzo. Sui traversoni appoggiano le tubazioni per il trasporto dei prodotti liquidi e l'impalcato, pure di calcestruzzo, con una via di corsa centrale, percorribile da automezzi, larga 3 m, e due marciapiedi laterali da 0,75 m, sotto i quali sono disposti i cavi elettrici e strumentali.

Circa a 40 m dalla radice del pontile, sul lato Ovest, è disposta la sala pompe dell'impianto antincendio, installata su ampio cassone appoggiato sul fondale.

Le due piattaforme hanno dimensioni in pianta di 27 x 27 m e sono costituite da un impalcato e da pali di calcestruzzo, mentre le sovrastrutture sono in carpenteria di acciaio.

Le navi massime attraccabili hanno portata da 18.000 DWT per la piattaforma P1 e di 34.000 DWT (o 60.000 DWT a carico parziale) per P2. A lato delle piattaforme, due coppie di briccole d'accosto per ogni attracco consentono l'accosto e la protezione delle piattaforme. Le due briccole di ormeggio esterne, a 75 m e 150 m dalla testa del pontile, portano la lunghezza totale del terminale a circa 1 km.

Attualmente il terminale è adibito al carico e scarico di prodotti petroliferi semi-lavorati e finiti, per un volume annuo di circa 3,4-3,2 milioni di tonnellate.

2.1.6.2. Campo Boe

Il greggio arriva in Raffineria principalmente attraverso il Campo Boe, situato al centro della rada del Mar Grande, che viene utilizzato per l'attracco di petroliere ad elevato tonnellaggio VLCC (Very Large Crude Carrier, fino a 250.000 tonnellate).

Il campo boe consiste di 5 boe di ormeggio, dotate di corpo morto ancorato sul fondo del mare e sistema di aggancio cavi della nave alle boe con sgancio rapido in caso di situazioni anomale.

L'ormeggio al Campo Boe è consentito solo durante le ore diurne, mentre il disormeggio è consentito nell'arco delle 24 ore.

Il campo boe è collegato al parco serbatoi di greggio tramite un oleodotto sottomarino ("sea-line"), posizionato in trincea sul fondo del mare per una lunghezza di circa 3.600 m; il tratto terminale di tale oleodotto, della lunghezza di circa 200 m, è interrato a partire dal litorale fino all'interno del muro di cinta di Raffineria, in prossimità dei serbatoi di greggio.

2.1.7. Infrastrutture per la movimentazione via terra

Per la movimentazione dei prodotti e delle materie prime via terra sono utilizzati in Raffineria:

- Oleodotti / Gasdotti
- Pensiline

2.1.7.1. Oleodotti / Gasdotti

Sono presenti in Raffineria i seguenti terminali di oleodotti/gasdotti:

- Oleodotto Monte Alpi–Taranto (OMAT) da 20 pollici di diametro e lunghezza pari a 137 km, che permette il trasferimento di greggio stabilizzato dal centro Olio di Monte Alpi in località Viggiano (PZ) alla Raffineria. L'OMAT è costituito dalla condotta interrata, dalle trappole di lancio e ricevimento scovoli (pigs) in Monte Alpi e Taranto, nonché dalle installazioni all'interno della Raffineria che operativamente sono gestite dalla società PRAOIL in stretto coordinamento con l'operatore del Centro Olio di Monte Alpi e con la Raffineria di Taranto;
- Oleodotto sottomarino (Sea – line) di Raffineria, da 34 pollici di diametro e lunghezza di 3,6 km, per il trasferimento del greggio dal Campo Boe al Parco serbatoi di deposito;
- Oleodotto olio combustibile verso ILVA: sistema di collegamento fra Eni R&M e lo stabilimento ILVA per il trasferimento dell'Olio combustibile denso, attraverso una tubazione fuori terra per il tratto interno alla Raffineria e una interrata per il tratto di attraversamento stradale (di competenza ILVA). In corrispondenza di quest'ultimo tratto la tubazione è incamiciata e ritorna fuori terra una volta all'interno dello stabilimento ILVA;
- Linee per il trasferimento di prodotto allo Stabilimento Eni di Imbottigliamento GPL: 2 tubazioni dedicate all'invio di butano e propano alle sfere presenti nello Stabilimento GPL.

2.1.7.2. Pensiline

Parte dei prodotti viene movimentata attraverso l'impiego di autobotti (ATB), che vengono rifornite tramite pensiline di carico/scarico dedicate, come elencato di seguito.

- pensiline di carico Area "rete" (benzina e gasolio) in area SOI 4;
- pensiline di carico Area "extrarete" (bitume e gasolio) in area SOI 4;
- pensilina di carico olio combustibile in area SOI 4;
- pensiline di carico zolfo in area SOI 3;
- pensiline carico GPL in area SOI 4;
- pensiline di scarico autobotti di greggio in area SOI 4.

La gestione delle pensiline avviene a cura del personale di Reparto interessato, con eventuale supporto di ditte terze, secondo specifiche contrattuali.

2.1.8. Parco Serbatoi

La Raffineria è dotata di un parco serbatoi comprendente 133 serbatoi fuori terra utilizzati per lo stoccaggio di prodotti idrocarburici (escluso GPL), per una capacità complessiva di circa 2.096.066 m³.

I serbatoi di stoccaggio per i prodotti di Raffineria sono collocati all'interno dell'area di Raffineria e sono differenziati in funzione della tipologia di prodotto contenuta. In particolare si possono distinguere quattro tipologie di stoccaggi, previsti dalla normativa vigente:

- serbatoi tumulati e sigari, destinati allo stoccaggio di GPL;
- serbatoi di categoria A, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità inferiore a 21°C (ad es.: grezzi, benzine, MTBE ecc);
- serbatoi di categoria B, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità compreso tra 21 e 65°C (ad es. Petroli, Kerosene ecc.);
- serbatoi di categoria C, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità superiore a 65°C (ad es. Gasoli, Oli combustibili, Bitumi, basi lubrificanti, ecc).

Nella Tabella seguente è riportato il quadro riassuntivo dei serbatoi suddivisi secondo tipologia di prodotto o categoria associata.

Tabella 2.1-3: Quadro riassuntivo dei serbatoi

Prodotto o categoria	Numero di serbatoi	Capacità di stoccaggio (k m ³)	
		Geometrica	Operativa
GPL	8	6,482	4,953
CAT. A	46	862,395	721,145
CAT. B	6	76,242	62,014
CAT. C	81	1.097,586	964,138

Lo stato dei serbatoi di stoccaggio in Raffineria è di fondamentale importanza ed è tenuto sotto controllo dalle Unità Tecniche di Raffineria al fine di garantire la protezione della falda e del suolo.

Tutti i serbatoi sono dotati di dispositivi antincendio e, come previsto dalla normativa vigente, la Raffineria è attrezzata per conservare scorte obbligatorie di prodotti finiti sufficiente per 90 giorni di produzione. I serbatoi a tetto fisso deputati allo stoccaggio dei prodotti pesanti ad alta viscosità, quali bitumi e oli combustibili, sono inoltre coibentati e dotati di impianto di riscaldamento con vapore e/o olio diatermico.

2.1.8.1. Stoccaggio Catalizzatori

I catalizzatori sono impiegati principalmente nelle aree di impianto denominate SOI I, e SOI III. In particolare sono utilizzati per:

- processi di desolforazione (di benzine, gasoli e/o kerosene);
- processi di demetallizzazione e conversione residui (impianto RHU e TSTC);
- reazioni/conversioni (impianti di Isomerizzazione e Reforming);
- processi di separazione (setacci molecolari).

2.1.8.2. Stoccaggio Chemicals

I chemicals necessari al corretto funzionamento degli impianti di processo della Raffineria (sostanze chimiche, filmanti, anticorrosivi, emulsionanti) sono in genere forniti e gestiti direttamente da Ditte Terze specializzate.

In alternativa, forniture specifiche sono curate dal personale di impianto e sono in parte stoccate nei magazzini di Raffineria.

In impianto, pertanto, è possibile riscontrare stoccaggi ridotti di chemicals in:

- Bulk metallici e plastici, localizzati in aree pavimentate e cordolate presso le apparecchiature/reattori interessati;
- serbatoi (di materie plastiche), dotati di vasche di contenimento.

Si sottolinea che, in caso di rottura dei bulk, le aree pavimentate e cordolate sono in grado di:

- contenere l'intera quantità di prodotto stoccato (se all'interno dell'area è stoccato un unico bulk);
- contenere l'intera quantità di prodotto stoccato nel bulk di dimensioni maggiori (se all'interno dell'area è stoccato più di un bulk).

La Raffineria, inoltre, per maggior sicurezza ha effettuato la graduale sostituzione dei bulk esistenti con bulk dotati di doppio fondo di contenimento.

2.1.9. Bilancio di Materia ed Energia

2.1.9.1. Bilancio di Materia

Le principali materie prime utilizzate in Raffineria sono costituite dal greggio e dai prodotti petroliferi che alimentano i diversi cicli produttivi.

Le altre materie prime impiegate in Raffineria sono prodotti petroliferi semilavorati, catalizzatori e altri chemicals.

La Raffineria è in grado di produrre:

- gas combustibili;
- gas liquefatti (propano, butano);
- benzina auto senza piombo;
- petroli per turboreattori, per riscaldamento domestico e agricoltura;
- gasolio per autotrazione, agricoltura e riscaldamento domestico;
- gasoli per motori marini; oli combustibili fluidi e densi per ogni impiego;
- bitumi e zolfo puro.

Le quantità di materie prime in ingresso alla Raffineria alla Massima Capacità Autorizzata (MCA) nella Configurazione Hydrocracking sono riportate nella seguente Tabella 2.1-4. si sottolinea che la Raffineria ha ottenuto a partire dall'1 gennaio 2005 l'autorizzazione dalla Regione Puglia all'incremento di capacità di lavorazione fino a un quantitativo massimo pari a 6,5 milioni di t/a.

Tabella 2.1-4: Consumo di materie prime alla MCA

Tabella Materie Prime	MCA (kton)
Grezzi	5.000
Semilavorati	1.500
Totale materie in lavorazione	6.500
Semilavorati a miscelazione	549
Totale materie prime	7.049

Nella seguente Tabella 2.1-5 riassume la relativa previsione di quantità di prodotti in uscita dalla Raffineria, suddivisi per tipologia, alla massima capacità autorizzata(MCA).

Tabella 2.1-5: Prodotti finiti alla MCA

Prodotti Finiti	Quantità (kton/a)
Benzine	1.372
Gasoli (0,001% S)	2.657
Petroli e jet fuel	100
Virgin nafta	595
GPL	190
Olio combustibile	1.265
F.G.	366
Bitumi	360
Zolfo	92
TOTALE PRODOTTI	6.997

2.1.9.2. Bilancio di Energia

Il bilancio energetico di Raffineria alla MCA nella Configurazione Hydrocracking viene sintetizzato nella seguente tabella.

Tabella 2.1-6: Bilancio Energetico alla MCA

Consumi/Produzioni Energia Elettrica	MCA
Energia Elettrica Importata da CTE (MWh)	467.841
Consumo di Fuel Oil (t)	78.232
Consumo di Fuel Gas (t)	263.820

2.1.10. Uso di Risorse

2.1.10.1. Acqua

I fabbisogni idrici di Raffineria si riferiscono a:

- acqua degasata da utilizzare come acqua di processo;
- acqua demineralizzata per il reintegro delle perdite di vapore di processo;
- acqua di mare di raffreddamento;
- acqua per lavaggi , servizi igienici , antiincendio e irrigazione.

Nella seguente Figura si riporta uno schema del sistema acque reflue e meteoriche di Raffineria.

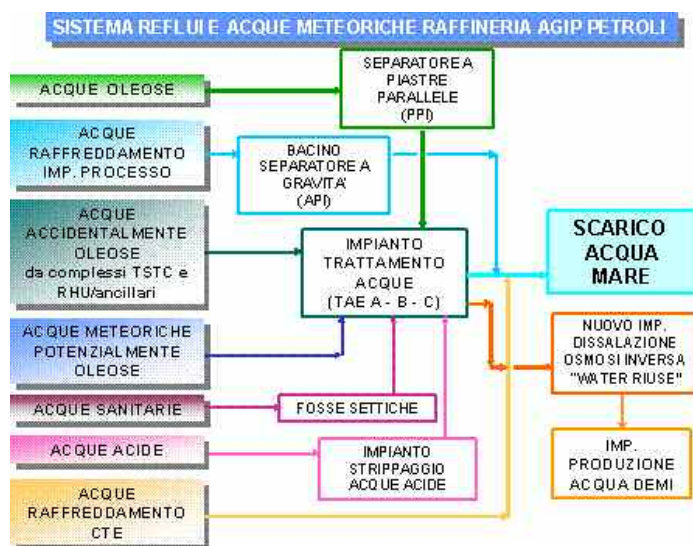


Figura 2.1-6: Schema a blocchi del Sistema Acque Reflue e Meteoriche di Raffineria

L'approvvigionamento e l'utilizzo della risorsa idrica in Raffineria avviene secondo le seguenti modalità:

- acqua potabile: prelievo dall'Acquedotto per usi igienico-sanitari;
- acqua di mare: prelievo dal Mar Grande mediante pompe sommerse per utilizzo come acqua antincendio alle reti antincendio di Raffineria e come acqua di raffreddamento e di processo per gli Impianti; il servizio di gestione delle prese di captazione è effettuato dalla Raffineria, mentre il servizio di distribuzione di acqua di mare alla Raffineria è effettuato da EniPower. EniPower utilizza, inoltre, parte di tale acqua di mare per il raffreddamento dei propri impianti e di propri condensatori. Una frazione di acqua di mare viene utilizzata per la produzione di acqua demineralizzata impiegata negli impianti di processo, tramite due impianti di dissalazione (integrati da un impianto di filtrazione a letti misti) gestiti da EniPower. Parte della produzione di acqua demineralizzata viene anche utilizzata per la produzione di vapore da distribuire alla Raffineria;
- acqua dai pozzi: prelievo da 4 pozzi ubicati all'interno della Raffineria di acqua di falda profonda (profondità maggiore di 100 m), per acqua di processo e per produzione di acqua demineralizzata tramite l'uso sia di impianti a osmosi inversa con capacità complessiva, che di impianti di desalinizzazione a resine cationiche e anioniche, entrambi gestiti da EniPower.

Inoltre, in funzione delle richieste, ulteriore acqua demineralizzata viene approvvigionata dalla società ILVA allo Stabilimento EniPower, che provvede successivamente a ridistribuirla alla Raffineria insieme alla propria produzione.

I nuovi fabbisogni di acqua dolce derivanti dall'impianto Hydrocracking sono stati minimizzati attraverso l'attivazione del progetto "water reuse" descritto precedentemente. La messa in esercizio dei nuovi impianti non induce pertanto un aumento complessivo dei prelievi di Raffineria in quanto il consumo di acqua di processo e di vapore è bilanciato da un corrispondente aumento del riciclo dell'acqua di scarico nell'impianto di trattamento acque.

L'impianto "Water Reuse" ha la capacità di ridurre i prelievi idrici di acqua di processo eliminando il prelievo di acqua da pozzo ed eliminando il consumo di acqua demi proveniente da ILVA.

Nella tabella 2.1 -7 sono riportati i dati relativi ai prelievi di acque dolci e salate, nella configurazione Hydrocracking, alla Massima Capacità Autorizzata (MCA). Nella stessa Tabella sono indicati i recuperi di acqua dall'impianto Water Reuse.

Tabella 2.1-7: Prelievi Idrici della Raffineria alla MCA

Approvvigionamento	MCA (m3/anno)
Acqua di Mare	73.932.696
Acqua Potabile	130.485
Acqua di Processo	1.117.683
Acqua di Pozzo Profondo	14.622
Recupero Acqua da Water Reuse	3.300.768

Nella configurazione con impianto Hydrocracking i fabbisogni idrici di punta orari di Raffineria alla MCA restano pari a 550 m³ per l'acqua di processo e pari a 8.400 m³ per l'acqua di raffreddamento.

2.1.10.2. Materie Prime e Altri Materiali

Nella Raffineria ENI R&M di Taranto entrano periodicamente e sono presenti in lavorazione e/o deposito un notevole numero di sostanze che possono essere genericamente classificate come "materie prime", intese cioè come componenti fondamentali per la realizzazione delle fasi di processo e l'ottenimento dei prodotti finiti destinati alla commercializzazione.

Le principali materie prime utilizzate in Raffineria sono costituite dal greggio e dai prodotti petroliferi che alimentano i diversi cicli produttivi.

Le altre materie prime impiegate in Raffineria sono prodotti petroliferi semilavorati, catalizzatori e altri chemicals.

Per una sintetica descrizione delle modalità di approvvigionamento delle principali materie prime impiegate in Raffineria e una loro quantificazione si rimanda ai Paragrafi 2.1.7 e 2.1.8.

2.1.10.3. Suolo e Sottosuolo

L'area di proprietà dell'Eni S.p.A. Div. R.&M. Raffineria di Taranto ha un'estensione di 270 ettari (comprese le aree esterne).

Al fine di minimizzare il rischio di dilavamento di inquinanti in falda, gran parte delle aree di esercizio sono pavimentate e/o delimitate da cordoli di contenimento che convogliano gli eventuali sversamenti alla rete fognaria di Raffineria e, attraverso essa, agli impianti di trattamento acque effluenti (TAE).

Complessivamente su circa 270 ettari di proprietà della Raffineria, di cui 188 interni al muro di cinta dello stabilimento ed effettivamente "occupati", circa 25 ettari sono pavimentati e, di questi, circa 17 ettari sono occupati dagli impianti. I serbatoi e i loro bacini di contenimento occupano invece circa 54 ettari.

2.1.11. Interferenze con l'Ambiente

2.1.11.1. Emissioni in atmosfera

Le attività di Raffineria generano due tipologie di emissioni: emissioni convogliate ed emissioni diffuse/fuggitive.

Emissioni Convogliate

Le emissioni convogliate della Raffineria sono rilasciate in atmosfera attraverso 5 camini, denominate come di seguito specificato:

- E1 camino impianti primari;
- E2 camino impianti cracking termico;
- E4 camino impianto Hot Oil;
- E7 camino impianto di isomerizzazione benzine (T.I.P.);
- E8 camino impianti idroconversione residui (R.H.U.).

Inoltre la Raffineria di Taranto è dotata di due torce identificate rispettivamente con le sigle E5 ed E6.

Nel progetto di integrazione dell'impianto Hydrocracking (HCR) con l'unità Residue Hydroconversion Unit (RHU) è stata prevista la realizzazione di 4 nuovi forni che costituiscono nuove sorgenti di emissioni continue di Raffineria. Le emissioni relative all'impianto Hydrocracking sono convogliate al camino esistente E8, quelle relative al nuovo impianto Idrogeno a un nuovo camino denominato E9 (di altezza pari a 40 m e diametro interno di 2 m) e quelle relative al nuovo impianto Zolfo al nuovo camino E10 (di altezza pari a 80 m e diametro interno di 2 m).

Il progetto prevede anche la realizzazione di una nuova torcia, le cui emissioni, a carattere discontinuo, sono trascurabili.

Lo scenario emissivo alla Massima Capacità Autorizzata nella Configurazione Hydrocracking, è riportato nella seguente Tabella 2.1-8.

Tabella 2.1-8: Emissioni convogliate in atmosfera alla MCA

Punto di Emissione	Portata Fumi (Nm ³ /h)	SO ₂		NO _X		CO		PST	
		mg/Nm ³	(t/a)	mg/Nm ³	(t/a)	mg/Nm ³	(t/a)	mg/Nm ³	(t/a)
E1	148.553	1012	1.316,6	340,4	443,2	18,4	23,6	46,1	59,6
E2	230.421	825,4	1.666,1	222,2	448,5	47,6	96,4	48,6	98,1
E4	7.212	34,8	2,6	197,9	12,3	11,1	0,9	29,3	1,7
E7	1.556	14,7	0,2	102,7	1,7	14,7	0,2	-	-
E8	58.189	4,4	2,6	92,1	46,4	4,5	2,6	3,2	1,7
E5-E6	54.198	1,2	0,5		-		-		-
E9	110.524	28,0	27,1	10,0	9,6	25,0	24,5	4,0	3,5
E10	15.206	1500,0	199,7	100,0	13,1	100,0	13,1	14,2	1,7

Nota: Portata fumi secchi al 3% di O₂

Emissioni Diffuse e Fuggitive

Le emissioni diffuse sono costituite fundamentalmente da composti organici volatili (VOC) emesse per volatilizzazione dei prodotti petroliferi leggeri.

Tali emissioni sono legate alle seguenti attività:

- serbatoi di stoccaggio a tetto flottante;
- tenute di pompe per la movimentazione di prodotti leggeri;
- vasche e apparecchiature TAE a cielo aperto;
- operazioni di caricamento.

La stima delle quantità complessive delle emissioni diffuse alla Massima Capacità Produttiva è riportata nella seguente Tabella 2.1-9. Le stime illustrate in Tabella sono state ottenute applicando la metodologia EPA/Concawe alla massima capacità autorizzata di lavorazione materie prime relative all'intero stabilimento (greggi + semilavorati a lavorazione per un totale di 6,5 milioni di tonnellate).

Tabella 2.1-9: Emissioni non convogliate in atmosfera alla MCA

Descrizione	Tipologia di emissione	Inquinante	Quantità (t/a)
Emissione da serbatoi	Diffusa	VOC	85,8
Caricamento e movimentazione prodotti	Diffusa	VOC	37,4
Vasche trattamento effluenti	Diffusa	VOC	31,3
Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati impianti	Fuggitiva	VOC	497,1

La Raffineria di Taranto, al fine di contenere le emissioni diffuse, adotta gli accorgimenti tipicamente utilizzati nell'industria petrolifera, ove le perdite fuggitive sono attentamente ridotte al minimo data la natura e le caratteristiche termodinamiche delle sostanze.

In particolare si evidenzia che la Raffineria, in conformità anche a quanto prescritto dalla normativa vigente, ha adottato, e prevede di continuare a implementare attraverso interventi di miglioramento ambientale, le seguenti tecniche:

- inserimento di sistemi di doppia tenuta sulle macchine operatrici
- utilizzo di impianti di recupero vapori di benzina, olio combustibile e bitume su serbatoi e pensiline di carico;
- verniciatura a norma (D.M. 107/00) dei serbatoi contenenti benzina e greggio;
- sistemi di monitoraggio (sensori con allarme in campo nell'eventualità di presenza accidentale di H_2S e monitoraggio della qualità dell'aria attraverso 3 cabine perimetrali).

2.1.11.2. Scarichi Idrici

Gli effluenti di Raffineria, successivamente al trattamento negli impianti di depurazione, sono scaricati in mare nel pieno rispetto dei limiti normativi stabiliti dal D.lgs. 152/06. La Raffineria è dotata di due punti di scarico, denominati A e B, di cui lo scarico B è utilizzato per acque meteoriche non di prima pioggia. Lo scarico denominato C è stato definitivamente chiuso nel corso dell'anno 2004.

Le acque provenienti dall'impianto di trattamento (TAE) sono inviate allo Scarico A.

L'ubicazione dei punti di scarico A e B della Raffineria è riportata in 2.1 - 7.

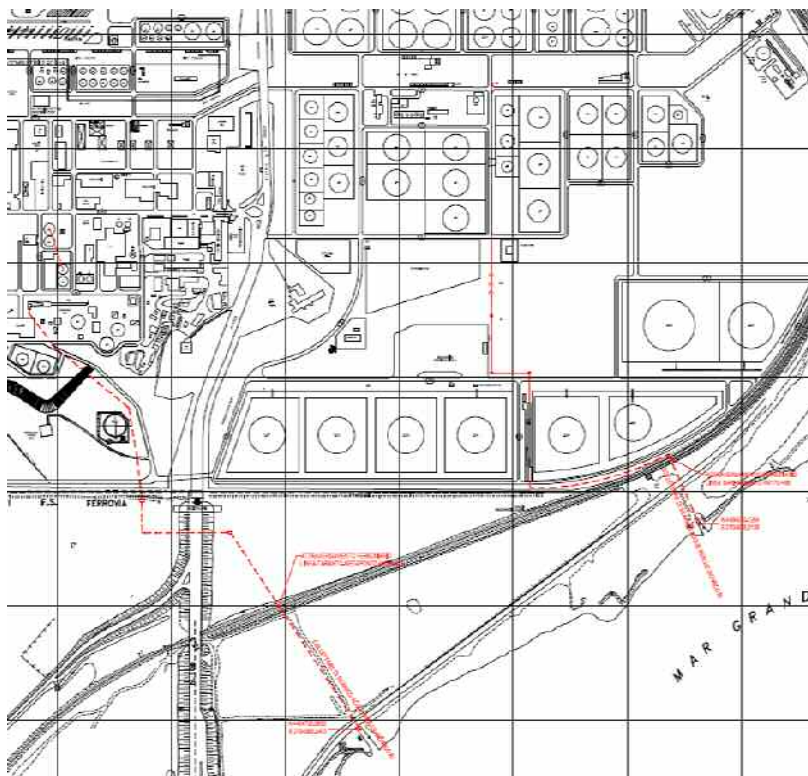


Figura 2.1-7: Ubicazione degli Scarichi di Raffineria

In tabella 2.1 – 10 si riporta il bilancio quantitativo degli scarichi idrici della Raffineria nella configurazione Hydrocracking alla Massima Capacità Autorizzata (MCA).

Tabella 2.1-10: Bilancio quantitativo degli scarichi idrici alla MCA

Tipologia di Scarico	Recettore	MCA (m3/a)
Scarico A	Mare (Mar Grande)	112.434.600
Scarico B	Mare (Mar Grande)	0 *

In condizioni normali la portata annua scaricata dallo scarico B è nulla. In caso di eventi meteorici intensi si possono verificare scarichi di acqua meteorica non di prima pioggia non quantificabili o stimabili a priori.

2.1.11.3. Rumore

La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione, garantisce il livello di rumore al perimetro esterno della Raffineria in accordo alla normativa vigente. Si rimanda al Quadro di Riferimento Ambientale per l'analisi nel dettaglio del clima acustico interno ed esterno all'area di Raffineria.

2.1.11.4. Rifiuti

La produzione dei rifiuti è correlata a tutte le principali attività che si svolgono in Raffineria, e in particolare:

- alle fasi di processo;
- agli interventi di manutenzione;
- al funzionamento dei servizi ausiliari.

Per i Rifiuti Speciali prodotti in Raffineria sono istituite 5 aree di deposito temporaneo all'interno dello stabilimento, e specificamente:

- Area A1: area di accumulo rottame di ferro, materiale elettrico e lana di roccia non inquinati, ubicata in prossimità dei serbatoi T-3123 e T-3222;
- Area A2: area di accumulo legno e assimilabili agli urbani, non inquinati, ubicata in prossimità dei serbatoi T-3222 e T-3213;
- Area A3: area di accumulo fusti e bulk vuoti contaminati, ubicata in prossimità dei serbatoi T-3149 e T-3150;
- Area A4: area di accumulo fusti e cassoni scarrabili per fanghi palabili, materiali inquinanti, oli lubrificanti esausti e rifiuti solidi speciali pericolosi, ubicata in vicinanza all'Area A3;
- Area A5: area di accumulo catalizzatori esausti, ubicata in prossimità del Varco di ingresso N°3.

In tabella 2.1 – 11 si riportano le principali tipologie e le rispettive quantità dei rifiuti prodotti dalla Raffineria nella configurazione Hydrocracking alla Massima Capacità Autorizzata (MCA).

Tabella 2.1-11: Tipologia e quantità di rifiuti prodotti dalla Raffineria alla MCA

Tipologia di Rifiuti	Quantità (t)
Rifiuti Pericolosi	16.434
Rifiuti Non Pericolosi	608.027*
Totale	624.461

(*) Tale dato include l'acqua di falda derivante dall'attività di messa in sicurezza della Raffineria (pari a 595.680 t), che in caso di contaminazione verrà invece smaltita con il codice CER 191307*.

2.1.11.5.Traffico

In Raffineria entrano in lavorazione o in deposito diverse sostanze classificate come “materie prime”, che costituiscono i componenti fondamentali per l'ottenimento dei “prodotti finiti”, destinati alla commercializzazione. In particolare si possono distinguere materie prime di natura petrolifera, classicabili in greggi e semilavorati e altre materie prime di natura non petrolifera, necessarie per il ciclo di lavorazione, tra i quali i chemicals, gli agenti flocculanti e i catalizzatori.

Tra i principali prodotti petroliferi “finiti” in uscita dalla Raffineria sono presenti i distillati leggeri (GPL), quelli medi (benzine) e quelli pesanti (tra cui gasoli, oli combustibili ed i bitumi). Oltre ai suddetti prodotti finiti la Raffineria esporta Greggio proveniente dal campo di estrazione Val d'Agri.

In tabella 2.1 – 12 si riporta la ripartizione dei trasporti via mare in entrata e in uscita di greggio alla capacità massima di lavorazione autorizzata della Raffineria nella configurazione Hydrocracking.

Tabella 2.1-12: Movimentazione Greggio alla MCA

Materiali	Portata Nave (kt)	Media viaggi (n/anno)
Traffico in uscita		
Greggio Val d'Agri	30	43
Traffico in entrata		
Greggio	80	19

2.1.12. Sistemi di Monitoraggio e Controllo delle Emissioni

2.1.12.1. Emissioni in Atmosfera

La Raffineria di Taranto, nel rispetto dei limiti previsti dalla legislazione vigente e dei pareri autorizzativi, garantisce il controllo e il monitoraggio delle proprie emissioni attraverso specifiche modalità di valutazione sistematica descritte nel seguito del Paragrafo.

Emissioni Convogliate

Le emissioni convogliate di Raffineria sono attualmente rilasciate in atmosfera attraverso 5 camini (a cui si aggiunge il camino denominato E3 dell'impianto turbogas della Centrale Termoelettrica di EniPower). Inoltre la Raffineria di Taranto è dotata di due torce identificate rispettivamente con le sigle E5 ed E6.

La Raffineria è dotata di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SO₂, NO_x, CO, PST, temperatura, ossigeno e portata dei fumi) sui camini E1 e E2 (oltre che sul camino E3 di EniPower). I dati del monitoraggio continuo confluiscono sul PC del Laboratorio, da cui vengono trasmesse le medie orarie, sia al sistema informatico di Raffineria, che all'ARPA Puglia Dipartimento Provinciale di Taranto. Attualmente è in programma un intervento ambientale di estensione del monitoraggio in continuo anche ai restanti camini di Raffineria.

Oltre al monitoraggio continuo, sono effettuate campagne analitiche per la determinazione di "macro" inquinanti (SO₂, NO_x, PST, CO, CH₄, CO₂, COVNM, N₂O, PM₁₀, HFC – CFC – PFC) tramite l'ausilio di un Laboratorio esterno, in contraddittorio con l'ARPA Dipartimento Provinciale di Taranto, con frequenza e modalità stabilite secondo apposite procedure del Sistema di Gestione Ambientale (SGA). L'ARPA Dipartimento Provinciale di Taranto effettua inoltre un servizio di laboratorio esterno per la Raffineria monitorando ai camini i "micro" inquinanti con frequenza e modalità stabilite sempre secondo apposite procedure del SGA.

I dati di emissione di SO₂ e CO₂ relativi alle Torce E5 ed E6 sono ottenuti mediante calcolo stechiometrico, assumendo che il 30% delle perdite di Raffineria venga combusto alle stesse. Di questo 30%, i 3/4 vengono combusti dalla torcia E6 ed il rimanente 1/4 dalla torcia E5.

Le reazioni di combustione in torcia sono tali da trasformare gli idrocarburi in anidride carbonica ed acqua e da convertire i limitati quantitativi di H₂S in ossidi di zolfo. In particolare le due torce sono dotate di un sistema "smokeless" in grado di aumentare l'efficienza di combustione e limitare la fumosità delle stesse che, in condizioni normali di funzionamento, garantiscono una efficienza unitaria di combustione.

Infine i dati relativi alle emissioni convogliate sono elaborati dal reparto SPP che emette periodicamente un report di sintesi per le funzioni di Raffineria (usando apposita procedura di linea) e comunicazioni ufficiali agli enti interessati, in accordo con le prescrizioni vigenti.

Emissioni Diffuse

Le emissioni diffuse sono costituite fondamentalmente da VOC emessi per volatilizzazione dei prodotti petroliferi leggeri. Le principali fonti di emissione sono le seguenti:

- serbatoi di stoccaggio a tetto flottante;
- tenute di pompe per la movimentazione di prodotti leggeri;
- vasche e apparecchiature TAE a cielo aperto;
- operazioni di caricamento.

I quantitativi complessivi delle emissioni diffuse sono calcolati periodicamente secondo una procedura di calcolo definita da ENI Divisione R&M.

Attualmente non sono operative misure di monitoraggio sistematiche anche se vengono talvolta attivate misure di controllo (Leak Detection).

2.1.12.2. Protezione del Suolo e del Sottosuolo

L'area di Raffineria ricade all'interno di un sito di interesse nazionale ai sensi della legge n. 426 del 9/12/1998 e successivo decreto autorizzativo del 10/01/2000.

Come richiesto dal D.M. 471/99 la Raffineria ha eseguito opportune attività per la protezione e la salvaguardia del suolo/sottosuolo, tra cui in particolare si evidenziano:

- caratterizzazione ambientale del sito. A fronte di predisposizione di specifici Piani di Caratterizzazione approvati in sede di conferenze dei servizi decisorie, è stata effettuata una caratterizzazione delle aree di pertinenza della Raffineria con maglia 50x50 m. A fronte dei risultati ottenuti dalle attività di caratterizzazione, la Raffineria ha richiesto ed ottenuto la restituzione agli usi legittimi di alcune aree, tra cui la quasi totalità delle aree destinate alla realizzazione degli impianti previsti dal progetto oggetto del presente Studio di impatto Ambientale. Per le aree non svincolate e interessate dalla realizzazione di nuovi impianti saranno realizzati gli interventi previsti dal Progetto Definitivo di Bonifica, prima del loro riutilizzo (si veda il Paragrafo 4.4.4.2) e ne sarà pertanto richiesta la restituzione agli usi legittimi.
- progettazione ed esecuzione di interventi di messa in sicurezza e bonifica delle acque di falda. Nel marzo 2004 è stato trasmesso agli Enti, e da questi approvato in sede di Conferenza dei Servizi Decisoria del 20 aprile 2004 (cfr anche Decreto interministeriale autorizzativo del 02/09/04) il "Progetto Definitivo di Bonifica-Acqua di Falda";
- progettazione degli interventi di bonifica del suolo e sottosuolo. Il Progetto Definitivo di Bonifica Suolo e Sottosuolo è stato predisposto dalla Raffineria di Taranto e approvato in sede di Conferenza dei Servizi Decisoria del 19 ottobre 2006.

Fenomeni di inquinamento del suolo/sottosuolo e della falda sono attribuibili alla potenziale perdita di prodotti inquinanti correlata a tutte le principali attività e apparecchiature della Raffineria.

In particolare si possono distinguere le seguenti tipologie di aspetti ambientali ad esse correlati:

- presenza di prodotti sul suolo da eventi pregressi;
- perdite di prodotti petroliferi, liquidi, solidi da linee di trasferimento/ apparecchiature di processo, servizi e di movimentazione;
- perdite di prodotti chimici (additivi, materie ausiliarie o solventi);
- perdite di prodotti petroliferi dal sistema fognario;
- perdite di prodotti petroliferi dai serbatoi di stoccaggio.

Perdite da Linee di Trasferimento

Relativamente alle perdite legate a tubazioni di trasferimento:

- tutte le tubazioni della Raffineria sono fuori terra, poggiate su pipe-rack e permettono l'ispezione visiva in qualunque momento da parte del personale di Raffineria; inoltre, le linee di trasferimento sono soggette a condizioni operative definite e controllate in continuo con sistemi automatizzati (DCS e PLC), dotati di segnalazioni di allarme, protezione e/o blocco in automatico;
- in corrispondenza degli attraversamenti stradali e ferroviari, le tubazioni sono incamiciate ed è adottato un apposito sistema di protezione catodica attiva, sottoposta a verifica semestrale; inoltre, in corrispondenza dell'attraversamento ferroviario, la tipologia costruttiva prevede il percorso delle linee all'interno di tubi-guaina in cemento, che terminano all'interno delle "Valve Box" di Raffineria, presso le quali è effettuata la verifica visiva di eventuali perdite su turno continuo (24 ore);
- le uniche linee di trasferimento prodotti parzialmente interrato sono:
- Oleodotto Monte Alpi: gestito dalla Società PRAOIL, che ha definito e adottato specifiche procedure di controllo periodico della tenuta;
- tratto terminale dell'oleodotto sottomarino ("Sea-line" di Raffineria), prima del collegamento con i serbatoi: verificato in accordo con procedure dedicate.

Dai controlli periodici effettuati non sono mai risultate anomalie (ultimo controllo effettuato nel dicembre 2002).

Perdite da Apparecchiature di Processo

Le apparecchiature statiche di Raffineria sono tutte fuori terra, ubicate su terreno pavimentato e ispezionate visivamente dal personale di Raffineria su turno continuo. Tali apparecchiature, ove previsto dalla legislazione vigente, sono soggette ai controlli ispettivi degli Enti preposti (ASL, ISPESL).

Le apparecchiature sono controllate in continuo con sistemi automatizzati di processo (DCS e PLC), dotati di segnalazioni di allarme, protezione e/o blocco in automatico.

Perdite di Chemicals

La Raffineria ha adottato sistemi di contenimento delle potenziali perdite dei principali prodotti chimici (additivi, materie ausiliarie o solventi) dai contenitori di stoccaggio (bulk), in parte costruendo apposite piazzole pavimentate munite di cordoli, in parte sostituendo i bulk presenti in Raffineria con nuovi contenitori dotati di doppio fondo, in grado di raccogliere il prodotto in caso di rottura o sversamento.

Tali interventi sono tuttora in corso e sono parte integrante del piano di miglioramento Ambientale di Raffineria.

Perdite dal Sistema Fognario

Il sistema fognario di Raffineria è lungo circa 24 km ed è stato oggetto, a partire dal 1999, di un piano progressivo di monitoraggio finalizzato alla verifica della tenuta dei manufatti che lo compongono.

La Raffineria ha già sottoposto a verifica, secondo lo standard UNI EN 1610/99, tutte le linee costituenti l'intera rete fognaria.

In base ai risultati ottenuti, si è provveduto immediatamente al rifacimento/impermeabilizzazione di alcuni tratti deteriorati e di alcuni pozzetti che non garantivano la tenuta idraulica.

Perdite da Serbatoi di Stoccaggio

La Raffineria ha adottato protocolli di verifica (Norme Standard dell'American Petroleum Institute: API STD 653 e S.M.I. "Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconsctruction") dello stato conservativo dei serbatoi atmosferici.

Tali protocolli sono stati recepiti in una specifica procedura ambientale che disciplina le attività di "Ispezione, controllo e manutenzione serbatoi atmosferici per prodotti petroliferi". I protocolli prevedono, in particolare, che la frequenza e la tipologia delle attività di verifica siano programmate e pianificate in funzione di specifici criteri, legati alla tipologia costruttiva del serbatoio, al contenuto dello stesso e al periodo di esercizio.

La Raffineria, in linea con il suo impegno sulle tematiche ambientali, sta introducendo per tutti i serbatoi di greggio e prodotti petroliferi leggeri, nuove metodiche costruttive per la prevenzione dell'inquinamento, tra cui la dotazione di sistemi a "doppio fondo". Attualmente sono già stati dotati di doppio fondo undici serbatoi.

Protezione della Falda

Al fine di minimizzare i rischi di dilavamento di inquinanti in falda, gran parte delle aree di esercizio sono pavimentate e/o delimitate da cordoli di contenimento, che convogliano gli eventuali spandimenti alla rete fognaria della Raffineria. Al fine di monitorare la qualità delle acque di falda afferenti alla Raffineria, è stata realizzata negli anni una articolata rete di piezometri, soggetta a rilievi periodici di tipo freaticometrico (presenza acqua ed eventuale surnatante) ed idrochimico (qualità delle acque, ai sensi del D.M. 471/99).

Attualmente la rete piezometrica è costituita da 108 piezometri distribuiti in 12 aree omogenee.

Attraverso la rete di monitoraggio sopra descritta, realizzata in fase di caratterizzazione ambientale ai sensi del D.M. 471/99, la Raffineria monitora la qualità della falda superficiale.

Tali attività di monitoraggio sono eseguite con frequenza e modalità definite in apposite procedure del Sistema di Gestione Ambientale. I risultati che ne derivano sono utilizzati per implementare il Sistema Informativo Territoriale (G.I.S.) in dotazione della Raffineria di Taranto.

Nello stabilimento sono presenti anche 4 pozzi profondi utilizzati per l'emungimento di acqua di falda profonda, per uso industriale (produzione acqua demineralizzata, acque tecniche, etc.). Periodicamente la Raffineria monitora, tramite questi pozzi, la qualità della falda profonda per la quale a oggi non sono stati evidenziati fenomeni di contaminazione.

3. DESCRIZIONE DELLE NUOVE INSTALLAZIONI

3.1. Inquadramento generale

Il progetto in esame nasce dalla necessità di un potenziamento delle infrastrutture della Raffineria di Taranto in previsione dello stoccaggio e della spedizione del greggio Tempa Rossa. Il potenziamento permetterà quanto segue:

- esportazione del greggio Tempa Rossa;
- flessibilità capacità di movimentazione greggio Val D'Agri, già esportato via mare nella configurazione di Raffineria esistente;
- efficienza gestione movimentazione greggio Val d'Agri + greggio Tempa Rossa.

Le principali installazioni previste includono quanto segue:

1. adeguare ed ampliare il parco serbatoi della Raffineria ENI R&M di Taranto con la realizzazione di N. 2 nuovi serbatoi dedicati al greggio Tempa Rossa, di capacità geometrica complessiva pari a circa 180.000 m³, e delle relative opere complementari;
2. prolungare il pontile esistente per soddisfare le nuove richieste di export mediante la realizzazione di una nuova piattaforma denominata P3;
3. realizzare due nuove aree di pompaggio per la spedizione dalla Raffineria alla nuova piattaforma P3 dei greggi Val d'Agri e Tempa Rossa, mediante nuove linee di spedizione;
4. costruire due nuovi impianti di recupero vapori a integrazione dell'esistente, uno per la gestione dei vapori da caricamento greggio Tempa Rossa e uno per la gestione dei vapori da caricamento greggio Val d'Agri entro i confini esistenti della Raffineria;
5. realizzare un impianto di pre-raffreddamento greggio Tempa Rossa per la riduzione della temperatura dello stesso a circa 45°C, necessaria per il suo stoccaggio.

La movimentazione del greggio Tempa Rossa attraverso l'oleodotto sarà organizzata in batch discontinui, programmati secondo il piano di export concordato con gli utenti finali. Per questa ragione il funzionamento delle installazioni di seguito descritte e l'analisi dei conseguenti impatti sull'ambiente circostante deve essere analizzato sulla base di tale precisazione.

La collocazione delle nuove installazioni all'interno della Raffineria ed i loro ingombri sono riportati nell'Allegato 2. La descrizione del progetto sarà articolata in interventi onshore, quindi sviluppati a terra, e interventi offshore, quindi sviluppati a mare.

3.2. Portate e Caratteristiche dei Greggi

Il progetto di potenziamento riguarda essenzialmente la movimentazione aggiuntiva del greggio Tempa Rossa proveniente dal centro oli omonimo attraverso la Raffineria di Taranto. Tuttavia l'intervento ha anche lo scopo di rendere più flessibile ed efficiente l'attuale movimentazione del greggio Val d'Agri, rendendo fruibile il nuovo pontile da ambedue i greggi. Si sottolinea, quindi, che il quantitativo di greggio Val d'Agri esportato non subirà variazioni. Si riportano di seguito le caratteristiche di ambedue i greggi.

3.2.1. Greggio Val d'Agri

La temperatura di stoccaggio del greggio Val d'Agri in Raffineria è di 25°C. Le caratteristiche del greggio Val d'Agri sono riportate nella Tabella 3.2-1,

Tabella 3.2-2 e Tabella 3.2-3.

Tabella 3.2-1: Proprietà fisiche Greggio Val d'Agri

PROPRIETA'	U.M.	VAL D'AGRI
Punto di scorrimento (Pour Point)	°C	-22
Punto di intorbidamento (Cloud Point)	°C	19
Densità a 15°C	kg/m ³	827,6
Viscosità dinamica a 20°C	mPa s	6
Viscosità dinamica a 60°C	mPa s	4
Viscosità cinematica a 20°C	mm ² /s	7,3
Viscosità cinematica a 60°C	mm ² /s	5
Calore specifico a 20 °C	kJ/Kg°C	1,90
Calore specifico a 60 °C	kJ/Kg°C	2,07
Coefficiente di dilatazione termica	[°C ⁻¹]	0,001
Modulo d'elasticità cubica (di Bulk) a 27 °C	[bar(a)]	≅12000 (valore assunto dalla letteratura)
Tensione di vapore a 38 °C	[bar(a)]	0,9
Conducibilità termica a 20 °C	[W/(m·°C)]	0,137
Conducibilità termica a 60 °C	[W/(m·°C)]	0,128

Tabella 3.2-2: Composti Solforati greggio Val d'Agri

COMPOSTI SOLFORATI	ppmp
H ₂ S	0,2
COS	2,6
Metil mercaptano	4,3
Etil mercaptano	4,8
Di Metil Solfuro	2,6
i-Propil mercaptano	7,6
n-Propil mercaptano	2,5
Metil Etil Solfuro	1,7
Tiofene	11,8
i-Butil mercaptano	1,5
n-Butil mercaptano	2,2
Etil vinil solfuro	7,2
Zolfo totale	4906

Tabella 3.2-3: Composizione Greggio Val d'Agri

Componenti	% peso
Metano	0,001
Etano	0,003
Propano	0,541
i-Butano	0,590
n-Butano	2,210
i-Pentano	1,465
n-Pentano	2,316
Esani	4,910
Eptani	5,074
Ottani	4,749
Nonani	5,682
Decani	5,126
Undecani	4,550
Dodecani	3,882
Tridecani	3,668
Tetradecani	3,387
Pentadecani	3,305
Esadecani	2,886

Componenti	% peso
Eptadecani	2,499
Ottadecani	2,290
Nonadecani	2,246
Eicosani	2,138
Eneicosani	1,959
Docosani	1,828
Tricosani	1,709
Tetracosani	1,529
Pentacosani	1,414
Esacosani	1,417
Eptacosani	1,373
Ottacosani	1,339
Nonacosani	1,328
Triacontani	1,343
Eneitriacontani	1,244
Dotriacontani	1,199
Titriacontani	1,061
Tetratriacontani	1,019
Pentatriacontani	0,965
Esatriacontani +	15,754

3.2.2. Greggio Tempa Rossa

Lo scenario futuro di esportazione del greggio Tempa Rossa dal pontile è il seguente: esportazione di 2,7 Milioni ton/anno di greggio. La temperatura di stoccaggio del greggio è pari a 45°C. La portata attesa in arrivo alla trappola di ricevimento dell'Oleodotto Monte Alpi è di 1.900 m³/h.

Le caratteristiche del greggio Tempa Rossa sono riportate nelle Tabelle seguenti.

Tabella 3.2-4: Proprietà chimico - fisiche Greggio Tempa Rossa

PROPRIETA'	U.M.	TEMPA ROSSA
Peso molecolare	Kg/kmol	303
Punto di scorrimento (Pour Point)	°C	-35
Punto di intorbidamento (Cloud Point)	°C	13
Densità a 15°C	kg/m ³	939
Densità a 80°C	kg/m ³	895
Viscosità dinamica a 20°C	cP	1278
Viscosità dinamica a 40°C	cP	342
Viscosità cinematica a 20°C	cSt	1343
Viscosità cinematica a 40°C	cSt	365
Calore specifico a 45 °C	kJ/Kg°C	1,82
Conducibilità termica a 45 °C	[W/(m·°C)]	0,138
Conducibilità termica a 80 °C	[W/(m·°C)]	0,131
Tensione di vapore a 38 °C	[bar(a)]	>0,72

Tabella 3.2-5: Composizione Greggio Tempa Rossa

Componenti	% molare TEMPA ROSSA
C1	0,101
C2	0,101
C3	0,401
iC4	0,301
nC4	1,503
iC5	2,806
nC5	4,609
C6	5,611
m-c-C5	0,601
Benzene	0,2
c-C6	0,401
m-c-C6	0,701
Toluene	0,601

Componenti	% molare TEMPA ROSSA
et-Benzene	0,401
m-Xylene	0,701
o-Xylene	0,501
Hemellitol	0,501
C7	5,21
C8	5,21
C9	4,609
C10	4,81
C11	4,609
C12	3,808
C13	3,507
C14	3,206
C15	2,605
C16	2,505
C17	2,104
C18	1,904
C19	1,804
C20+	34,068
I valori di caratterizzazione del pseudocomponente C20+ sono:	
MW	618.3 g/mol
Specific gravity @ 15°C	1066.21 kg/m3

3.3. Descrizione Installazioni Onshore

La installazioni che dovranno essere realizzate onshore, per permettere la ricezione e la spedizione di greggio Tempa Rossa e la flessibilità della movimentazione del greggio Val d'Agri, consistono essenzialmente nell'adeguamento del parco serbatoi, nella realizzazione delle aree di pompaggio, nel potenziamento dell'impianto recupero vapori esistente, nella realizzazione della stazione di pre-raffreddamento greggio Tempa Rossa, nella realizzazione delle opere accessorie, nell'adeguamento e potenziamento dei servizi ausiliari già esistenti.

1. L'adeguamento e l'ampliamento del parco serbatoi di stoccaggio si traduce nella costruzione di due nuovi serbatoi, denominati T-3009 e T-3012 con singole capacità geometriche indicativamente pari a 120.000 m³ e 60.000 m³ per lo stoccaggio del greggio Tempa Rossa.

2. La realizzazione delle aree di pompaggio per la spedizione dei greggi si traduce nella realizzazione di N. 1 area dedicata al greggio Tempa Rossa e N. 1 area dedicata al greggio Val d'Agri.
3. La realizzazione del sistema di recupero vapori si traduce nella costruzione di due unità indipendenti per le attività di carico greggio Val d'Agri di potenzialità massima 6.000 m³/h e per le attività di carico greggio Tempa Rossa di potenzialità massima 4.500 m³/h collocate all'interno dei confini della Raffineria.
4. La realizzazione di una stazione di pre-raffreddamento del greggio Tempa Rossa con torri evaporative.
5. Le opere accessorie consistono in:
 - N. 2 pompe per il trasferimento del greggio Tempa Rossa tra i nuovi serbatoi.
 - N. 2 pompe per il trasferimento del greggio Val d'Agri tra i serbatoi esistenti.
 - N.1 linea per la spedizione del greggio Val d'Agri.
 - N.1 linea tracciata elettricamente per la spedizione del greggio Tempa Rossa.
 - N.1 linea di ricevimento greggio da oleodotto esistente allo stoccaggio;
 - Cabina elettrica nell'area serbatoi che alloggerà tutti i quadri necessari per la gestione e il monitoraggio in automatico del parco serbatoi.
 - Installazione, in sala controllo esistente, di nuova consolle operatore.
6. L'adeguamento dei servizi ausiliari consiste in:
 - Estensione della rete vapore esistente per il riscaldamento dei serbatoi destinati al greggio Tempa Rossa.
 - Estensione della rete recupero condensa esistente nell'area serbatoi.
 - Estensione della rete antincendio esistente all'area occupata dall'impianto di recupero vapori e di pre-raffreddamento.
 - Allacciamento alla rete aria strumenti esistente.
 - Allacciamento alla rete di collettamento acque meteoriche e reflui oleosi.
7. Il potenziamento dei servizi ausiliari consiste nella realizzazione di una rete antincendio dedicata per la nuova area di stoccaggio di potenzialità 1.600 m³/h, così costituita:
 - N° 1 pompa condotta da motore elettrico da 800 m³/h;
 - N° 2 pompe condotte da motore diesel da 800 m³/h ciascuna (una di riserva);

- N° 2 pompe jockey da 50 m³/h (una di riserva);
- N° 1 serbatoio di stoccaggio acqua mare di capacità operativa pari a 9.600 m³.

La nuova rete sarà interconnessa a quella esistente.

3.3.1. Serbatoi di Stoccaggio

I nuovi serbatoi destinati allo stoccaggio del grezzo Tempa Rossa, identificati dalle sigle: T-3009, T- 3012, sono del tipo a tetto galleggiante di costruzione cilindrica metallica e verranno installati fuori terra. Le caratteristiche sono riportate nella Tabella 3.3-1.

Tabella 3.3-1: Descrizione dei nuovi serbatoi

	T-3009	T-3012
Prodotto	Tempa Rossa	Tempa Rossa
Capacità Geometrica	123.100 m ³	61.540 m ³
Capacità Operativa	95.400 m ³	47.700 m ³
Diametro Interno	99 m	70 m
Altezza	16 m	16 m
Tipo di Tetto	galleggiante	galleggiante
Tipo di Tenuta	doppia primaria secondaria	doppia primaria secondaria

Le due installazioni saranno realizzate all'interno del perimetro della Raffineria, nel contesto del parco stoccaggio già esistente. Nello specifico il serbatoio T-3009 sarà ubicato a nord del T-3008 esistente, mentre il serbatoio T-3012 sarà ubicato a est di quest'ultimo. Nella scelta del posizionamento e del layout è stata tuttavia ricercata la soluzione che permette di ridurre al minimo gli impatti delle nuove opere sull'ambiente ed in particolare quelli connessi con la componente paesaggio. Per questa ragione si è stabilita una quota del piano campagna a 4,5 s.l.m. e una quota massimo di impianto pari a 20,5 s.l.m.

I serbatoi dedicati al Tempa Rossa, i nuovi T- 3009 e T-3012 e il già esistente T-3008, saranno collegati alla nuova stazione di spedizione dedicata per mezzo di collettore indipendente. I serbatoi dedicati allo stoccaggio del greggio Val d'Agri, i già esistenti T-3001, T-3002 e T-3003, saranno collegati alla nuova stazione di spedizione dedicata al greggio Val d'Agri per mezzo di nuovo collettore indipendente. L'Allegato 3 riporta lo schema di flusso relativo alla nuova area di stoccaggio.

3.3.2. Aree di pompaggio

3.3.2.1. Pompe di spedizione

La nuova configurazione di impianto permette la movimentazione del greggio Tempa Rossa, ma consente anche al sistema export Val d'Agri di usufruire del nuovo pontile. Per questa ragione sono state previste due aree di pompaggio, una dedicata al greggio Tempa Rossa e una dedicata al greggio Val d'Agri per il rilancio di ambedue i greggi verso l'area di caricazione navi.

- Per la spedizione del greggio Val d'Agri sono state previste N. 4 pompe in servizio ciascuna da 1.500 m³/h più N. 1 pompa di riserva, e la portata totale al pontile è di 6.000 m³/h.
- Per la spedizione del greggio Tempa Rossa sono state previste N. 3 pompe in servizio ciascuna da 1.500 m³/h più N. 1 di riserva, e la portata totale al pontile è di 4500 m³/h.

Con la configurazione prevista è possibile il caricamento contemporaneo di N. 2 navi con greggi diversi. L'Allegato 4 riporta lo schema di flusso relativo alle pompe di spedizione.

3.3.2.2. Pompe di trasferimento

E' previsto l'utilizzo di N. 1 + 1 pompe di trasferimento del greggio Tempa Rossa tra i serbatoi e N. 1 + 1 pompe di trasferimento del greggio Val d'Agri tra i serbatoi. I trasferimenti dei greggi sono previsti in controllo di portata.

3.3.2.3. Linee di aspirazione pompe di spedizione

I due nuovi serbatoi Tempa Rossa T-3009 e T-3012 e il serbatoio già esistente T-3008 saranno collegati a N. 1 collettore di aspirazione principale dedicato. I serbatoi esistenti Val d'Agri T-3001, T3002 e T-3003 saranno collegati a N. 1 collettore nuovo dedicato.

3.3.2.4. Linee di spedizione dei greggi

La spedizione dei due greggi avverrà attraverso due linee dedicate. In particolare la linea di spedizione del Tempa Rossa sarà tracciata elettricamente per mantenere il greggio ad una temperatura adeguata alla movimentazione.

Per le linee di spedizione greggio sarà realizzato un attraversamento stradale e ferroviario dove le nuove linee saranno contenute in tubi di protezione "40", per tutta la lunghezza dell'attraversamento. Inoltre, a monte e valle dell'attraversamento saranno installate le valvole di intercettazione servocomandate. Inoltre sarà necessario realizzare una serie di attraversamenti stradali per tubazioni in corrispondenza di strade esistenti aventi le caratteristiche strutturali per carichi stradali uguali a quelli utilizzati per le strade che vanno ad intercettare all'interno di Raffineria.

3.3.3. Impianto di Recupero Vapori

Il progetto prevede la realizzazione di due unità di recupero vapori, una dedicata alle fasi di caricazione del greggio Tempa Rossa e una dedicata alle fasi di caricazione del greggio Val d'Agri. Le nuove unità che costituiscono il nuovo impianto saranno collocate all'interno del perimetro della Raffineria come individuato nel lay-out incluso nell'Allegato 2. L'area occupata dalle nuove installazioni occuperà una superficie massima di 25 x 50 m, con un'altezza di circa 11 m.

Le portate di carico delle due unità sono 6.000 m³/h per il greggio Val d'Agri e 4.500 m³/h per il greggio Tempa Rossa. L'Allegato 5 riporta gli schemi di flusso relativi al recupero vapori (linea di spedizione e impianto).

La raccolta dei vapori è attuata attraverso i bracci di recupero presenti sulla piattaforma P3 in corrispondenza degli accosti. La tecnologia adottata per il recupero è quella dell'adsorbimento dei vapori su carbone attivo e successiva rigenerazione tramite vuoto. I vapori spiazzati dalle navi contengono oltre ai VOC dell'olio greggio, i prodotti derivanti dal sistema di inertizzazione e sono caratterizzati da una minima concentrazione di Ossigeno. La corrente di vapori proviene da cisterne inertizzate, per cui la miscela da trattare non è mai all'interno dei limiti di esplosività.

Per ogni unità sono previsti due filtri a carbone, uno in servizio e l'altro in stand-by, per trattenere l'idrogeno solforato. Ciascuno dei filtri è dimensionato per un ricambio del letto di carbone per una durata di oltre 6 mesi con un carico annuo di greggio di 3.000.000 m³ e con un contenuto medio di H₂S nei gas da trattare di 150 mg/ m³, massimo di 450 mg/ m³; il controllo dell'efficienza di abbattimento dell'idrogeno solforato viene eseguito da un analizzatore posto sullo scarico all'atmosfera; il by-pass del filtro saturato e l'inserimento del filtro in stand-by è previsto manualmente.

La rigenerazione del carbone avviene per azione del vuoto generato per mezzo di pompe tipo ad anello liquido, realizzato con una soluzione acquosa di glicole mono-etilenico. Il ricircolo tra le pompe del vuoto ed il separatore al cui interno vi è una cartuccia di separazione ad alta efficienza, è assicurato da una pompa centrifuga dedicata. Il calore generato dalle pompe viene smaltito refrigerando il glicole con uno scambiatore dedicato. I vapori dopo i filtri a carbone sono aspirati da un ventilatore booster che li scarica all'atmosfera. Il contenuto di VOC allo scarico è controllato mediante l'installazione di un opportuno analizzatore. Sullo scarico è inserito un arrestatore di fiamma.

I vapori desorbiti vengono recuperati in una torre di assorbimento. Al di sotto della torre è collocato un serbatoio che ha la funzione di raccogliere l'olio greggio proveniente dal lavaggio. L'olio greggio prelevato dalla torre arricchito dagli idrocarburi recuperati viene rimandato sulla linea di spedizione greggio alla piattaforma mediante una pompa di ritorno.

In caso di emergenza o blocco dell'impianto i letti a carbone attivo vengono isolati mediante chiusura delle valvole di ingresso ed uscita e contemporaneamente vengono chiuse le valvole di ingresso e uscita degli oli greggi.

3.3.4. Impianti di Pre-Raffreddamento greggio Tempa Rossa

Il sistema di pre-raffreddamento del greggio Tempa Rossa sarà costituito da n. 3 torri evaporative posizionate in un'area di contenimento alla quota campagna di + 4,5 m s.l.m., con un ingombro massimo di +14,5 m s.l.m.. Esso sarà realizzato all'interno dell'area della Raffineria, nel contesto del parco stoccaggio già esistente, in prossimità del serbatoio T-3012, a Nord dello stesso.

Le caratteristiche del gruppo torri sono le seguenti:

- lunghezza: 20 m;
- larghezza: 10 m;
- altezza: 10 m.

Per il pre-dimensionamento della nuova stazione di raffreddamento sono stati considerati i seguenti vincoli:

- impossibilità dell'utilizzo di acqua mare in circuito aperto per il raffreddamento;
- vincolo altimetrico nel caso di installazione di torri evaporative (o altri items ingombranti quali i serbatoi di stoccaggio che hanno un limite di +20,5 metri sul livello mare).
- temperatura dell'aria (massima): 40°C.
- temperatura di bulbo umido dell'aria (massima) 30°C.

E' stato analizzato un raffreddamento con acqua dolce in circuito chiuso, tramite scambiatori a fascio tubiero. L'acqua riscaldata viene poi nuovamente portata alla temperatura di utilizzo tramite l'uso di torri evaporative a tiraggio indotto. L'acqua utilizzata nel circuito chiuso è acqua dissalata con procedimento di osmosi inversa.

Il sistema risulta pertanto così composto:

Circuito acqua	Circuito olio
<ul style="list-style-type: none"> - Sistema di dissalazione acqua: prefiltri, membrane per osmosi inversa, post trattamento - Pompe di circolazione acqua - Torri evaporative - Pompe per reintegro acqua - Serbatoio di stoccaggio acqua dissalata - Skid dosaggio additivi 	<ul style="list-style-type: none"> - Scambiatori a fascio tubiero olio/acqua dissalata

Le apparecchiature più critiche dal punto di vista tecnico risultano essere le torri evaporative (n. 3) e gli scambiatori a fascio tubiero. Di seguito sono elencati i principali dati utilizzati per il dimensionamento delle 2 unità.

Scambiatori a Fascio Tubiero

Gli scambiatori sono stati disegnati in modo da aumentare il coefficiente di scambio acqua/olio, pur garantendo una perdita di carico controllata attraverso il fascio tubiero.

Il flusso di greggio è stato diviso in due di modo da garantire una migliore gestione del salto termico, raggiungere un buon compromesso nelle dimensioni finali degli scambiatori e assicurare una buona flessibilità del sistema in caso di problemi a uno degli scambiatori.

La configurazione risultante consiste in 4 scambiatori a fascio tubiero, di cui 2 in serie e 2 in parallelo.

Qui di seguito le principali caratteristiche dell'unità.

DESCRIZIONE	Unità Misura	LATO TUBI	LATO MANTELLO
Portata	m ³ /h	1400	1900
Temperatura ingresso	°C	34	55
Temperatura uscita	°C	40	45
Diametro tubi (esterno).	mm	19.05	
Lunghezza tubi	mm	6100	
Diametro mantello	mm		1260
Disposizione tubi		TRIANGOLARE	
U	KJ/s*m ² *K	0.3	
Superficie di scambio per elemento	m ²	600	
Duty	MW	8.816	

Torri Evaporative

Le torri sono state scelte di modo da limitare l'impatto ambientale sia in termini di ingombro sia in termini di emissioni (torri NO PLUME). Il gruppo torri presenterà una cella di riserva per ovviare a possibili problemi a uno dei ventilatori (3x50%). Le torri sono dimensionate in modo da garantire un sovradimensionamento lato mantello di almeno il 15%.

Qui di seguito le principali caratteristiche dell'unità.

DESCRIZIONE	Unità Misura		Note
Portata acqua	m ³ /h	1600	Overdesign 15%
Temperatura ingresso acqua	°C	44	
Temperatura uscita acqua	°C	34	
Temperatura di bulbo umido aria	°C	30	Massima
Portata acqua skid dissalazione	m ³ /h	20	
Bacino contenimento	m ³	200	
Larghezza Torre	m	8	
Lunghezza	m	20	
Altezza Torre	m	10	
Numero celle		3	Una di riserva
Numero ventilatori per cella		3	Uno per ogni cella

L'Allegato 6 riporta lo schema di flusso del sistema di pre-raffreddamento.

3.3.5. Opere Complementari

3.3.5.1. Bacini di Contenimento Serbatoi

I serbatoi di nuova costruzione (T-3009 e T-3012) saranno dotati di specifico bacino di contenimento con muri di cemento armato e fondo pavimentato al fine di garantire sicurezza contro eventuali spillamenti.

I suddetti bacini saranno dimensionati per una capacità di contenimento pari al volume contenuto nei serbatoi; sui lati dei muri di contenimento saranno previste apposite scale per garantire le vie di fuga. Le fondazioni saranno in c.a. ad anello di adeguato diametro, dimensionate in modo da garantire carichi sul terreno compatibili con le caratteristiche geotecniche del sito interessato e contenere i cedimenti entro i limiti accettabili per le sovrastanti apparecchiature. La quota del piano campagna è stabilita a +4.500 sl.m. La quota massima di impianto è a +20.500 s.l.m.

Si segnala in particolare che il tratto est dei muri di contenimento dei suddetti bacini dovrà essere dimensionato anche come sostegno della sovrastante strada e della zona limitrofa a questa, che si trovano a quota + 20.00 m s.l.m., coprendo quindi un dislivello di 15.50 m tra i piani finiti.

3.3.5.2. Cabina elettro-strumentale

La cabina elettro-strumentale è un fabbricato ubicato in area "PARCO SERBATOI" ed è suddiviso in locali dedicati.

Sarà composta da:

1. sala strumentale per l'alloggiamento delle apparecchiature di controllo e sicurezza relative al pontile e al parco serbatoi;
2. sala elettrica che ospita tutti i quadri elettrici per la distribuzione in MT e BT, per l'alimentazione degli ausiliari in CA e in CC e le batterie di accumulatori;
3. area trasformatori ricavata all'esterno ma a ridosso della cabina per posizionare i trasformatori abbassatori necessari alla distribuzione dell'energia elettrica alle tensioni richieste.

3.3.6. Servizi Ausiliari

3.3.6.1. Adeguamento Rete Vapore e Recupero Condense

La rete di distribuzione vapore e recupero condense a servizio delle nuove installazioni sarà adeguata alle nuove esigenze di progetto e verrà connessa alla rete già esistente. In particolare il fabbisogno di vapore è determinato dalla necessità di mantenere in temperatura il greggio Tempa Rossa nei nuovi serbatoi T-3009 e T-3012.

3.3.6.2. Allacciamento rete aria strumenti

L'aria strumenti è richiesta per l'attuazione delle valvole di controllo, quindi valvole di blocco ed antincendio. Per la zona "Parco Serbatoi" è previsto l'allacciamento alla rete di distribuzione esistente.

3.3.6.3. Rete antincendio

Un adeguamento della rete antincendio esistente sarà realizzato per servire le aree occupate dall'impianto di recupero vapori e dall'impianto di pre-raffreddamento.

Per quanto riguarda i due nuovi serbatoi sarà realizzata una nuova rete antincendio separata da quella esistente, costituita da un serbatoio di stoccaggio di capacità operativa pari a 9.600 m³, (per una durata di intervento di 6 ore), un sistema di pompaggio di capacità 1.600 m³/h e una rete di distribuzione funzionale al servizio. La nuova rete sarà interconnessa con quella esistente. L'Allegato 7 riporta schema di flusso del sistema antincendio relativo all'area di stoccaggio e schemi del nuovo serbatoio antincendio.

3.3.6.4. Adeguamento rete collettamento acque meteoriche

Un adeguamento della rete di collettamento acque meteoriche sarà realizzato per raccogliere le acque di dilavamento piazzali. Le acque provenienti dai bacini di contenimento dei nuovi serbatoi T- 3009 e T-3012 saranno conferite nella fognatura oleosa di Raffineria a portata controllata.

3.3.7. Sistemi antincendio attivi e passivi interventi onshore

A protezione delle nuove installazioni si prevede l'installazione dei seguenti sistemi e apparecchiature per la protezione antincendio attiva:

1. Protezione Serbatoi Greggio

- Sistema fisso a schiuma, installato a protezione della zona di tenuta del tetto galleggiante, dimensionato per garantire una portata specifica di $20 \text{ l/min} \times \text{m}^2$.
- Sistema fisso di raffreddamento del mantello, mediante ugelli spruzzatori a lama, dimensionato per garantire una portata specifica di $2 \text{ l/min} \times \text{m}^2$.

2. Protezione aree di pompaggio

- Sistema di raffreddamento con monitori fissi ad acqua, uno per area di pompaggio, con portata di 3000 l/min , comandati a distanza mediante valvola motorizzata.

3. Protezione impianto di pre-raffreddamento greggio

- Sistema di raffreddamento con due monitori fissi ad acqua con portata di 3000 l/min , comandati a distanza mediante valvola motorizzata.

4. Protezione impianti recupero vapori

- Sistema fisso di raffreddamento, mediante ugelli spruzzatori a media velocità, dimensionati per garantire una portata specifica di $10,2 \text{ l/min} \times \text{m}^2$ sulle colonne ed una portata specifica di $20,4 \text{ l/min} \times \text{m}^2$ sulla superficie in pianta delle pompe. L'intervento dei sistemi, a mezzo di apposita valvola motorizzata, potrà essere manuale e a distanza da Sala Controllo attraverso il sistema F&G.

5. Mezzi Mobili

- Sia per i serbatoi che per le aree pompe saranno previsti, installati strategicamente, estintori portatili e carrellati a polvere.
- A protezione della sottostazione e le/smi saranno previsti estintori portatili ad anidride carbonica.

Inoltre, per la protezione passiva, tutti gli edifici e le sottostazioni che ospitano le apparecchiature di controllo ed altri servizi elettrici saranno progettate tenendo conto dei requisiti di protezione da esposizione ad incendio.

3.4. Installazioni Offshore

Le installazioni che dovranno essere realizzate offshore consistono essenzialmente nel potenziamento del pontile esistente e nell'adeguamento dei servizi ausiliari già esistenti.

1. L'adeguamento del pontile esistente si traduce nell'aggiunta di N. 1 nuova piattaforma (P3), collegata alla piattaforma P2 esistente e dotata di N. 2 accosti che permettano l'attracco di navi da un minimo di 30.000 DWT ad un massimo di 45.000 DWT allibate per l'esportazione del greggio Val D'Agri e di navi da un minimo di 30.000 DWT ad un massimo di 80.000 DWT allibate per l'esportazione del greggio Tempa Rossa.
2. Gli interventi complementari consistono in:
 - realizzazione sala tecnica sulla piattaforma P3 che alloggerà gli equipments necessari per la gestione e il monitoraggio delle diverse fasi dell'attracco navi, nonché del carico delle stesse.
 - Realizzazione di uno spazio finalizzato all'alloggio temporaneo del personale.
3. L'adeguamento dei servizi ausiliari consiste in:
 - N.1 linea per il trasferimento delle acque meteoriche dalla nuova piattaforma P3 all'impianto trattamento acque in Raffineria.
 - N.2 serbatoi raccolta acque meteoriche dalla piattaforma P3.
 - N.2 linee tracciate elettricamente per il trasferimento dei dreni dalla nuova piattaforma P3 alla piattaforma P2.
 - N.1 linea per il trasferimento dell'acqua potabile dalla piattaforma P2 alla nuova piattaforma P3.
 - N. 1 linea recupero vapori per il greggio Val d'Agri.
 - N. 1 linea recupero vapori per il greggio Tempa Rossa.
 - Estensione delle linee di spedizione Bunker e Marine Diesel dalla piattaforma P2 alla nuova piattaforma P3.
 - N.1 Package aria strumenti sulla nuova piattaforma P3.
 - N.2 serbatoi raccolta dreni dalla piattaforma P3.
 - N.1 Package bombole azoto per coadiuvare le operazioni di drenaggio dei bracci di carico.
 - Estensione della rete acqua antincendio alla nuova piattaforma P3.

3.4.1. Prolungamento Pontile esistente

Il prolungamento del pontile ha una lunghezza totale di 324 m ed è composto da 12 campate di lunghezza di 27 m.

L'impalcato stradale consiste di una struttura in grigliato al fine di garantire quanto segue:

- miglioramento della ingegneria delle strutture e costruzione delle travate di collegamento che risultano in questo modo più snelle e leggere, migliorando nel contempo le fasi di installazione e lavori da eseguire in offshore.
- differente collocazione delle linee di export/recupero vapori, rendendo il controllo visivo delle linee stesse più agevole,
- minore opera di manutenzione.

Le passerelle per i cavi elettrici e strumentali verranno opportunamente posizionate sulla struttura reticolare. Sotto i correnti inferiori sono disposti, ad intervalli di 6.75 m, i traversi metallici lunghi 8.5 m, sporgenti lateralmente per il sostegno delle tubazioni.

Il pontile è supportato lungo la sua lunghezza da 13 monopali (tubi di acciaio), diversamente dalla struttura già esistente. L'utilizzo di pali in acciaio permetterà di far fronte a rilevanti carichi orizzontali, generati dall'ormeggio delle navi e nello stesso tempo contribuiranno a facilitare e ridurre le modalità e i tempi di installazione.

Le strutture sono protette dalla corrosione mediante l'applicazione di cicli di verniciatura differenziati a seconda del grado di esposizione e per i pali è prevista l'installazione di un sistema di protezione catodica ad anodi sacrificali.

3.4.1.1. Piattaforma P3

La piattaforma P3 sarà dotata di due accosti per l'attracco di navi da un minimo di 30.000 DWT ad un massimo di 45.000 DWT allibate per l'esportazione del greggio Val D'Agri e di navi da un minimo di 30.000 DWT ad un massimo di 80.000 DWT allibate per l'esportazione del greggio Tempa Rossa. Il fondale disponibile di circa 11 m concede alle navi un pescaggio massimo non superiore a 10 m.

La piattaforma ha dimensioni planimetriche da 50 x 35 m e comprende due piani: quello inferiore a quota +3.50 m s.l.m., su cui le tubazioni provenienti dal pontile sono deviate lateralmente verso i bracci di carico, e quello superiore a quota +7.00 m s.l.m., dove è consentita la manovra degli automezzi e dove sono installate le apparecchiature, le cabine e il blocco ufficio. Sui due lati della piattaforma, a partire da quota +7.00 m s.l.m. è predisposto uno scalandrone per l'accesso alla nave ed il monitore antincendio con la cabina di comando.

Su entrambi i lati della piattaforma è prevista una sovrastruttura in carpenteria di acciaio dalla cui sommità, a quota +10.0 m s.l.m., si elevano i 5 bracci di carico: 2 per il greggio, 2 rispettivamente per il marine diesel e per il bunker, 1 per il recupero vapori.

3.4.1.2. Briccole di accosto

Le 4 briccole di accosto per ogni lato del pontile sono costituite da monopali di grande diametro; le due esterne sono distanti 86.0 m l'una dall'altra e le due interne 56.0 m, per consentire di proteggere adeguatamente il pontile e la piattaforma.

Le briccole esterne sono principalmente a servizio delle navi di dimensioni maggiori, quelle interne sono dedicate alle navi di minori dimensioni. Sulle briccole sono previsti i ganci per l'ormeggio delle spring lines. Tutte le briccole sono raggiungibili mediante passerelle pedonali.

3.4.1.3. Briccole di Ormeggio

Sono previste 13 briccole di ormeggio: 5 briccole di ormeggio per ogni lato del pontile disposte tra la piattaforma preesistente P2 e la nuova P3, raggiungibili dal pontile con una corta passerella trasversale, e 3 briccole di ormeggio a prua, disposte in linea all'asse del pontile a distanza dall'asse della piattaforma P3 rispettivamente 80.0, 117.0 e 160.0 m; queste ultime sono raggiungibili a mezzo di passerella pedonale in carpenteria tubolare di acciaio.

Le briccole di ormeggio sono costituite ciascuna da un palo di grande diametro in acciaio collegato in sommità con una struttura rigida in acciaio e da un piano di impalcato. Al centro del piano è disposto uno o più blocchi di ganci con comando di sgancio rapido a distanza. L'Allegato 8 riporta lo schema del sistema di ormeggio previsto.

3.4.1.4. Bracci di carico

I bracci di carico sono installati in corrispondenza dei due accosti, lato est e lato ovest, e comandati da una centralina idraulica per facilitare il collegamento con la flangia della nave. Possono essere comandati anche mediante una consolle portatile e operati sia localmente che a distanza.

Al termine delle operazioni di carico i bracci vengono svuotati prima della sconnessione, ed il prodotto residuo inviato al serbatoio di drenaggio, dopo di che vengono riportati in posizione di riposo.

3.4.2. Opere Complementari**3.4.2.1. Sistema dreni**

E' previsto un sistema di raccolta dreni indipendente per ciascun accosto.

Al termine delle operazioni di carico il contenuto dei bracci di carico e, quando necessario, anche il contenuto dei manifold può essere drenato al serbatoio dedicato, dal quale, tramite N. 2 pompe verticali, il prodotto drenato è rispedito all'impianto recupero olio di Raffineria.

Vista la discontinuità del convogliamento la pompa sarà azionata manualmente dall'operatore.

3.4.2.2. Sala Tecnica Pontile

Il progetto prevede la realizzazione di una sala tecnica nella piazzola P3 che alloggerà gli equipments necessari per la gestione e il monitoraggio delle diverse fasi dell'attracco navi, nonché del carico delle stesse.

3.4.3. Servizi Ausiliari

3.4.3.1. Sistema raccolta acque meteoriche

E' previsto un sistema di raccolta acque meteoriche indipendente per ciascun accosto.

Le acque meteoriche della piattaforma P3, poiché inquinate da residui oleosi, vengono raccolte e convogliate al serbatoio dedicato dal quale tramite N. 2 pompe verticali sono rispediti all'impianto trattamento acque presente in Raffineria.

Vista la discontinuità del convogliamento la pompa entra in funzione al raggiungimento del massimo livello e si interrompe in corrispondenza del minimo con una logica attacca/stacca.

Il serbatoio delle acque meteoriche è dimensionato per raccogliere le acque risultanti da trenta minuti di pioggia. L'Allegato 9 riporta lo schema di flusso relativo ai serbatoi per la raccolta di acque meteoriche al pontile.

3.4.3.2. Package aria strumenti e servizi

Il progetto prevede l'installazione di N. 1 package di compressione aria, collocato sulla piattaforma P3, in grado di fornire l'aria servizi per le esigenze della piattaforma e l'aria strumenti per i sistemi di controllo e di emergenza. Il sistema è dimensionato considerando un margine per eventuali aggiunte future. Il volume di stoccaggio del vessel è dimensionato in modo tale da garantire 15 minuti di consumo aria strumenti alla portata di progetto.

3.4.3.3. Package bombole azoto

Un package di bombole di azoto sarà installato sulla piattaforma P3 per coadiuvare le operazioni di drenaggio dei bracci di carico e di bonifica delle apparecchiature.

3.4.3.4. Acqua Potabile

Una linea esistente verrà estesa dalla Piattaforma P2 alla P3 per fornire acqua al cabinato e per alimentare la doccia di emergenza.

3.4.3.5. Rete antincendio

E' prevista l'estensione della rete antincendio esistente, in modo da garantire la doppia alimentazione delle utenze, installate a protezione della nuova Piattaforma P3. Attualmente esiste una sola linea DN 10" che, dalla stazione di pompaggio situata sul pontile, alimenta le utenze della Piattaforma P2 esistente. Al fine di ottenere la doppia alimentazione delle utenze, installate nella nuova Piattaforma P3 e, nel contempo, garantire la portata richiesta, sarà previsto quanto segue:

- una nuova linea DN 14", direttamente dalla stazione di pompaggio alla Piattaforma P3.
- il prolungamento della linea esistente DN 10" fino alla Piattaforma P3 ampliandolo a DN 14".
- una nuova linea DN 10" che, partendo dalla stazione di pompaggio e in parallelo a quella di pari diametro esistente, dovrà collegarsi alla linea DN 14" di prolungamento alla Piattaforma P3 .

3.4.4. Sistemi antincendio attivi e passivi interventi Offshore

A protezione delle nuove installazioni si prevede l'installazione dei seguenti sistemi e apparecchiature per la protezione antincendio attiva:

1. Protezione Pontile di Collegamento

Saranno installati, equamente spazati, idranti a colonna, completi di cassette di stoccaggio

2. Protezione Nuova Piattaforma P3

Ciascuno dei due accosti sarà protetto con i seguenti sistemi:

- Sistema fisso monitori a schiuma su torretta, con comando a distanza

Il sistema consisterà essenzialmente di N. 2 monitori fissi a schiuma, con portata di 3000 l/min ciascuno, montati su torretta, installati ai lati dei bracci di carico della piattaforma e comandati a distanza da una stazione di controllo, da prevedere in zona sicura.

- Sistema fisso a schiuma di versamento a mare

Questo sistema verrà installato lungo il fronte dei due accosti della piattaforma, in modo da poter versare schiuma, a livello dell'acqua, in caso di perdite di prodotto tra la nave e la piattaforma stessa.

Il sistema consisterà in una serie di lance a schiuma a media espansione, ugualmente spaziate lungo i due fronti della piattaforma. L'attuazione della valvola

motorizzata di intervento del sistema potrà essere comandata sia dalla stazione di controllo dei monitori che dalla Sala Controllo.

- Idranti a colonna

A ciascun accosto saranno installati, idranti a colonna, completi di cassette di stoccaggio.

- Sistemi fissi a diluvio

Tali sistemi saranno previsti per ciascun accosto, a protezione della zona manifold prodotti e del serbatoio raccolta drenaggi idrocarburici.

- Barriere ad Acqua

In fronte alle due zone di attracco della Piattaforma P3, lungo il nuovo tratto di pontile di collegamento e lungo la via di fuga dal lato opposto, verso il mare, su ambo i lati, per una lunghezza di 50 m, sono previste barriere d'acqua con il compito di proteggere il personale, durante la fase di allontanamento dalla zona interessata da un eventuale incendio.

Inoltre la struttura del pontile sarà dotata di protezione passiva al fuoco, mediante applicazione di vernice intumescente a base di resine epossidiche o viniliche. Lo spessore della vernice sarà tale da soddisfare ai requisiti di resistenza richiesti. La vernice sarà adatta all'utilizzo all'aperto in ambiente marino.

La protezione passiva al fuoco sarà applicata agli elementi di sostegno dei collettori del sistema antincendio ed alle sezioni delle linee di movimentazione greggio, marine diesel e bunker oil che, in caso di cedimento, comportino il rilascio di un quantitativo di fluido superiore ai 5 m³. Anche i pali di sostegno dei monitori acqua/schiuma sulla piattaforma di caricamento greggio ed alle selle di supporto del serbatoio di raccolta dreni saranno dotati di protezione passiva.

L'Allegato 10 riporta lo schema di flusso relativo al sistema antincendio alla piattaforma di carico offshore.

3.5. Interconnecting

L'interconnecting delle nuove installazioni con gli impianti esistenti è stato sviluppato secondo un criterio di minimizzazione dei percorsi tubazioni e tenendo conto della disponibilità delle seguenti Utilities:

- Vapore a bassa pressione (LP);
- Acqua mare (per alimento rete Antincendio e Raffreddamento);
- Acqua Potabile;

- Aria strumenti e servizi;
- Energia Elettrica

Le nuove installazioni potranno invece inviare alla Raffineria esistente le seguenti correnti:

- Condensato;
- Acque meteoriche;
- Slop.

3.6. Sistemi Antinquinamento Offshore

I criteri di base per la progettazione dei sistemi antinquinamento sono stati i seguenti:

- in caso di spillamento, è necessario provvedere nel più breve tempo possibile ad un immediato ed efficiente contenimento, mediante la circuizione dell'area inquinata con barriere flottanti (panne galleggianti);
- la rapidità dell'intervento è fattore fondamentale in quanto permette di operare su di un'area di ridotte dimensioni impedendo che il frazionarsi dello spandimento ne renda più difficile il controllo e che il conseguente assottigliarsi degli strati superficiali e fenomeni di emulsione finiscano per rendere impossibile qualsiasi tentativo di contenimento;
- i sistemi saranno idonei a contenere spandimenti occasionali ed imprevedibili di idrocarburi causati da scarichi o fuoriuscite accidentali dalle petroliere ormeggiate al nuovo terminale o a danni improvvisi sul terminale stesso (es. perdite dai bracci di carico).
- Pur considerando che una maggiore immediatezza è in stretta correlazione con fattori di ordine puramente operativo (come: avvistamento, tempestività delle segnalazioni, coordinamento, mezzi, manovrabilità, agibilità ed automaticità di posizionamento), il sistema utilizzato sarà in grado di garantire un efficiente e rapido contenimento, anche in presenza di condizioni atmosferiche sfavorevoli.
- Lo sbarramento sarà idoneo alle capacità di contenimento, di tenuta, di resistenza alle sollecitazioni meteomarine e/o meccaniche.

Tutti i sistemi antinquinamento saranno forniti con i relativi certificati di ispezione e collaudo emessi dal R.I.N.A. (Registro Italiano Navale).

3.6.1. Piattaforme Galleggianti Autoancorabili

Il sistema di antinquinamento richiesto consisterà in una attrezzatura specificatamente progettata per offrire massima affidabilità, estrema manovrabilità, ridotto impiego di personale, rapidità di intervento in qualsiasi condizione meteomarina di emergenza.

Le piattaforme saranno in grado di contenere, svolgere e recuperare in maniera rapida un minimo di almeno 500 metri di panna galleggiante. Sia le piattaforme che le panne dovranno formare un assieme, ma nello stesso tempo essere indipendenti, cioè galleggiare ciascuna indipendentemente, in modo che tutto il sistema sia perfettamente omogeneo ed autobilanciante.

Le piattaforme saranno del tipo inaffondabile, dotate di due aperture per lasciare uscire la panna, a secondo le necessità, da entrambi i lati e per congiungere fra loro le due piattaforme o due sistemi di panne, al fine di circoscrivere a 360° tutta l'area interessata.

Il corpo flottante sarà ricoperto di polietilene e riempito di una schiuma di materiale espanso. La struttura così composta garantirà efficienza e pochissima manutenzione. Le piattaforme saranno anche dotate di sistema atto al traino e/o sollevamento.

Le piattaforme avranno le seguenti dimensioni di massima:

- diametro massimo □ 9,0 m;
- altezza massima di costruzione 2,0 m;
- larghezza piano di calpestio (grigliato) 2,0 m;
- altezza piano calpestio (altezza passa mano) 1,0 m.

Al centro della piattaforma verrà installato un sistema per l'ancoraggio della stessa. Il tipo di ormeggio sarà facilmente rimovibile, con la possibilità quindi di trainare la piattaforma nel punto ove si richieda l'intervento.

Lo svolgimento della panna sarà eseguito a mezzo imbarcazione con motore non inferiore ai 25HP ed in un tempo non superiore ai 15/20 minuti.

La piattaforma sarà dotata dei seguenti accessori:

- luce di segnalazione;
- proiettori luminosi;
- vano batterie ricaricabili a mezzo pannelli solari;
- pannelli solari;
- generatore diesel.

3.6.2. Barriere Antinquinamento: Panne

Le barriere installate nella piattaforma pur essendo in lunghezza continua consentiranno alcune interruzioni, dotate di sistema di sgancio rapido, almeno ogni 20/25 metri al fine di consentire l'ingresso nell'area inquinata di mezzi per il recupero degli idrocarburi.

La barriera galleggiante sarà così composta:

- lunghezze 20/25 m – Altezza 1,0 m;
- in galleggiamento: immersione 0,7 m – fuori acqua 0.3;
- telo in tessuto di poliestere ad alta resistenza allo strappo e lacerazione, spalmato con P.V.C., stabilizzato alla luce e trattato per resistenza alla fiamma;
- galleggianti in materiale di resina espansa a celle chiuse che oltre a dare il galleggiamento forniranno una rigidità verticale alla barriera stessa;
- zavorre distribuite e inserite in apposite sacche lungo tutta la parte inferiore (immersa) della panna;
- Giunzioni, collegamenti e eventuali parti metalliche tutte in acciaio inox AISI 304.

3.7. Dispositivi di misura, controllo regolazione e protezione

L'impianto sarà gestito in tutte le condizioni operative, ordinarie e d'emergenza, dall'esistente Sala Controllo in Raffineria tramite una consolle operatore di nuova installazione. Nelle due sale tecniche di nuova realizzazione (Parco Serbatoi e Pontile P3) saranno alloggiati tutti gli equipments necessari alla gestione del nuovo impianto.

Nella sala tecnica del Parco Serbatoi sarà ubicato il sistema di controllo DCS (Distributed Control System) e il sistema di emergenza e sicurezza ESD/F&G (Emergency Shut Down/Fire & Gas) che saranno collegati mediante fibra ottica in modo ridondato alla Sala Controllo esistente.

Sia il sistema di controllo DCS che il sistema di emergenza e sicurezza ESD/F&G saranno provvisti di alimentazione di emergenza fornita dal sistema elettrico di UPS (Uninterruptable Power Supply).

Nella sala tecnica del Pontile P3 saranno alloggiate tutte le apparecchiature necessarie per la gestione e il monitoraggio delle diverse fasi dell'attracco navi, nonché del carico delle stesse.

Le unità package saranno gestite da PLC (Programmable Logic Controller) locali e saranno interfacciate ai sistemi DCS e ESD/F&G mediante linee di comunicazione dedicate.

L'integrità delle informazioni e dei segnali di interscambio (comandi/stati/allarmi) tra i sistemi ubicati in zone diverse dell'impianto sarà garantita dall'impiego di remote I/O.

Nello schema a blocchi di Figura 3.7-1 si riportano le principali architetture di sistema previste.

Le logiche di controllo e le funzioni di regolazione più critiche saranno gestite dal sistema DCS in configurazione ridondante garantendo un elevato grado di affidabilità e disponibilità.

I blocchi di processo saranno realizzati tramite un sistema ridondato (fail-safe, fault-tolerant) di shut-down a logica programmabile integrato al sistema F&G sia per il Parco serbatoi che per il pontile.

Le logiche di comando e blocco intervengono sul processo in tre livelli gerarchici:

- LSD: Blocco di unità
- PSD: Blocco di produzione
- ESD: Blocco di emergenza

I Blocchi di unità (LSD) sono generati da anormali deviazioni delle condizioni di esercizio di componenti non critici e di equipaggiamenti con unità di scorta.

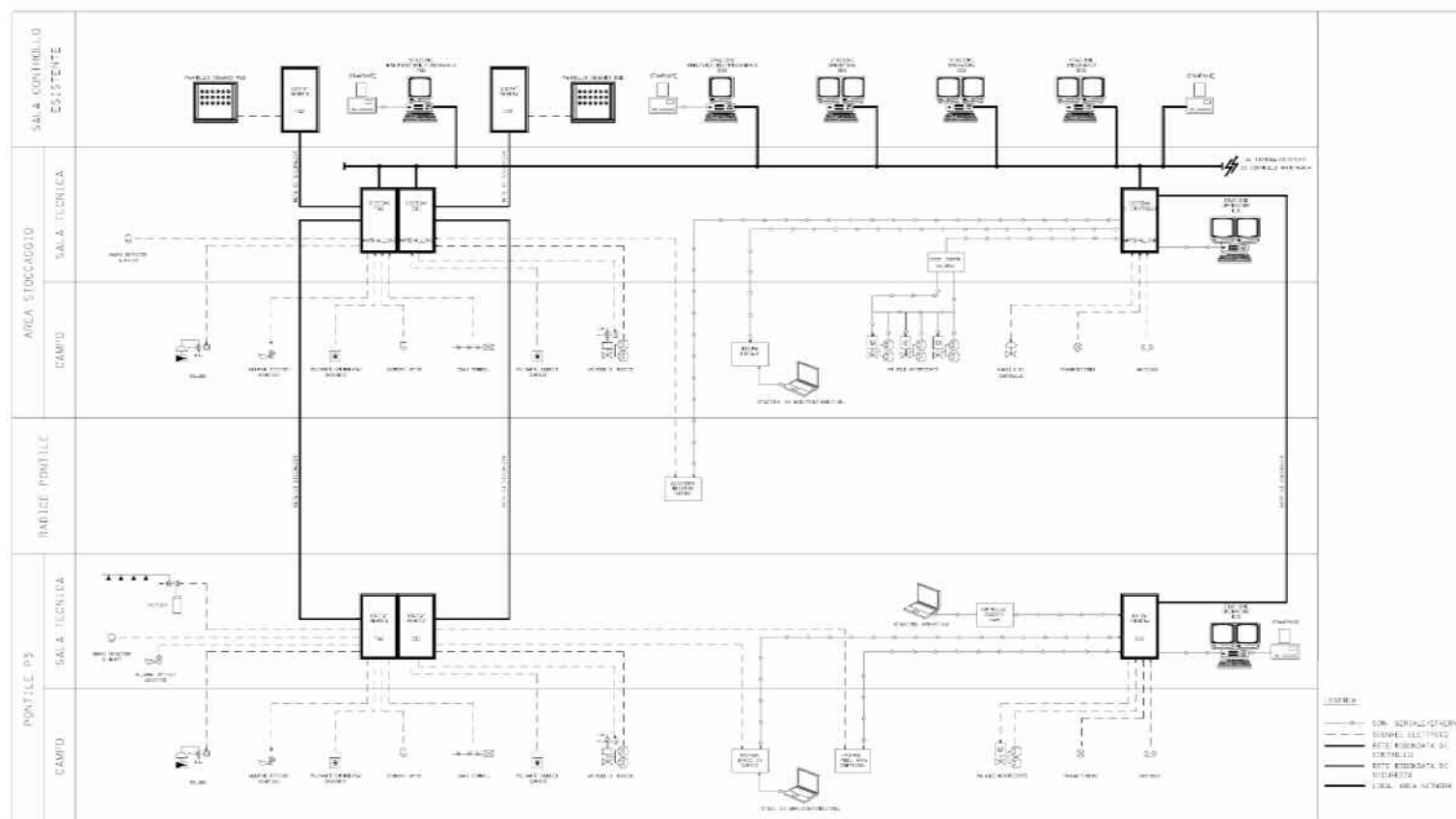


Figura 3.7-1: Principali architetture di sistema previste per i dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione

La conseguente azione sarà l'attivazione di blocco dell'unità coinvolta ed un segnale di allarme al sistema di controllo (DCS).

Il Blocco di produzione (PSD) è generato automaticamente da cause di processo o manualmente dall'operatore; esso provoca la fermata dell'impianto.

Il Blocco di emergenza (ESD) è generato automaticamente da cause di rilevamento incendio, o gas, o da cause di processo; esso provoca il blocco di LSD, PSD e la disalimentazione dei carichi elettrici fatte salve le utenze ritenute "vitali", cioè essenziali alla sicurezza del personale.

Inoltre, in alcune aree di processo (serbatoi di stoccaggio, ecc.) dove è previsto il sistema di rivelazione di incendio, si attiveranno i relativi sistemi di estinzione (schiuma / acqua antincendio).

L'attuazione sarà automaticamente accompagnata da una serie di allarmi ottici e acustici per mezzo di sirene, ad alta intensità acustica per le aree di processo più rumorose e lampade del tipo lampeggianti.

Il sistema ESD/F&G sarà inoltre interfacciato con il sistema PAGA (Public Address General Alarm) di Raffineria.

3.7.1. Strumentazione in campo

3.7.1.1. Strumentazione di misura

Le misure di tipo analogico due fili (4÷20 mA) sono realizzate con trasmettitori di tipo "SMART" in esecuzione a prova di esplosione ATEX Exd.

3.7.1.2. Strumentazione di regolazione/blocco

La strumentazione di processo è del tipo elettronico in esecuzione a prova di esplosione ATEX Exd con attuazione pneumatica o elettrica dell'organo finale (valvole di blocco).

Le valvole di blocco elettrico saranno del tipo con teleinvertitore incorporato. L'attuatore elettrico sarà provvisto di pulsantiera locale apertura/chiusura/stop, segnalazione visiva stato valvola e selettore locale/remoto.

I circuiti ausiliari degli attuatori elettrici saranno alimentati dalla tensione stessa del motore elettrico.

Le valvole motorizzate non usate per servizio di sicurezza saranno collegate ad anello ad un sistema di controllo dedicato interfacciato serialmente con il sistema DCS.

Le valvole per servizio di sicurezza o di emergenza dovranno essere posizionate come minimo a 15 m dalle sorgenti di potenziali pericolo ed essere provviste di pulsantiera di comando manuale locale posizionata in posizione di sicurezza.

Nel caso in cui non possa essere rispettata la suddetta distanza, le valvole dovranno essere operabili anche in caso di diretta esposizione al fuoco (1100 °C per 15 minuti)

Le valvole pneumatiche saranno a singolo effetto, con ritorno a molla, e in caso di mancanza di energia assumono la posizione prestabilita di sicurezza per l'impianto

Tutta la strumentazione elettrica laddove possibile sarà in esecuzione a prova di esplosione, sarà in accordo alle normative CE e provvista di certificazione secondo le Norme ATEX.

Tutta la strumentazione in campo (strumenti, valvole, attuatori, bulk pneumatico) sarà in accordo alla direttiva PED 97/23/CE

Nel caso di tubazioni con passaggio di greggio contenente H₂S, la strumentazione dovrà essere in accordo alla Normativa NACE.

Il grado di protezione come minimo è IP 65.

Sarà inoltre previsto un sistema di produzione aria strumenti per alimentare la rete pneumatica della strumentazione relativa al terminale marino. L'aria strumenti sarà opportunamente essiccata.

3.7.1.3. Pulsanti di emergenza incendio e blocco

Sono previsti pulsanti a rottura di vetro di allertamento incendio collegati con i sistemi di controllo e con il sistema di gestione della Raffineria. Detti pulsanti saranno posizionati strategicamente sulle vie di fuga, facilmente localizzabili e visibili, sia sulla stazione di pompaggio che sul pontile.

3.7.1.4. Vie cavi

I cavi elettrici e di strumentazione associati al sistema di protezione incendio, a quello di sicurezza ed a quello di blocco di emergenza devono potere mantenere integra la loro funzionalità anche in condizioni di emergenza.

Per tale motivo i cavi devono, dove possibile, correre lungo aree lontane da quelle di pericolo o in caso contrario devono essere resistenti al fuoco secondo le IEC 331.

3.7.2. Sistema di controllo di processo (DCS)

Il sistema si interfaccia direttamente al processo, monitorando tutti i parametri delle variabili (pressione, portata, temperatura, livelli) per il mantenimento delle condizioni operative all'interno di valori prestabiliti.

L'impianto sarà controllato e supervisionato da un sistema di controllo DCS (Distributed Control System), i cui criteri di definizione saranno la massimizzazione della disponibilità e della sicurezza.

Il sistema di controllo sarà quindi caratterizzato da:

- Estensivo utilizzo della tecnologia a microprocessore
- Organizzazione gerarchica del controllo
- Ridondanza
- Autodiagnostica
- Flessibilità e semplicità di configurazione

Il linea di principio tutti i sistemi di processo saranno integrati nel sistema di controllo (DCS). Solo per sistemi minori o fortemente “specializzati” (ad esempio il sistema di controllo dei bracci di carico, ecc) sarà previsto un controllo locale (PLC) interfacciato al DCS.

L'impianto sarà gestito in tutte le condizioni operative, ordinarie e d'emergenza, dalla sala controllo. Dato che l'intervento degli operatori “in campo” sarà limitato alla sola manutenzione, il sistema di controllo fornirà tutte le informazioni necessarie per la corretta programmazione degli interventi (diagnostica predittiva d'impianto).

L'organizzazione gerarchica del controllo sarà applicata sia all'hardware, con più livelli di acquisizione, che al software, con una struttura piramidale delle sequenze di controllo.

Attraverso i terminali posti in sala controllo l'operatore avrà accesso a tutti i dati acquisiti dal campo e potrà impartire i comandi alle apparecchiature. Tutte le informazioni saranno rappresentate al terminale organizzate per pagine grafiche e per priorità.

Il sistema di controllo è un sistema PLC al quale sono richieste le seguenti funzioni:

- Controllo continuo dei loop analogici
- Gestione sequenze eventi
- Monitoraggio delle variabili analogiche e discrete
- Elaborazione stampa rapporti
- Possibilità di interfacciarsi con altri sistemi a logica programmabile
- Interfacciamento hardware e software con il sistema attualmente presente in Raffineria (HOLD)
- Gestione dei dati storici di impianto
- Comandi verso organi di attuazione in campo
- Possibilità di distribuzione remota di funzioni di controllo e acquisizione

- Flessibilità di configurazione ed ampliamento in funzione di eventuali e future esigenze impiantistiche
- Trending in tempo reale
- Sincronizzazione tempi
- Elaborazione pagine grafiche

In caso di malfunzionamento o fermo del sistema, sarà possibile condurre l'impianto in manuale.

3.7.3. Sistema di emergenza e sicurezza

Il sistema gestirà i segnali e gli allarmi relativi alla sicurezza dell'impianto e avrà le caratteristiche necessarie ad ottenere il grado di disponibilità ed affidabilità richiesto. Il sistema sarà certificato secondo quanto previsto delle norme IEC 61508 con un grado di integrità (Safety Integrity Level) valutato dall'analisi di rischio dell'impianto durante la fase di ingegneria di dettaglio.

Il sistema è composto da una sezione (ESD) dedicata alle funzioni di ESD/PSD/LSD ed una sezione (F&G) dedicata ai segnali del sistema di rilevazione incendio e gas.

Ognuna delle due sezioni è realizzata con controllori (CPU) e da schede I/O in configurazione ridondata, così da garantire l'intervento anche in caso di guasto di un canale.

Il sistema dovrà essere dotato dei by-pass necessari alla verifica delle sequenze di blocco senza causare blocchi dei sistemi di impianto.

Autodiagnostica, sistema di voting e certificazioni SIL caratterizzeranno il sistema ESD/F&G

Sono realizzati due distinti livelli di intervento:

- ESD blocco emergenza
- PSD blocco produzione

Con logiche di ESD si intendono le operazioni di blocco necessarie per mettere in sicurezza gli impianti a seguito di eventi che possono mettere in pericolo persone e apparecchiature; con logiche PSD si intendono le operazioni di blocco, limitate a parti di impianto, conseguenti da deviazione dalle normali condizioni operative.

Il sistema di detenzione di fuoco e di gas (F&G) sarà integrato al sistema ESD per le sequenze automatiche di intervento sul processo.

Il sistema PLC dedicato alla sezione di emergenza e blocchi svolgerà anche le funzioni di monitoraggio e diagnostica dei sensori in campo (sensori incendio e pulsanti).

Il sistema F&G riceverà tutti i segnali di rilevazione di incendio ed oltre a permettere, attraverso i relativi allarmi, l'individuazione della fonte di pericolo, attiverà automaticamente le procedure per mettere in sicurezza l'impianto, o parte di esso, agendo, a seconda dei casi, sui sistemi antincendio presenti in impianto, sulla chiusura di opportune valvole di sezionamento, sulla messa in funzione di una cortina d'acqua, ecc.

L'attivazione del suddetto sistema potrà avvenire anche manualmente per mezzo di un dispositivo ad azionamento manuale.

I segnali di allarme verranno comunicati anche al DCS ma, mentre l'invio dei segnali al sistema ESD ha la funzione di iniziare, se necessario, la procedura di shut-down parziale o totale dell'impianto, l'invio al sistema DCS ha solo la funzione di informare l'operatore in Sala Controllo di quanto sta accadendo.

Il sistema rilevamento incendi sarà conforme alle norme di riferimento (UNI EN 54).

In Sala Controllo è prevista una consolle operatore dedicata di tipo a pulsanti cablati per inviare direttamente al quadro ESD/F&G i comandi di blocco.

L'utilizzo della consolle permetterà di intervenire direttamente o di by-passare i blocchi di impianto anche in caso di guasto del sistema di controllo.

Per ripristinare una situazione di blocco, sarà previsto un reset da Sala Controllo dopo una verifica locale in campo.

3.7.4. Sistema di controllo accosto

Per garantire un alto grado di sicurezza durante la fase di attracco della nave è prevista l'installazione di un sistema tipo "Indicatore di velocità di accosto" che rileva la velocità di avvicinamento della nave sia in senso longitudinale che trasversale.

3.7.5. Sistema allertamento acustico/ottico

Le condizioni generali di pericolo sono segnalate tramite un sistema di allertamento ottico e acustico in grado di allarmare il personale operativo.

Questo sistema permetterà inoltre le comunicazioni vocali dalla Sala Controllo alle varie aree dell'impianto e del pontile per comunicazioni di servizio.

L'unità di attivazione sirena o linea vocale è inserita in una sezione dedicata del quadro sicurezze.

3.8. Confronto con le Migliori Tecniche Disponibili

Il confronto con le Migliori Tecniche Disponibili (MTD) viene effettuato con riferimento alla seguente documentazione:

- “Linee guida per l’identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili, Categoria IPPC 1.2: Raffinerie di petrolio e di gas” pubblicato sul supplemento ordinario della Gazzetta Ufficiale, 125 del 31/05/07, di seguito “Rif. 1”;
- “Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (BREF)” emesso dall’ufficio IPPC della UE sito in Siviglia nel Febbraio 2003, di seguito “Rif. 2”.

3.8.1. Stoccaggio e movimentazione dei prodotti

All’interno del documento Rif.1 (pag. 146÷147) sono indicate le MTD per lo stoccaggio e movimentazione dei prodotti e per la prevenzione delle perdite da serbatoi. Le principali sono di seguito riportate:

- utilizzo di serbatoi a tetto galleggiante per lo stoccaggio dei prodotti volatili;
- installazione di guarnizioni doppie sul tetto galleggiante;
- installazione di doppi fondi sui serbatoi benzina, kerosene e gasolio.

I nuovi serbatoi previsti dal Progetto sono allineati alle MTD in quanto saranno del tipo a tetto galleggiante con doppia tenuta, con la conseguente minimizzazione delle emissioni in atmosfera nella fase di caricamento del serbatoi; inoltre, avranno doppio fondo al fine di impedire la propagazione di eventuali perdite nel terreno sottostante.

3.8.2. Gestione ottimale delle emissioni fuggitive

All’interno del documento Rif.1 (pagg. 140÷141) sono indicate le MTD per la gestione ottimale delle emissioni fuggitive. Le principali sono di seguito riportate:

- Implementazione di un adeguato programma di rilevamento e riparazione delle perdite;
- Applicazione di tecniche per il recupero o distruzione dei vapori durante le operazioni di carico/ scarico di prodotti leggeri;
- Caricamento di idrocarburi dal fondo dei serbatoi.

Il Progetto risulta allineato alle MTD sulla base dei seguenti aspetti:

- Le nuove unità previste all'interno del progetto verranno incluse nel programma di rilevamento e controllo delle perdite in fase di implementazione anche per le altre unità della Raffineria.
- Tutte le pompe/apparecchiature critiche utilizzate per la movimentazione dei greggi saranno dotate di doppie tenute.
- Le attività di adeguamento del pontile prevedono l'installazione di un nuovo impianto di recupero dei VOC emessi dalle navi cisterna durante le fasi di caricazione dei greggi. Il sistema avrà un'efficienza di abbattimento pari a 98 %. La concentrazione di emissione di VOC garantita in uscita dall'unità è inferiore ai 10 g/Nm³.
- Il riempimento dei nuovi serbatoi avverrà dal basso o comunque sotto gradiente.

3.9. Fase di Cantiere

3.9.1. Cantiere Onshore

3.9.1.1. Attività previste

Per la costruzione delle opere a terra si prevedono lo svolgimento delle seguenti attività:

- rimozione della parte superficiale di suolo fino a 150/300 mm di profondità al di sotto del livello del terreno, eseguito con mezzi meccanici (scotico).
- Scavo generale di sbancamento eseguito con mezzi meccanici.
- Scavo di tratti per la posa di reti tecnologiche (condotte, cablaggio elettrico, reti fognarie), eseguito con mezzi meccanici.
- Scavo in sezione ristretta per bacini, fondazioni e simili, eseguito con mezzi meccanici.
- Scavi e riporti per la formazione delle piazzole dei serbatoi, per le adiacenti pipeways, per le strade ed i piazzali.
- Compattazione del fondo degli scavi.
- Riempimento usando materiale selezionato da cave di prestito.
- Riempimento generale degli argini delle strade e delle aree con materiale risultante dallo scavo, se idoneo, compattazione 95%.
- Asfaltatura di strade.
- Profilatura della pendenza degli argini.
- Realizzazione di anelli di fondazione in C.A. dei serbatoi.
- Riempimento delle fondazioni dei serbatoi all'interno degli anelli in c.a. con materiale di appropriata granulometria, eseguito con mezzo idoneo, compattazione 98%.
- Realizzazione di muri in C.A. di contenimento dei bacini dei serbatoi.
- Realizzazione di rete di drenaggio, acque bianche ed oleose fino all'impianto di trattamento, completa di particolari accessori quali pozzetti, canalette in C.A. ed in terra battuta adiacenti alla pipeway, alle strade ed all'interno dei bacini di contenimento.

- Realizzazione delle aree di pompaggio costituite da fondazioni per pompe, supporti tubazioni e passerelle di manovra valvole; area pavimentata composta da sottofondo in misto granulare dello spessore di 150-300 mm, compattazione 95% e sovrastante pavimentazione in c.a.; fognature e drenaggi dell'area pavimentata; muro perimetrale di contenimento.
- Realizzazione di attraversamenti stradali per passaggio pipeway per le interconnessioni delle tubazioni con i serbatoi nuovi ed esistenti.
- Realizzazione di attraversamento stradale e ferroviario per due tubazioni con attrezzature spingitubo, camicia da 40", completo di camerette di sezionamento e pozzetti. Sono previsti anche tubi camicia per future tubazioni meccaniche ed elettriche.
- Realizzazione di fabbricato cabina elettrica, sala tecnica e piazzale adiacente.
- Realizzazione di sleepers per sostegno tubazioni.
- Realizzazione di nuove strade e piazzali in adiacenza ai nuovi serbatoi e ripristino di quelle esistenti interessate dai lavori.
- Realizzazione di basamenti per supporto tubazioni, passerelle in carpenteria, ballatoi manovra valvole, scalette, paline di illuminazione, colonnine comando pompe idranti, ecc.
- Demolizione di pavimentazioni, fondazioni in c.a., manufatti entro e fuori terra eventualmente esistenti nelle aree oggetto di intervento.

3.9.1.2. Programma Lavori

La realizzazione avrà una durata complessiva di 24 mesi (inclusa l'ingegneria di dettaglio) e sarà condotta in contemporanea con i lavori offshore.

Le diverse fasi di costruzione e la relativa durata indicativa sono di seguito riportate:

- | | |
|---------------------------------------|----------|
| • Ingegneria di dettaglio e forniture | 18 mesi; |
| • Costruzione opere civili | 16 mesi; |
| • Costruzione meccanica | 18 mesi; |
| • Avviamento delle strutture | 4 mesi. |

Per tutte le fasi sopra identificate è prevista una certa simultaneità e quindi sovrapposizione delle stesse

3.9.1.3. Mezzi Pesanti Previsti e personale occupato

Per la costruzione delle nuove installazioni saranno indicativamente utilizzate le seguenti tipologie di attrezzature.

Tabella 3-2: Mezzi pesanti previsti e personale occupato

Fase	Mezzi	Personale
Sbancamenti e Scavi	2 bulldozer a lama, 4 pale meccaniche, 14 camion a bilico, 6 autocarri, 2 rulli vibranti	Presenza contemporanea di: 6 operatori meccanici, 20 autisti di mezzi pesanti, 6 unità per personale di cantiere
Getti in c.a. compresi tracciamenti, casseri, armature	1 impianto di betonaggio da 30 m ³ /h, 4 betoniere da 5 m ³ , 2 autocarri, 2 silos per cemento da 50 m ³ , 1 gru da 10 ton, 2 escavatori, 1 pala meccanica	Presenza contemporanea di: 10 operatori meccanici, 12 operai, 4 manovali, 4 unità per personale di cantiere
Cabina elettrica e sala tecnica	1 betoniera da 5 m ³ , 1 escavatore, 1 autocarro	Presenza contemporanea di: 3 operatori meccanici, 6 operai, 2 unità per personale di cantiere

3.9.2. Cantiere Offshore

3.9.2.1. Attività previste

La costruzione del pontile e della piattaforma sarà realizzata privilegiando la possibilità di prefabbricare tutti gli elementi di impalcato e prevedendone l'installazione da mare con sollevamenti di grandi elementi.

L'installazione dei due moduli della piattaforma è prevista con un mezzo dotato di gru da 700-800 ton mentre per i pali e le altre strutture si prevede l'impiego di un mezzo con caratteristiche inferiori con una gru di capacità di 200-250 ton.

Le travi del pontile così come la piattaforma e gli elementi per costituirle porteranno le tubazioni: l'hook-up sarà eseguito con mezzi terrestri che viaggeranno sul pontile dopo aver installato le solette costituenti l'impalcato.

È stato ipotizzato che tutti i materiali dai pali, alle travi e alle sovrastrutture delle briccole e passerelle di accosto saranno disponibili a gancio gru di bordo su bettolina di trasporto.

I bracci di carico, i monitori e gli scalandroni verranno installati dal mezzo più piccolo al termine del montaggio delle strutture principali.

Pontoni, rimorchiatori e mezzi di supporto, con caratteristiche adeguate, sono richiesti lungo tutto il periodo della costruzione quali mezzi di appoggio.

Successivamente e a seguire le operazioni di hook-up delle strutture, potranno essere installate le tubazioni mancanti, le altre apparecchiature e i cavi, procedendo ove possibile anche dal pontile.

Completati i montaggi si provvederà alle operazioni di collaudo e avviamento dell'impianto.

3.9.2.2. Metodologia di Installazione Pontile

La costruzione del pontile e della piattaforma sarà realizzata privilegiando la possibilità di prefabbricare tutti gli elementi di impalcato e prevedendone l'installazione da mare con sollevamenti di grandi elementi.

Per quanto possibile si provvederà a installare tubazioni e apparecchiature sugli elementi prefabbricati prima del loro montaggio in modo da ridurre i tempi delle lavorazioni in mare.

Tutti i pali saranno installati possibilmente in un'unica sequenza senza saldature in mare. L'installazione dei pali avverrà per battitura eseguita con battipalo diesel o idraulico di adeguate capacità in grado di infiggere i pali alla penetrazione prevista in progetto. L'attività di installazione non prevede operazioni di dragaggio. Il tempo medio di infissione di un palo è di 1-2 giorni, senza contemporaneità delle attività. La velocità di infissione dipenderà dai risultati delle indagini geotecniche e comunque sarà tale per minimizzare dove possibili gli impatti con l'ambiente circostante.

3.9.2.3. Programma Lavori

Un cantiere di realizzazione di un pontile è suddiviso in due grandi fasi:

- Una fase 1 di prefabbricazione in cantieri a terra degli elementi da installare. La prefabbricazione potrà avere una durata di circa 6-8 mesi a seconda della reperibilità dei materiali sul mercato.
- Una fase 2 di installazione con occupazione di aree a mare.

Le tipologie strutturali e le dimensioni degli elementi sono state scelte in modo da minimizzare la fase 2 in quanto molto vincolata dal traffico delle navi della sezione di pontile esistente.

Il cantiere di installazione a mare avrà una durata complessiva di circa 5 mesi (+ 3 mesi per hook-up e collaudi).

I tempi di hook-up e dei collaudi non hanno impatto sul traffico navi in quanto attività eseguite dal pontile.

3.9.2.4. Mezzi Pesanti Previsti

Il cantiere a mare sarà costituito dai seguenti mezzi:

- Una “Crane Barge” con una capacità di sollevamento di 700-800 ton, per il sollevamento e posizionamento dei due macroelementi del “deck” della piattaforma.
- Una “Crane Barge” con una capacità di sollevamento di 200-250 ton, per il sollevamento ed il posizionamento dei pali, la movimentazione dei battipali e battitura dei pali, sollevamento e posizionamento degli elementi del pontile e delle testate delle briccole di ormeggio e accosto.
- Un mezzo ausiliario da 2000/3000 HP dotato di piccola gru per il posizionamento delle ancore, per il traino delle bettoline e per servizi accessori.
- Battipali idraulici.
- Bettoline, per il carico e trasporto dei pali e degli elementi prefabbricati compreso i due macroelementi del deck della piattaforma
- Rimorchiatori da 1500/2000 HP per il traino delle bettoline.
- Una pilotina per il trasporto del personale.
- Altri eventuali piccoli mezzi marittimi di supporto ai sommozzatori.

3.9.2.5. Personale occupato

Nelle attività offshore di battitura pali e realizzazione della piattaforma P3 si prevede l'impiego complessivo di 91 operatori.

3.9.3. Materiali utilizzati nella costruzione

Complessivamente le nuove installazioni onshore e offshore comporteranno il consumo dei seguenti quantitativi di materiale da costruzione.

Tabella 3-3: Materiali utilizzati nella costruzione

Opere	Materiale	Quantità
Installazioni offshore	Acciaio	5.400 ton
Installazioni onshore	Terre da cava	23.960 m ³
Installazioni onshore	Materiali da costruzione	190.900 ton

In particolare:

- Le terre provenienti da cave autorizzate saranno utilizzate per tutti i riporti e riempimenti necessari nelle attività onshore e per i calcestruzzi confezionati in cantiere previo allestimento di impianto di betonaggio munito di silos per cemento.
- Il legname da cassero e l'acciaio per le armature ed accessori sarà stoccato in un capannone dedicato.

Per il potenziale riutilizzo delle terre da scavo si veda il successivo paragrafo.

3.9.4. Terre di Scavo

Il nuovo pontile sarà realizzato usando la tecnica di infissione pali per battitura. I pali saranno in acciaio cavi e non sono previste attività di scavo o di dragaggio che possano comportare la produzione di materiali di risulta nel cantiere offshore.

Per la realizzazione delle nuove installazioni onshore sono invece previste attività di scavo per l'esecuzione delle opere di fondazione e per la realizzazione delle opere e dei percorsi di interconnessione.

La tabella seguente riporta una stima delle quantità di terre movimentate durante la realizzazione delle opere onshore.

Tabella 3.9-4 – Quantità di terre movimentate installazioni onshore

Area	Quantità (m ³)		
	Scotico	Sbancamento	Totale
Nuovi serbatoi	24.500	534.000	558.500
Area pompaggio e antincendio	1.800	27.000	28.800
Cabina elettrica/sala tecnica	170	780	950
Impianto Recupero Vapori	300	250	550
Impianto Pre-Raffreddamento	1.900	75.600	77.500
Totale	28.670	637.630	666.300

Nell'Allegato 11 sono riportate le sezioni dei movimenti di terra relative alla costruzione onshore.

I materiali da scavo saranno trattati nel rispetto delle procedure ambientali vigenti in Raffineria ed in conformità a quanto dettato dal D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 e s.m.i.. La gestione e movimentazione delle terre di scavo sarà regolamentata da un apposito "Piano di gestione delle terre da scavo".

Il suddetto Piano prevede come scelta il riutilizzo integrale delle terre derivanti dalle operazioni di scavo e sbancamento per la rimodellazione e/o rinaturalizzazione di porzioni di territorio di pertinenza della Raffineria. I dettagli relativi alla movimentazione ed alla destinazione delle terre da riutilizzare sono indicati nel suddetto Piano.

3.9.5. Emissioni in Atmosfera

Le emissioni in atmosfera generate dalla fase di cantiere onshore e offshore possono essere sintetizzate in:

- emissioni di polveri legate al transito dei mezzi d'opera, movimentazione e trasporto di materiali pulverulenti, quali terra, sabbia, etc. (materiale di risulta e materiale di riporto), operazioni di scavo dei bacini serbatoi durante gli interventi onshore.
- emissioni di gas combustibili da attrezzature cantieristiche (asfaltatrice, rulli compressori, spianatori, escavatori cingolati, pale meccaniche cingolate pale meccaniche gommate, saldatrici alimentate a gasolio), da mezzi di trasporto per materiali ed attrezzature di cantiere (autogru, mezzi a due e tre assi, carrelli elevatori, varie alimentati a benzina e per lo più a gasolio) e da veicoli di servizio per il trasporto del personale di cantiere (furgoni ed auto, varie alimentati a benzina e/o a gasolio).

3.9.5.1. Emissioni di Polveri

L'emissione di polveri è dovuta alla dispersione di particolato causata dalle operazioni delle macchine per la movimentazione dei terreni e dalla risospensione di polvere sollevatasi dalle strade non asfaltate percorse dai mezzi di cantiere.

L'area complessiva interessata dal cantiere è stimabile in circa 17.000 m².

L'emissione di polveri, in particolare, sarà principalmente connessa a:

- polverizzazione ed abrasione delle superfici causate da mezzi in movimento in fase di movimentazione terra e materiali;
- trascinarsi delle particelle di polvere dovute all'azione del vento da cumuli di materiale incoerente (cumuli di inerti da costruzione, etc.);
- azione meccanica su materiali incoerenti e scavi con l'utilizzo di bulldozer, escavatori, ecc.;
- trasporto involontario di fango attaccato alle ruote degli autocarri che, una volta seccato, può causare disturbi.

Si considera che la realizzazione dell'impianto darà origine a polveri di qualsiasi granulometria. La dimensione tipica delle polveri relative ad operazioni simili è compresa tra 30 e 100 µm e la quasi totalità del particolato di queste dimensioni ricade al suolo entro una distanza di circa 200 m.

L'impatto di questo contributo è stato calcolato utilizzando la metodica suggerita dall'Environmental Protection Agency (EPA), pubblicata in un documento finalizzato alla valutazione dei fattori di emissione per tutte le attività antropiche che generano emissioni in atmosfera. Tale documento ha il nome di "Compilation of Air Pollutant Emission Factors, AP-42" (di seguito AP-42).

L'obiettivo è il calcolo della quantità di polveri generata dalla movimentazione delle terre durante la realizzazione delle opere onshore.

Per gli scavi che interessano l'area dove saranno realizzati i nuovi impianti e i nuovi serbatoi si è stimata la movimentazione di un volume di terreno pari a circa 666.300 m³ ovvero, considerando un peso specifico di 1,8 t/m³, pari ad un quantitativo di 1.199.340 t.

La stima della produzione di polveri totali legate alle attività di cantiere è stata effettuata attraverso l'utilizzo di opportuni valori standard di emissione proposti dall'EPA per le attività generiche di cantiere.

Nelle seguenti tabelle si riportano:

- la stima delle emissioni totali di polveri legate a tutte le attività del cantiere;
- la stima della risospensione delle stesse per l'azione corrosiva del vento.

Tabella 3.9-5: Fattori di emissione ed emissioni totali di polveri in cantiere
(Fonte: AP-42)

Operazione	Fattore di Emissione	Quantità di materiale	Emissioni di polveri
	Kg/t	t	t
Movimentazione terreno (carico/scarico)	0,02	1.199.940	23,99

Tabella 3.9-6: Emissioni di polveri dovute alla risospensione da parte del vento

Operazione	Fattore di Emissione	Superficie esposta	Tempo di esposizione	Emissioni di polveri
	t/ha*anno	ha	anni	t
Erosione del vento	0,85	1,7	2	2,89

Considerando quindi 24 mesi la durata delle attività di cantiere, dalle tabelle sopra riportate si ricava un'emissione di polveri complessiva di circa 27 t. Ipotizzando inoltre 576 giorni lavorativi totali per la realizzazione del progetto (vengono ipotizzati 6 giorni lavorativi a settimana), si ottiene una produzione giornaliera di PTS (polveri totali sospese) di circa 47 kg/giorno.

Valutazione del rateo di deposizione delle Polveri presso i ricettori

Le polveri generate si distribuiscono al suolo in funzione della loro granulometria, che può essere così ripartita:

- 10% in massa di particelle con diametro equivalente inferiore a 10 µm;
- 10% in massa di particelle con diametro equivalente compreso fra 10 e 20 µm;
- 10% in massa di particelle con diametro equivalente compreso fra 20 e 30 µm;
- 70% in massa di particelle con diametro equivalente superiore a 30 µm.

Le particelle di dimensione significativamente superiore ai 30 µm si depositano nelle immediate vicinanze del cantiere. Sulla base di tale considerazione, si può pertanto stimare che circa il 70% delle particelle ricade in un'area con un raggio generalmente inferiore a 200 m dalla sorgente.

Con i dati calcolati, si può quindi considerare che circa 33 kg di polvere al giorno si diffondono ad una distanza inferiore a 200 m dall'area di cantiere e quindi all'interno del perimetro della Raffineria.

I restanti 14 kg/giorno si diffondono invece verosimilmente ad una distanza superiore ai 200 m precedentemente citati. Considerando la rosa dei venti, costruita utilizzando i valori orari rilevati dalla centralina meteo di Grottaglie nel periodo 2002-2009, si può ipotizzare che tale flusso si distribuisca sul territorio nelle direzioni diametralmente opposte ai venti prevalenti, con la stessa frequenza percentuale.

Tabella 3.9-7: ripartizione del flusso di polveri in funzione delle direzioni dei venti

Direzione di provenienza del vento	Percentuale di frequenza	Flusso di polveri depositato (kg/giorno)
N	12	1,68
N-NE	11	1,54
NE	5	0,70
E-NE	2	0,28
E	3	0,42
E-SE	3	0,42
SE	4	0,56
S-SE	7	0,98
S	10	1,40
S-SO	8	1,12
SO	7	0,98
O-SO	7	0,98
O	3	0,42
O-NO	2	0,28
NO	3	0,42
N-NO	7	0,98

Si deve sottolineare che il flusso di polveri può essere considerato sovrastimato in quanto i fattori di emissione non tengono conto di due componenti importanti ai fini della diffusione:

- le condizioni meteorologiche (durante i giorni di pioggia la diffusione delle polveri sarà infatti significativamente inferiore);
- la deposizione al suolo in funzione della granulometria delle polveri (non tutto il flusso calcolato si diffonde in modo omogeneo: le particelle con granulometria superiore, infatti, ricadono al suolo in un'area più prossima alla sorgente).

Allo scopo di ridurre la formazione delle polveri, in fase di asportazione e movimentazione dei terreni, si provvederà alla bagnatura delle aree di lavoro.

Va comunque sottolineato che l'approccio adottato è assolutamente cautelativo e che il valore stimato rappresenta la massima deposizione che può verificarsi sottovento al cantiere e non quella media nel punto considerato.

Tali emissioni, concentrate in un periodo limitato, risultano assolutamente accettabili. Le ricadute, che si possono assumere minime e interessanti esclusivamente in un'area adiacente al sito in esame, non arrecheranno alcuna perturbazione significativa all'ambiente e alle attività antropiche.

3.9.5.2. Emissioni Mezzi di cantiere

Durante la fase di costruzione, oltre alle polveri, si avranno temporanee emissioni di prodotti di combustione (NO_x, SO₂, polveri, CO, incombusti) dovuti ai motori dei mezzi impegnati nel cantiere onshore e offshore. A titolo esemplificativo, sono riportati in Tabella 3.9-8 i fattori di emissione standard per le categorie di mezzi d'interesse.

Tabella 3.9-8: Emissioni standard dei mezzi durante le attività di costruzione
(Fonte: U.S. EPA, AP-42)

Mezzo	CO [g h ⁻¹]	VOC [g h ⁻¹]	NO _x [g h ⁻¹]	SO _x [g h ⁻¹]	Polveri [g h ⁻¹]
Finitrici, Escavatori gommati, Caldaia asfalto, Pale gommate	259,58	113,17	858,19	82,5	77,9
Autobetoniere, Autogru, Autocarri, Trattori stradali, Autopompe	816,81	86,84	1889,16	206,0	116,0
Gru, Gruppi elettrogeni, Compressori aria, Motosaldatrici, Battipali	306,37	69,35	767,30	64,7	63,2

Tali emissioni si configurano discontinue e limitate nel tempo.

3.9.6. Scarichi Idrici e approvvigionamento acqua

Durante le attività di cantiere sia per gli interventi onshore che per gli interventi offshore saranno utilizzate risorse idriche per il funzionamento dei servizi e per il lavaggio di attrezzature, ove necessario. Si prevedono quindi incrementi dei consumi non significativi rispetto alla configurazione attuale. Il fabbisogno idrico per attrezzature, mezzi di trasporto e servizi per il personale verrà coperto il più possibile dagli esistenti impianti di stabilimento, riducendo al minimo la realizzazione di nuove strutture e l'installazione di impianti temporanei.

Al termine della costruzione dei nuovi serbatoi, sarà effettuato un collaudo idrico che comporterà l'utilizzo di un volume d'acqua pari a 120.000 m³. Al fine di ridurre al minimo il consumo di risorse, è previsto che lo stesso volume d'acqua venga riutilizzato per il collaudo di tutti e due i nuovi serbatoi.

I reflui prodotti dalle attività di cantiere consisteranno essenzialmente nelle acque di dilavamento aree pavimentate, conferite direttamente nella fognatura oleosa di Raffineria, e nelle acque residue di lavaggio attrezzature e mezzi di servizio, oltre che l'acqua necessaria alle attività di collaudo.

3.9.7. Rifiuti Prodotti

I rifiuti caratteristici generati in fase di cantiere sia per gli interventi onshore che offshore possono essere schematizzati come segue:

- rifiuti urbani;
- materiale di risulta da lavori di costruzione;
- terre di scavo non riutilizzate;
- rifiuti ospedalieri (medicinali);
- rifiuti in legno;
- materiale metallico di risulta;
- materiale per isolamento;
- carta e cartone;
- batterie esauste;
- oli esausti;
- scarichi liquidi fognari.

Tali rifiuti verranno gestiti in conformità alla legislazione vigente.

3.9.8. Rumore e Vibrazioni

Durante la fase di cantiere onshore i potenziali impatti sulla componente rumore saranno dovuti essenzialmente alle emissioni sonore delle macchine operatrici utilizzate per la movimentazione di terra. L'attività di cantiere sarà dunque caratterizzata da rumori di intensità non costante, talora non trascurabile, dipendente dal numero e dal tipo di macchine in uso.

Il rumore emesso nel corso dei lavori in cantiere offshore sarà caratterizzato dalla natura intermittente e temporanea dei lavori. I livelli di rumore emessi dai macchinari usati potranno essere caratterizzati da potenze sonore variabili in un intervallo di 10-15 dB(A).

I pali verranno collocati con attrezzature specifiche idonee allo scopo e al contesto portuale, quali ad esempio martelli idraulici, adatti allo svolgimento delle operazioni di cui sopra in contesti portuali urbanizzati, a causa delle loro caratteristiche di bassa rumorosità.

I lavoratori saranno opportunamente equipaggiati, con dotazioni personali e dispositivi di protezione individuale. Le specifiche in base alla vigente normativa saranno riportate nel Piano di Cantiere.

Per quanto riguarda le vibrazioni, data l'ubicazione dell'impianto rispetto ai recettori potenzialmente sensibili, si può escludere qualsiasi previsione di impatto sull'ambiente circostante.

3.9.9. Traffico

Il traffico generato dalla costruzione delle nuove installazioni risulterà differente per le attività onshore e offshore.

3.9.9.1. Interventi Onshore

Il traffico veicolare indotto sulla viabilità dagli interventi onshore può essere distinto in traffico interno ed esterno alla Raffineria. In ambedue i casi i volumi di traffico sono determinati dal quantitativo di materiali movimentati in ingresso e in uscita dalla costruzione delle nuove installazioni a terra, come sintetizzato in Tabella 3.9-9.

Tabella 3.9-9: Sintesi Materiali movimentati in fase di cantiere

Descrizione Attività	Quantità	Tempi di esecuzione	Direzione traffico	
			IN	OUT
Opere di rinterro (materiale da cava per riempimenti e riporti)	23.960 m ³	9 mesi	x	
Costruzione serbatoi, aree di pompaggio, impianto recupero vapori, stazione di pre-raffreddamento e relativi servizi ausiliari (pompe, tubazioni)	190.900 ton	18 mesi	x	
Terre di scavo destinate a riutilizzo in aree esterne	476.300 m ³ – 580.000 m ³	15		x

Considerando che le quantità in movimento in arrivo/partenza siano mosse con autocarri che trasportano 20 m³ di materiale per volta, con un limite di tonnellaggio pari a 25 ton, e che le attività di trasporto siano condotte su sei giorni alla settimana, possiamo stimare un traffico indotto durante le fasi di cantiere come riportato in Tabella seguente.

Tabella 3.9-10: Mezzi coinvolti giornalmente durante le diverse attività di cantiere.

	Descrizione Attività	Traffico	Direzione traffico	
		Camion/ giorno	IN	OUT
1	Opere di reinterro (materiale da cava per riempimenti e riporti)	6	x	
2	Costruzione serbatoi, aree di pompaggio, impianto recupero vapori, stazione di pre-raffreddamento e relativi servizi ausiliari (pompe, tubazioni)	17	x	
3	Terre di scavo destinate a riutilizzo in aree esterne	max 75		x

Per quanto riguarda il traffico indotto dagli operatori presenti in cantiere, si prevede che la forza lavoro impiegata ammonterà a circa 53 operatori impegnati su un turno giornaliero di 8 ore per un totale di 6 giorni lavorativi settimanali.

3.9.9.2. Interventi Offshore

In fase di cantiere si prevede un traffico di bettoline, moto pontoni e mezzi nautici necessari per la costruzione del pontile.

Il quantitativo di materiali utilizzati per la costruzione delle installazioni offshore è stato stimato pari a circa 5.400 ton. Si prevede nel trasporto l'utilizzo di n° 10 bettoline con capacità pari a 2.500 ton, ciascuna dal cantiere di costruzione al porto di Taranto.

La permanenza delle bettoline nell'area di installazione del nuovo pontile è stata stimata in 100 giorni.

In generale il traffico navale dell'intero golfo non subirà alcuna variazione nella sua frequenza. La superficie che sarà occupata dal cantiere coincide con quella prevista per l'esercizio del pontile e già contemplata nel Piano Regolatore Portuale.

Gran parte delle strutture saranno prefabbricate e ciò contribuirà a ridurre al minimo il numero dei viaggi per il trasporto dei materiali di costruzione. Le modalità di realizzazione del pontile non prevedono la produzione e quindi il relativo trasporto di terre da scavo.

3.10. Bilancio di materia e di energia delle nuove installazioni in fase di esercizio

3.10.1. Bilancio di Materia

A seguito della realizzazione delle nuove installazioni non si prevedono variazioni nel flusso di materie prime in ingresso alla Raffineria rispetto alla Massima Capacità Produttiva (MCP). Si sottolinea che per materie prime si intendono le componenti fondamentali per l'ottenimento dei "prodotti finiti" destinati alla commercializzazione.

Il progetto incrementerà la capacità di movimentazione greggio via mare, non variando la capacità di lavorazione, ma permettendo l'export del greggio Tempa Rossa per una portata pari a circa 2,7 milioni di ton/anno.

Un consumo di materia prima aggiuntivo sarà dato dal trattamento delle acque meteoriche nel sistema TAE di Raffineria. La percentuale di incremento di chemicals utilizzati per l'abbattimento degli inquinanti può essere stimato pari alla percentuale di incremento dell'acqua trattata/anno.

3.10.2. Bilancio di Energia

Le nuove installazioni necessitano sia di energia termica attraverso il consumo di vapore che di energia elettrica attraverso la forza motrice utilizzata e l'impiego di cavi scaldanti.

3.10.2.1. Energia Elettrica

La potenza installata complessiva per le attività onshore e offshore è di circa 10 MW. L'alimentazione del greggio avverrà in batch, con un consumo, quindi, non continuo di energia elettrica. Il fabbisogno annuo richiesto potrà essere sostenuto dall'attuale centrale Enipower.

Inoltre l'incremento delle acque trattate nel TAE A, genererà un incremento di consumi di energia elettrica proporzionale all'incremento di portata in ingresso.

3.10.2.2. Energia termica

La domanda di vapore nell'ambito delle nuove installazioni è determinata dalla necessità dei serbatoi T – 3009 e T – 3012 di mantenere il greggio movimentato ad una temperatura di circa 45°C. La portata di vapore massima stimata per tale scopo risulta essere di circa 4.700 kg/h. Si ritiene tale consumo non significativo rispetto alla configurazione attuale.

3.11. Uso di Risorse in fase di esercizio

3.11.1. Acqua

La Raffineria di Taranto utilizza impianti di distillazione acqua mare per alimentare il sistema antincendio e il sistema di raffreddamento industriale dello stabilimento e di desalinizzazione delle acque di prima falda o superficiale per soddisfare il proprio fabbisogno idrico, evitando così di incidere sulle scorte idriche della città di Taranto rappresentate dalle acque di seconda falda o profonda ospitata negli ammassi rocciosi carbonatici.

Le nuove installazioni (sia onshore che offshore) richiederanno un consumo superiore di acqua per utilizzi antincendio e raffreddamento.

In particolare, a servizio di tutte le installazioni onshore, sarà predisposta una nuova rete antincendio costituita da una serbatoio di stoccaggio e una rete di distribuzione dedicati. La nuova rete antincendio sarà alimentata da acqua desalinizzata, caricata attraverso un nuovo sistema di pompaggio con capacità massima di 1.600 m³/h, per una capacità massima di 9.600 m³. Tuttavia tale domanda sarà limitata al solo verificarsi di situazioni di emergenza e non rappresenterà un prelievo continuo di risorsa idrica.

Il sistema di pre-raffreddamento greggio Tempa Rossa, richiederà un prelievo aggiuntivo di acqua mare per alimentare un impianto di desalinizzazione dedicato a produrre l'acqua di reintegro necessaria al circuito chiuso di raffreddamento. Il sistema di raffreddamento a ciclo chiuso, richiederà dopo l'avvio iniziale, una reintegrazione pari a circa 20 m³/h per saldare le perdite di acqua del circuito. Si stima un consumo annuo di circa 45.600 m³/anno.

Il fabbisogno sarà garantito dall'attuale rete di approvvigionamento di Raffineria e determinerà un incremento dei consumi di risorsa idrica trascurabile rispetto la configurazione attuale.

3.11.2. Occupazione ambiente terrestre e marino

Suolo e Sottosuolo

Attualmente la superficie di terreno occupata dalla Raffineria di Taranto è pari a circa 200 ettari, più 70 ettari di aree esterne. Nella realizzazione dei nuovi serbatoi, dell'impianto recupero vapori, del sistema di raffreddamento e delle relative opere complementari, verrà occupata una porzione di territorio indicativamente pari a circa 50.000 m² (comprese le aree pavimentate antistanti e i bacini di contenimento), attualmente inutilizzata.

Il cantiere per la costruzione delle opere a terra sarà localizzato all'interno dell'area della Raffineria.

Preliminarmente alla realizzazione del nuovo progetto si intraprenderanno tutte le azioni richieste dalla vigente normativa in particolare finalizzate allo svincolo dell'area di interesse e alla sua restituzione agli usi legittimi.

Ambiente marino

Allo stato attuale la Raffineria dispone già di un terminale per la movimentazione dei prodotti petroliferi costituito da un campo boe e da un pontile petroli dotato di due piattaforme di carico (estensione areale comprensiva della diga di accesso al pontile di circa 18.608 m²) situati all'interno del Mar Grande.

La realizzazione del nuovo pontile petroli comporterà l'occupazione aggiuntiva di un'area del Mar Grande di Taranto di un'estensione pari a circa 3.000 m².

3.12. Interferenze con l'Ambiente fase di Esercizio

3.12.1. Emissioni in Atmosfera

3.12.1.1. Installazioni Onshore

Si distingue tra emissioni convogliate ed emissioni diffuse.

Emissioni Convogliate

Le uniche emissioni in atmosfera di tipo convogliato generate dalle nuove installazioni saranno quelle dal sistema recupero vapori. Il nuovo impianto integrerà l'impianto recupero vapori attualmente esistente e propedeutico alle attività di carico delle piattaforme P1 e P2.

L'efficienza di recupero del nuovo sistema sarà pari al 98%, in linea con le migliori tecniche disponibili. Le portate saranno discontinue nel tempo, strettamente collegate alle operazioni di carico batch previste nella movimentazione.

Le emissioni sono costituite fondamentalmente da VOC e le concentrazioni degli inquinanti al camino saranno tali da assicurare il rispetto dei seguenti limiti:

Tabella 3.12-1: Concentrazione inquinanti emissioni camino Impianto Recupero Vapori

Inquinante	U.M.	Concentrazioni
VOC	g/Nm ³	<10
Benzene	mg/Nm ³	<5

Tali valori saranno rispettati come media oraria durante il test operativo e verificati per mezzo di prelevamento e analisi dei campioni presso un laboratorio qualificato.

Sulla base del quantitativo di greggio Tempa Rossa movimentato, la Raffineria ha stimato una produzione incrementale di emissioni da recupero vapori pari a circa 26.000 kg/anno di VOC ed a 13 kg/anno di benzene. Tale stima è largamente conservativa in quanto si basa sull'assunzione di una portata di vapori pari a quella di progetto alla MCP.

Per quanto riguarda invece l'apporto aggiuntivo legato al greggio Val d'Agri, esso risulta nullo alla luce dell'invarianza del quantitativo movimentato rispetto alla configurazione attuale della Raffineria.

Emissioni Diffuse e Fuggitive

Le emissioni diffuse sono costituite fondamentalmente da VOC emessi per volatilizzazione dei prodotti petroliferi leggeri. La stima viene effettuata a partire da macroindicatori quali la movimentazione dei prodotti, il greggio lavorato, i volumi di stoccaggio o da specifiche condizioni chimico-fisiche di esercizio impianti. I criteri di stima adottati sono coerenti con quanto indicato in specifici studi da organismi internazionali (EPA, API, Concawe).

Le nuove installazioni genereranno emissioni diffuse e fuggitive in corrispondenza delle nuove aree di stoccaggio e lungo le linee di trasporto.

Il contributo alle emissioni diffuse dato dai nuovi serbatoi è stato calcolato sommando i contributi delle emissioni di lavoro (EL) e delle emissioni da movimentazione (EM), secondo la formula di seguito riportata:

$$ET \text{ (kg/anno)} = EL + EM$$

Il calcolo delle emissioni diffuse è stato fatto per i due nuovi serbatoi Tempa Rossa con una movimentazione a regime di 2,7 milioni di ton/anno.

Parametro	Serbatoio nuovo T-3009	Serbatoio nuovo T-3012
Ks	0,8	0,8
Kc	0,4	0,4

Parametro	Serbatoio nuovo T-3009	Serbatoio nuovo T-3012
N	1,2	1,2
Mv	50	50
Dt (m)	99	70
C	0,0103	0,0103
d	850	850
MOV (m ³ /anno)	1.890.636	945.500

Nella Tabella 3.12-2 sono riportati i risultati delle stime effettuate.

Tabella 3.12-2 – Emissioni Diffuse Serbatoi

Serbatoio	EL (kg/anno)	EM (kg/anno)	Dt (m)	Totale (kg/anno)
T-3009	5.223	669	99	5.892
T-3012	3.693	473	70	4.166
			Totale	10.058

In conclusione, i nuovi serbatoi genereranno un quantitativo di emissioni diffuse pari a circa 10 ton/anno. Il parco serbatoi esistente produce annualmente circa 85,8 ton di VOC, quota comprendente sia stoccaggio di greggio che di benzine.

Si stima quindi un aumento complessivo di emissioni diffuse pari a circa l'11-12%.

Le emissioni fuggitive sono generate da una perdita graduale di tenuta di apparecchiature quali flange, pompe ecc. lungo le linee di movimentazione del greggio. Il contributo di Raffineria alle emissioni fuggitive è calcolato come percentuale del lavorato complessivo annuale ed è pari a circa 497,1 ton/anno nella configurazione a massima capacità produttiva. Il nuovo impianto non varierà la quantità di greggio lavorato, mantenendo immutati i quantitativi di emissioni fuggitive in Raffineria.

Tuttavia il greggio movimentato, se pur non lavorato, genererà delle emissioni fuggitive aggiuntive attraverso le linee di spedizione. Tale contributo sarà discontinuo, essendo la spedizione organizzata in batch, e limitato per il numero ridotto di valvole, flangie e pompe nelle installazioni di movimentazione.

La Raffineria ha stimato una produzione incrementale di emissioni fuggitive lungo le linee di spedizione di greggio Tempa Rossa pari a circa 7 kg/anno di VOC.

Tale stima è stata sviluppata sulla base del protocollo Protocol for Equipment Leak Emission Estimates redatto dall'EPA (453/R-95-17); contemplato dal DM 23 novembre 2003 sull'obbligo di dichiarazione delle emissioni nel registro INES. Tra i metodi di calcolo suggeriti dalla guida EPA si è adottato l'Average Emission Factor Approach, che non richiede misure in campo. L'Average Emission Factor Approach è basato sul presupposto che la perdita di VOC sulle linee dipenda essenzialmente dal tipo di equipment (a ciascun equipment è associato un fattore medio di emissione), dal fluido che lo attraversa e dal tempo (per esempio ore/anno) di attività dello stesso.

Come precedentemente evidenziato anche per le emissioni convogliate, l'apporto aggiuntivo alle emissioni fuggitive legato al greggio Val d'Agri risulta nullo alla luce dell'invarianza del quantitativo movimentato rispetto alla configurazione attuale della Raffineria.

L'incremento della portata trattata all'impianto di trattamento acque di Raffineria genera un incremento del contributo alle emissioni diffuse dalle vasche e apparecchiature TAE a cielo aperto. Tale incremento, supponendo invariante il carico inquinante, è tuttavia trascurabile e pari in percentuale all'incremento degli scarichi idrici, circa 0,04%.

3.12.1.2. Installazioni offshore

Durante la fase di esercizio, le emissioni in atmosfera saranno limitate a quelle generate dalle navi in manovra, a regime minimo e non in marcia, e dai rimorchiatori di supporto. La minimizzazione delle emissioni in fase di carico navi sarà assicurata dall'impianto recupero vapori.

3.12.2. Scarichi Idrici

All'esercizio delle nuove installazioni onshore e offshore sarà connessa lo smaltimento delle seguenti tipologie di effluenti liquidi:

- acque meteoriche di dilavamento piazzali;
- acque nere sanitarie;
- reflui liquidi potenzialmente oleosi.

3.12.2.1. Acque Meteoriche

Le acque meteoriche, costituite dalle acque piovane raccolte nel contesto delle nuove opere, poiché inquinate potenzialmente da residui oleosi, effettueranno il seguente percorso:

- le acque di dilavamento dalle aree pavimentate prossime ai nuovi serbatoi (aree di pompaggio, cabina elettrica), i relativi dreni delle apparecchiature e le acque di dilavamento delle superfici pavimentate in prossimità del sistema di pre-raffreddamento greggio verranno raccolte nella rete acque oleose esistente ed inviate

al sistema di sollevamento della zona “B” della Raffineria, dove subiranno un primo trattamento attraverso un separatore di tipo PPI, per poi essere conferite nel sistema di trattamento finale di sito TAE A.

- Le acque di dilavamento delle superfici pavimentate in prossimità dell'impianto recupero vapori verranno raccolte nella rete acque oleose esistente ed inviate al sistema di sollevamento della zona “C” della Raffineria, dove subiranno un primo trattamento attraverso un separatore di tipo API per poi essere conferite nel sistema di trattamento finale TAE A
- Le acque di dilavamento della piattaforma P3 saranno raccolte e convogliate nel serbatoio di accumulo previsto presso il pontile per poi essere conferite, attraverso N. 2 pompe verticali, nella rete acque meteoriche esistente. Quindi saranno inviate al sistema di sollevamento della zona “C” per poi essere conferite nel sistema di trattamento finale TAE A.
- Le acque meteoriche raccolte dai bacini di contenimento saranno conferite nella fognatura oleosa di Raffineria con rilascio controllato per poi essere inviate direttamente al sistema di trattamento TAE A.

La raccolta delle acque di dilavamento piazzali presso le nuove installazioni incrementerà la portata in ingresso al sistema di trattamento al verificarsi di fenomeni piovosi di massima intensità di un quantitativo come riportato nella Tabella 3.12-3.

Tabella 3.12-3 – Portata Acque Meteoriche di punta nuove installazioni

Area di dilavamento	Superficie (m ²)	Portata (m ³ /h)	Destinazione
Bacino di contenimento T-3009	26.000	10 (in regime controllato)	Fognatura Oleosa e poi TAE A
Bacino di contenimento T-3012	18.500	10 (in regime controllato)	Fognatura Oleosa e poi TAE A
Superficie pavimentata aree di pompaggio	1.400	35	Fognatura Oleosa , TAE B e poi TAE A
Strade zona nuova stazione pompe Val d'Agri	750	13	Fognatura Oleosa , TAE B e poi TAE A
Superfici pavimentate nuovo impianto di raffreddamento Tempa Rossa	1.800	45	Fognatura Oleosa , TAE B e poi TAE A
Strada accesso nuova stazione pompe Tempa Rossa e nuovo impianto di raffreddamento Tempa Rossa	2.300	68	Fognatura Oleosa , TAE B e poi TAE A
Superfici pavimentate nuovo sistema di stoccaggio acqua antincendio	2.300	58	Fognatura Oleosa , TAE B e poi TAE A
Superfici pavimentate impianto recupero vapori	300	8	Fognatura Oleosa , TAE C e poi TAE A
Area lamierata nuova piattaforma P3	900	23	Fognatura Oleosa , TAE C e poi TAE A
Dreni due serbatoi T-3009 e T-3012	-	10	Fognatura Oleosa e poi TAE A

La tabella seguente riporta le caratteristiche pluviometriche dell'area in esame.

Tabella 3.12-4 – Media mensile della quantità di precipitazione cumulata

Mesi	Precipitazioni medie mensili (m)
Gennaio	0,0462
Febbraio	0,0528
Marzo	0,0626

Mesi	Precipitazioni medie mensili (m)
Aprile	0,0359
Maggio	0,0343
Giugno	0,0271
Luglio	0,0271
Agosto	0,0249
Settembre	0,0362
Ottobre	0,0604
Novembre	0,0709
Dicembre	0,073

Sulla base delle caratteristiche pluviometriche di cui sopra, la Tabella seguente riporta i contributi medi annui provenienti dalle aree delle nuove installazioni.

Tabella 3.12-5 – Contributo medio annuo per le nuove installazioni

Area di dilavamento	Contributo (m ³)
Bacino di contenimento T-3009	14.336
Bacino di contenimento T-3012	10.201
Superficie pavimentata aree di pompaggio	772
Strade zona nuova stazione pompe Val d'Agri	276
Superfici pavimentate nuovo impianto di raffreddamento Tempa Rossa	993
Strada accesso nuova stazione pompe Tempa Rossa e nuovo impianto di raffreddamento Tempa Rossa	1.489
Superfici pavimentate nuovo sistema di stoccaggio acqua antincendio	1.268
Superfici pavimentate impianto recupero vapori	165
Area lamierata nuova piattaforma P3	496
Dreni due serbatoi T-3009 e T-3012	14.819 ^(*)

^(*) Volume di acqua valutato in base al contenuto massimo di acqua nel greggio Tempa Rossa: 0,5 % vol. su un quantitativo di greggio Tempa Rossa movimentato annuo di 2,7 milioni di ton

L'impianto esistente ha una capacità di trattamento in grado di sostenere in caso di evento meteorico intenso un incremento del contributo delle acque meteoriche pari alla quantità stimata in Tabella 3.12-3. A tal proposito si sottolinea come il sistema di trattamento di Raffineria TAE A è costituito nella sua sezione iniziale da una serie di

vasche di accumulo reflui idrici e di stazioni di sollevamento, che svolgono il ruolo di serbatoi di regolazione della portata in ingresso all'impianto di trattamento.

Le acque provenienti dalla fognatura oleosa sono raccolte nelle vasche di sollevamento S-6007 e S-6008 dopo un pre-trattamento di sedimentazione/disoleazione. La vasca S-6007 è stata progettata in modo che in caso di "troppo pieno" sia consentito lo stramazzo nella vasca S-6008. Da quest'ultima in caso di eventi meteorici intensi, le acque reflue possono stramazzare verso il serbatoio sottoscarpa S-6008. Dalle vasche di sollevamento, i reflui sono inviati nei serbatoi di accumulo S-6001, S-6003 e S-6007, aventi ciascuno una capacità di 6.500 m³. Quindi in caso di evento meteorico intenso, i reflui raccolti dal serbatoio S-6008 sono convogliati nei serbatoi S-6001, S-6003 e S-6007.

3.12.2.2.Acque Reflue

Le acque reflue (diverse da quelle meteoriche) generate dalle nuove installazioni consistono essenzialmente in:

- acque da pulizia apparecchiature;
- acque sanitarie (effluenti provenienti dai servizi igienici, dalle docce degli spogliatoi, etc.);
- eventuali altre.

Tutte le acque reflue verranno raccolte in collettori fognari ed inviate all'impianto di trattamento acque di Raffineria.

Inoltre la raccolta e lo smaltimento della percentuale di frazione acquosa contenuta dal greggio Tempa Rossa apporterà un incremento di reflui liquidi pari a circa 15.000 m³, rilasciati con portata controllata (10 m³/h) prima delle attività di carico.

Le acque provenienti dalle navi verranno smaltite a carico di ditte specializzate di servizio all'intera area portuale come da Ordinanza 73/99.

3.12.3. Suolo e Sottosuolo

In fase di esercizio non si prevede alcuna interferenza con la qualità del suolo (sia per le installazioni onshore che offshore) e/o delle acque sotterranee, in quanto le misure di prevenzione previste consentono di garantire la protezione della falda e del suolo da eventuali contaminazioni.

Inoltre, si ritiene che il progetto non produca sostanziali interferenze con le modalità di circolazione idrica sotterranea nell'area in esame e quindi non interferisca con l'efficienza dei sistemi di bonifica installati nell'ambito del Progetto Definitivo di Bonifica della Falda (PDBF) della Raffineria di Taranto, approvato con decreto ministeriale MATTM 02/09/2004.

3.12.4. Ambiente marino

Le attività di ormeggio e disormeggio delle navi durante la fase di esercizio potrebbe generare la sospensione dei sedimenti del fondale marino con conseguente aumento della torbidità dell'acqua e la diffusione di potenziali inquinanti presenti nel materiale sollevato. Il pescaggio delle navi è tale da garantire l'assenza di interazioni ed interferenze con il fondale marino. Le modalità di accosto al pontile assicurano inoltre una velocità di avvicinamento ridotta e controllata in grado di minimizzare i rischi associati alla sospensione dei sedimenti.

3.12.5. Rumore

La Raffineria confina con altri insediamenti industriali e con la strada statale "Ionica". L'unico ricettore sensibile e di una certa rilevanza è costituito dalla Chiesa di S. Maria della Giustizia.

Tutte le apparecchiature installate nella nuova configurazione avranno caratteristiche tali da garantire, compatibilmente con gli attuali limiti della tecnologia, il minimo livello di pressione sonora nell'ambiente.

Le apparecchiature installate saranno caratterizzate da un livello continuo di pressione sonora inferiore a 85 dB(A) ad una distanza di un metro dall'apparecchiatura stessa.

La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione, garantirà il livello di rumore al perimetro esterno della Raffineria.

Le nuove installazioni, dunque, non apporteranno sensibili effetti sull'attuale livello di pressione sonora al perimetro dello stabilimento. Specifiche campagne di misura periodiche saranno pianificate con cadenza almeno semestrale per la verifica del rispetto della normativa in materia.

Presso il pontile, l'incremento delle attività di carico porterà ad un aumento del rumore associato alla movimentazione del greggio. Tuttavia il perdurare limitato nel tempo di queste azioni contribuirà a limitarne gli effetti sull'impatto complessivo della Raffineria.

3.12.6. Rifiuti

La produzione di rifiuti connessa ai nuovi serbatoi e alle relative opere complementari consisterà in materiali residui, fondami e residui fangosi, derivanti dalle attività di pulizia e bonifica. La loro stima presunta annua è pari a circa 1.100 ton per il serbatoio T-3009 e 550 ton per il serbatoio T-3012. Considerando che la pulizia dei serbatoi avviene con cadenza ventennale, il contributo annuale alla produzione di rifiuti pericolosi della Raffineria è pari a circa 83 t/anno. Tali rifiuti verranno gestiti in conformità alle prescrizioni normative applicabili.

Le navi impegnate nelle attività di carico gestiranno i propri rifiuti in accordo al D.Lgs. 182/2003, utilizzando i servizi portuali esistenti per la gestione degli stessi.

3.12.7. Traffico

3.12.7.1. Traffico Terrestre

Le nuove installazioni, una volta entrate in esercizio, non comporteranno la movimentazione di greggio attraverso automezzi su strada, per cui il traffico veicolare indotto dalla Configurazione Futura è nullo.

3.12.7.2. Traffico Navale

La piattaforma P3 sarà dotata di due accosti per l'attracco di navi da un minimo di 30.000 DWT ad un massimo di 45.000 DWT parzialmente allibate per l'esportazione del greggio Val D'Agri e di navi da un minimo di 30.000 DWT ad un massimo di 80.000 DWT parzialmente allibate per l'esportazione del greggio Tempa Rossa.

Le caratteristiche dimensionali della più piccola e della più grande delle navi considerate sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 3.12-6 – Caratteristiche Navi adibite a carico greggio

DWT		30.000	80.000
Displacement at max load	t	32.000	100.000
Displacement ballast condition	t	17.000	62.000
Length over all	m	160	240
Length between perpendicular	m	150	230
Beam	m	24	40
Moulded depth	m	13,0	19,0
Draft laden	m	10,0	14,0
Freeboard laden	m	3,0	5,0
Draft ballast condition	m	5,4	8,7
Freeboard ballast condition	m	7,6	10,3

Quindi, rispetto ai volumi di traffico indotti dalla movimentazione di greggio per export attuale (43 navi/anno da greggio Val D'Agri), la nuova spedizione dei greggi Tempa Rossa comporterà l'aumento di 90 navi/anno per le attività di carico, supponendo che il trasporto avvenga con sole navi da 30.000 DWT (situazione più conservativa).

Allegati

Allegato 1 -

**Planimetria Generale Raffineria –
Configurazione Ante Operam**

Allegato 2 –

Planimetrie Generali

Allegato 2 – A -

**Planimetria Generale Raffineria –
Configurazione Post Operam**

Allegato 2 – B -

**Dettaglio Nuova Area Stoccaggio –
Configurazione Post Operam**

Allegato 2 – C -

**Dettaglio Attraversamento Ferroviario –
Configurazione Post Operam**

Allegato 2 – D -

**Dettaglio Estensione Pontile –
Configurazione Post Operam**

Allegato 3 -

**Schema di Flusso Area
Stoccaggio**

Allegato 4 -

Schema di Flusso Pompe di Spedizione

Allegato 5 –

**Schema di Flusso Recupero
Vapori**

Allegato 5 – A -

Schema di Flusso Rete Recupero Vapori

Allegato 5 – B -

**Schema di Flusso Impianti
Recupero Vapori**

Allegato 6 -

**Schema di Flusso Impianto Pre-
Raffreddamento greggio**

Allegato 7 –

**Antincendio Nuova Area di
Stoccaggio**

Allegato 7 – A -

**Schema di Flusso Linea Antincendio
Nuova Area di Stoccaggio**

Allegato 7 – B -

**Schema di Flusso Nuovo Serbatoio
Antincendio**

Allegato 8 -

**Schema Sistema Ormeggio
Estensione Pontile**

Allegato 9 -

**Schema Serbatoi Raccolta
Acque Meteoriche Pontile**

Allegato 10 -

**Schema di Flusso Sistema
Antincendio Nuova Piattaforma di
Caricazione**

Allegato 11 -

**Profili di Scavo Nuova Area
Stoccaggio**

Allegato 11 – A -

**Dettaglio Planimetrico Scavo Nuova Area
Stoccaggio**

Allegato 11 – B -

Profili di Scavo Nuova Area Stoccaggio