



Giugno 2012

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

**MODIFICA GESTIONALE DELLA  
RAFFINERIA SARPOM DI S. MARTINO DI  
TRECATE (NO)**

**STUDIO DI IMPATTO  
AMBIENTALE  
QUADRO PROGETTUALE**



Numero Relazione 11508461010/9231





## Indice

<b>1.0</b>	<b>PREMESSA</b>	<b>1</b>
1.1	Considerazioni generali e contesto di riferimento	1
1.2	Caratteristiche generali della Raffineria	4
1.3	Scopo e contenuti dello studio	5
1.4	Metodologia generale dello studio	5
1.5	Gruppo di lavoro	6
1.6	Limitazioni dello studio	6
<b>2.0</b>	<b>QUADRO PROGRAMMATICO</b>	<b>7</b>
2.1	Motivazioni e finalità della Raffineria	7
2.2	Verifica della coerenza della Raffineria con gli strumenti di pianificazione vigenti	8
2.3	Autorizzazioni in essere della Raffineria	47
<b>3.0</b>	<b>QUADRO PROGETTUALE</b>	<b>49</b>
3.1	Descrizione della Raffineria	49
3.1.1	Impianti relativi alle fasi di processo della Raffineria	49
3.1.2	Impianti di supporto alle fasi di processo della Raffineria	51
3.1.3	Utilizzo di risorse	65
3.1.3.1	Risorsa idrica	66
3.1.3.2	Materie prime e ausiliarie	69
3.1.3.3	Combustibili	75
3.1.3.4	Stoccaggio delle materie prime, ausiliarie, dei combustibili e dei prodotti finiti	76
3.1.3.5	Energia	85
3.1.4	Emissioni in atmosfera	88
3.1.5	Scarichi idrici	99
3.1.6	Rifiuti prodotti	105
3.1.7	Applicazione delle migliori tecnologie disponibili	111
3.2	Alternative progettuali	117
<b>4.0</b>	<b>QUADRO AMBIENTALE</b>	<b>118</b>
4.1	Metodologia di analisi ambientale applicata	118
4.1.1	Verifica preliminare dei potenziali impatti	118
4.1.1.1	Individuazione delle azioni esercitate dalla Raffineria	118
4.1.1.2	Individuazione delle componenti ambientali potenzialmente oggetto di impatto	119



4.1.2	Valutazione degli impatti .....	119
4.1.2.1	Definizione dello stato delle componenti ambientali potenzialmente oggetto d'impatto.....	119
4.1.2.2	Individuazione dei fattori di impatto e correlazione con le attività di Raffineria .....	121
4.1.2.3	Definizione e valutazione dell'impatto ambientale .....	121
4.2	Verifica preliminare dei potenziali impatti della Raffineria.....	124
4.3	Valutazione degli impatti della Raffineria .....	126
4.3.1	Atmosfera.....	126
4.3.1.1	Stato della componente .....	126
4.3.1.2	Impatto agente sulla componente.....	142
4.3.2	Suolo e sottosuolo .....	150
4.3.2.1	Stato della componente .....	150
4.3.2.2	Impatto agente sulla componente.....	173
4.3.3	Ambiente idrico superficiale .....	176
4.3.3.1	Stato della componente .....	176
4.3.3.2	Impatto agente sulla componente.....	188
4.3.4	Ambiente idrico sotterraneo .....	193
4.3.4.1	Stato della componente .....	193
4.3.4.2	Impatto agente sulla componente.....	230
4.3.5	Flora, fauna ed ecosistemi .....	234
4.3.5.1	Stato della componente .....	234
4.3.5.2	Impatto agente sulla componente.....	249
4.3.6	Paesaggio, beni culturali e archeologici .....	254
4.3.6.1	Stato della componente .....	254
4.3.6.2	Impatto agente sulla componente.....	261
4.3.7	Clima acustico e vibrazionale.....	272
4.3.7.1	Stato della componente .....	272
4.3.7.2	Impatto agente sulla componente.....	273
4.3.8	Sistema antropico e salute pubblica .....	279
4.3.8.1	Stato della componente .....	279
4.3.8.2	Impatto agente sulla componente.....	321
<b>5.0</b>	<b>INTERVENTI DI MITIGAZIONE AMBIENTALE PROPOSTI .....</b>	<b>333</b>
<b>6.0</b>	<b>PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO .....</b>	<b>334</b>



### TABELLE

Tabella 1: Analisi di coerenza della Raffineria con gli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica .....	10
Tabella 2: Autorizzazioni in essere della Raffineria .....	47
Tabella 3: Schematizzazione del ciclo di raffinazione .....	59
Tabella 4: Risorse utilizzate in Raffineria .....	65
Tabella 5: Consumi idrici della Raffineria negli anni 2009+2011 .....	69
Tabella 6: Consumo annuo materie prime/semilavorati della Raffineria alla massima capacità produttiva .....	69
Tabella 7: Consumo annuo materie ausiliarie della Raffineria alla massima capacità produttiva .....	70
Tabella 8: Consumo annuo materie prime/semilavorati della Raffineria negli anni 2009+2011 .....	73
Tabella 9: Combustibili utilizzati in Raffineria alla massima capacità produttiva .....	75
Tabella 10: Combustibili utilizzati in Raffineria negli anni 2009+2011 .....	75
Tabella 11: Serbatoi di stoccaggio delle materie prime, dei combustibili e dei prodotti finiti .....	76
Tabella 12: Serbatoi di stoccaggio materie ausiliarie .....	81
Tabella 13: Serbatoi di stoccaggio delle acque di processo .....	84
Tabella 14: Serbatoi di stoccaggio fuori servizio .....	84
Tabella 15: Produzione energetica annua della Raffineria alla massima capacità produttiva .....	85
Tabella 16: Consumi energetici annui della Raffineria alla massima capacità produttiva .....	86
Tabella 17: Emissioni in atmosfera associate alla Raffineria .....	89
Tabella 18: Punti di emissione convogliata in atmosfera .....	91
Tabella 19: Valori massimi di emissione a camino indicati dalle Autorità competenti .....	93
Tabella 20: Dati monitoraggio ai camini (anni 2009+2011) .....	95
Tabella 21: Concentrazioni di bolla da monitoraggio annuale e confronto con limiti di emissione D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. ....	97
Tabella 22: Dati monitoraggio emissioni impianto VRU (camino 25) .....	99
Tabella 23: Emissioni di CO <sub>2</sub> della Raffineria (2009+2011) .....	99
Tabella 24: Volumi annuali di reflui scaricati nei navigli Langosco e Sforzesco (anni 2009+2011) .....	100
Tabella 25: Inquinanti contenuti negli scarichi idrici della Raffineria .....	101
Tabella 26: Risultati del monitoraggio sugli scarichi idrici della Raffineria (anni 2009+2011) .....	104
Tabella 27: Rifiuti prodotti dalla Raffineria .....	106
Tabella 28: Quantitativi (espressi in kg) dei rifiuti prodotti dalla Raffineria (2009+2011) .....	108
Tabella 29: Aree di stoccaggio rifiuti .....	109
Tabella 30: Matrice di Leopold .....	125
Tabella 31: Precipitazioni e temperature medie misurate presso la stazione meteorologica di Cameri .....	126
Tabella 32: Tipi climatici di De Martonne .....	128
Tabella 33: Limiti di protezione della salute umana ai sensi del D.Lgs. 155/2010 .....	138



Tabella 34: Concentrazioni inquinanti misurate nelle centraline di Cerano, Trecate e Novara-Verdi (periodo 2006÷2008).....	141
Tabella 35: Concentrazioni inquinanti misurate nelle centraline di Cerano, Trecate e Novara-Verdi nel 2011 .....	142
Tabella 36: Componente atmosfera – Matrice attività di Raffineria – fattori di impatto.....	143
Tabella 37: Emissione di inquinanti nel comune di Trecate suddiviso per macrosettore e della Raffineria – anno 2007 .....	144
Tabella 38: Emissioni in atmosfera di tipo convogliato alla massima capacità produttiva .....	145
Tabella 39: Concentrazioni di bolla alla massima capacità produttiva e confronto con limiti di emissione D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.....	146
Tabella 40: Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato alla massima capacità produttiva .....	147
Tabella 41: Tipo di odore associato all'emissione di sostanze .....	149
Tabella 42: Componente atmosfera - Matrice di valutazione di impatto .....	150
Tabella 45: Classi di capacità d'uso del suolo .....	162
Tabella 46: Siti contaminati in comune di Trecate (dati anagrafe regionale).....	169
Tabella 47: Siti contaminati in comune di Cerano (dati anagrafe regionale) .....	169
Tabella 48: Siti contaminati in comune di Romentino (dati anagrafe regionale).....	170
Tabella 49: Componente suolo e sottosuolo – Matrice attività di Raffineria – fattori di impatto.....	174
Tabella 50: Componente suolo e sottosuolo - Matrice di valutazione di impatto .....	176
Tabella 51: Qualità acque fiume Ticino .....	180
Tabella 52: Valori medi dei parametri chimico-fisici misurati nel 2006 presso le stazioni di monitoraggio di Galliate e Cerano .....	181
Tabella 53: Scarichi diretti da insediamenti produttivi non recapitanti in pubblica fognatura .....	186
Tabella 54: Stima dei carichi totali effettivi alle acque superficiali da scarichi puntuali e inquinamento diffuso.....	186
Tabella 55: Componente ambiente idrico superficiale – Matrice attività di Raffineria – fattori di impatto .....	189
Tabella 56: Risultati del monitoraggio condotto nel 2006÷2007 sui navigli Sforzesco e Langosco .....	191
Tabella 57: Componente ambiente idrico superficiale - Matrice di valutazione di impatto .....	192
Tabella 58: Consistenza numerica delle captazioni e porzioni di acquifero impegnate.....	202
Tabella 59: Potenzialità estrattiva delle captazioni e porzioni di acquifero impegnate .....	202
Tabella 60: Stima dei volumi estratti dai pozzi afferenti all'acquifero della Pianura novarese .....	202
Tabella 61: Caratteristiche dei pozzi presenti nell'area della Raffineria .....	209
Tabella 62: valori assegnati ai parametri $n_e$ e K per le classi litologiche della zona non satura .....	214
Tabella 63: Classificazione dello stato chimico da pozzi dell'area idrogeologica NO01 .....	216
Tabella 64: Classificazione dello stato ambientale dei pozzi dell'area idrogeologica NO01.....	216
Tabella 65: Piano di monitoraggio della falda nel polo industriale di S. Martino di Trecate.....	219
Tabella 66: Componente ambiente idrico sotterraneo – Matrice attività di Raffineria – fattori di impatto .....	231
Tabella 67: Consumi idrici massimi dai pozzi della Raffineria (prelievi massimi autorizzati).....	232
Tabella 68: Componente ambiente idrico sotterraneo - Matrice di valutazione di impatto negativo.....	233
Tabella 69: Componente ambiente idrico sotterraneo - Matrice di valutazione di impatto positivo .....	234



Tabella 70: Mammiferi potenzialmente presenti nell'area di studio e loro vulnerabilità .....	239
Tabella 71: Uccelli presenti nell'area di studio e loro vulnerabilità .....	241
Tabella 72: Rettili e anfibi presenti nell'area di studio e loro vulnerabilità .....	242
Tabella 73: Invertebrati presenti nell'area di studio e loro vulnerabilità .....	243
Tabella 74: Fauna ittica presente nell'area di studio e sua vulnerabilità .....	244
Tabella 75: SIC e ZPS individuati in prossimità dell'area di studio .....	248
Tabella 76: Componente flora, fauna ed ecosistemi – Matrice attività di Raffineria – fattori di impatto .....	250
Tabella 77: Componente flora, fauna ed ecosistemi - Matrice di valutazione di impatto .....	254
Tabella 78: Componente paesaggio, beni culturali e archeologici – Matrice attività di Raffineria – fattori di impatto .....	262
Tabella 79: Componente paesaggio, beni culturali e archeologici - Matrice di valutazione di impatto .....	272
Tabella 80: Componente clima acustico e vibrazionale – Matrice attività di Raffineria – fattori di impatto .....	274
Tabella 81: Risultati dei rilievi fonometrici diurni.....	277
Tabella 82: Risultati dei rilievi fonometrici notturni .....	278
Tabella 83: Componente clima acustico e vibrazionale - Matrice di valutazione di impatto .....	279
Tabella 84: Andamento demografico di Trecate: 2002÷2010.....	280
Tabella 85: Andamento demografico di Cerano: 2002÷2010 .....	280
Tabella 86: Andamento demografico di Romentino: 2002÷2010.....	281
Tabella 87: Andamento demografico di Bernate Ticino: 2002÷2010.....	281
Tabella 88: Andamento demografico di Boffalora sopra Ticino: 2001÷2010 .....	282
Tabella 89: Andamento demografico di Magenta: 2001÷2010 .....	282
Tabella 90: Popolazione residente in ambito di area vasta nel 2001 .....	283
Tabella 91: Patologie oncologiche rilevate nei residenti in Cerano, anni 2003÷2009.....	294
Tabella 92: Valori di riferimento degli effetti di eventi incidentali per la determinazione delle zone di pianificazione .....	298
Tabella 93: Ipotesi incidentali considerate per la definizione delle zone di pianificazione.....	299
Tabella 94: Categorie territoriali vulnerabili (tabella 1 del D.M. 9/5/2001) .....	300
Tabella 95: Valori soglia per la definizione delle aree di danno (tabella 2 del D.M. 9/5/2001) .....	301
Tabella 96: Categorie funzionali previste dal PRGC .....	302
Tabella 97: Categorie territoriali compatibili con gli stabilimenti (tabella 3a D.M. 9/5/2001).....	302
Tabella 98: Flussi di traffico misurati presso la stazione provinciale n. 43 - S.S. 11 .....	315
Tabella 99: Flussi di traffico misurati presso la stazione provinciale n. 4 - 3° tronco S.P. 4 Ovest Ticino .....	315
Tabella 100: Flussi di traffico misurati presso la stazione provinciale n. 2 - primo tronco della S.P. 6 trasversale del Basso Novarese .....	315
Tabella 101: Unità locali, addetti e dipendenti per classe dimensionale e per divisione di attività economica in provincia di Novara – dicembre 2010 .....	320
Tabella 102: Componente sistema antropico e salute pubblica – Matrice attività di Raffineria – fattori di impatto.....	321
Tabella 103: Scala di intensità e di tono edonico dell'odore.....	323
Tabella 104: Effetti degli scenari incidentali della Raffineria .....	324



Tabella 105: Incidenti occorsi in Raffineria negli ultimi due anni .....	328
Tabella 106: Provincia di residenza degli addetti Sarpom.....	330
Tabella 107: Comune di residenza nella provincia di Novara degli addetti Sarpom.....	331
Tabella 108: Titolo di studio degli addetti Sarpom.....	331
Tabella 109: Componente sistema antropico e salute pubblica - Matrice di valutazione di impatto negativo .....	332
Tabella 110: Componente sistema antropico e salute pubblica - Matrice di valutazione di impatto positivo.....	333

### FIGURE

Figura 1: Corografia con ubicazione dell'area della Raffineria .....	3
Figura 2: Cartografia PAI.....	11
Figura 3: Cartografia PTP – Estratto Tavola A.....	17
Figura 4: Cartografia PTP - Estratto Tavola B.....	18
Figura 5: Cartografia PTP - Estratto Tavola C.....	19
Figura 6: Destinazioni d'uso PRGC (estratto Sistema Informativo Urbanistico Regione Piemonte.....	20
Figura 7: PRGC - Tavola PR 4 - S. Martino: destinazione ed uso (stralcio).....	21
Figura 8: PRGC – Tavola ATG 02.1: Carta di sintesi della pericolosità geologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica (stralcio).....	25
Figura 9: Stralcio della proposta di zonizzazione acustica comunale.....	27
Figura 10: Piano d'area Parco del Ticino - Stralcio Tavola 10 – Analisi di approfondimento tematico, individuazione delle emergenze territoriali .....	29
Figura 11: Piano d'area Parco del Ticino - Stralcio Tavola 11 – Zonizzazione.....	31
Figura 12: Piano d'area Parco del Ticino - Stralcio Tavola 12 – Fasce di rispetto ai sensi della L.R. 56/77 .....	34
Figura 13: Piano d'area Parco del Ticino - Stralcio Tavola 13 – Fasce di rispetto ambientale.....	35
Figura 14: Piano d'area Parco del Ticino - Stralcio Tavola 14 – Tutela del SIC ZPS – Aree omogenee.....	37
Figura 15: PTA – Inquadramento territoriale acque superficiali – Sottobacino: Ticino – Area idrografica AI32 – Ticino (estratto) .....	38
Figura 16: PTA – Inquadramento territoriale acquifero superficiale – Macroarea idrogeologica di riferimento: MS01 – Pianura Novarese (estratto) .....	39
Figura 17: PTA – Inquadramento territoriale acquifero profondo – Macroarea idrogeologica di riferimento: MP1 – Pianura Novarese-Biellese-Vercellese (estratto).....	40
Figura 18: Fasce di rispetto.....	41
Figura 19: Vincolo idrogeologico .....	42
Figura 20: Parchi.....	43
Figura 21: Siti di Importanza Comunitaria e Zone di Protezione Speciale .....	43
Figura 22: Aree tutelate ex art. 142 D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. ....	44
Figura 23: Beni urbanistici e architettonici.....	45
Figura 24: Cartografia del Piano faunistico-venatorio regionale (estratto) .....	46
Figura 25: Ubicazione della barriera idraulica della Raffineria .....	55



Figura 26: Schemi costruttivi della barriera idraulica della Raffineria .....	56
Figura 27: Schema a blocchi del ciclo di raffinazione.....	63
Figura 28: Planimetria della Raffineria .....	64
Figura 29: Planimetria con ubicazione dei punti di approvvigionamento idrico .....	68
Figura 30: Planimetria dei serbatoi di stoccaggio.....	83
Figura 30: Planimetria dei punti di emissione convogliata in atmosfera .....	92
Figura 31: Planimetria scarichi e reti fognarie .....	103
Figura 32: Planimetria di dettaglio degli scarichi nei navigli Langosco e Sforzesco .....	104
Figura 33: Planimetria aree stoccaggio rifiuti .....	110
Figura 34: Area vasta di studio.....	121
Figura 35: Andamento delle precipitazioni medie misurate alla stazione meteorologica di Cameri .....	127
Figura 36: Andamento delle temperature medie misurate alla stazione meteorologica di Cameri .....	127
Figura 37: Diagramma ombrotermico.....	128
Figura 38: Stazione di Cameri (NO) – grafico anemometrico alle ore 0.00 .....	129
Figura 39: Stazione di Cameri (NO) – grafico anemometrico alle ore 6.00 .....	130
Figura 40: Stazione di Cameri (NO) – grafico anemometrico alle ore 12.00 .....	131
Figura 41: Stazione di Cameri (NO) – grafico anemometrico alle ore 16.00 .....	132
Figura 42: Centralina di monitoraggio qualità dell'aria di Trecate.....	134
Figura 43: Centralina di monitoraggio qualità dell'aria di Cerano .....	135
Figura 44: Centralina di monitoraggio qualità dell'aria di Novara – viale Verdi.....	136
Figura 45: Ubicazione centraline fisse e stazione mobile di monitoraggio qualità dell'aria.....	140
Figura 46: Carta Geologica d'Italia 1:100.000 - Foglio 44 - Novara (estratto non in scala) .....	152
Figura 47: Sezioni litostratigrafiche dell'area della Raffineria (estratto elaborato B01/047/04 – Piano di Caratterizzazione comune della falda) .....	154
Figura 48: Sezioni litostratigrafiche dell'area della Raffineria (estratto elaborato B01/047/05 – Piano di Caratterizzazione comune della falda) .....	156
Figura 48 (continua) .....	157
Figura 49: Sezioni litostratigrafiche dell'area della Raffineria (estratto elaborato B01/047/14 – Piano di Caratterizzazione comune della falda) .....	158
Figura 50: Sezioni litostratigrafiche dell'area della Raffineria (estratto elaborato B03/020/05 – Piano di Caratterizzazione del terreno insaturo) .....	159
Figura 51: Uso del suolo (estratto cartografia provinciale) .....	162
Figura 52: Carta della capacità d'uso dei suoli della Regione Piemonte alla scala 1:50.000 (estratto).....	164
Figura 53: Bacini estrattivi di ghiaia e sabbia (estratto cartografia provinciale).....	165
Figura 54: Discariche (estratto cartografia provinciale).....	166
Figura 55: Cave (estratto cartografia provinciale) .....	167
Figura 56: Siti contaminati in provincia di Novara .....	168



Figura 57: Risultati analitici sui campioni di terreno prelevati dai sondaggi eseguiti presso l'area della Raffineria nell'ambito della caratterizzazione del sito .....	171
Figura 58: Fiume Ticino - stazione di monitoraggio regionale n. 052042 .....	178
Figura 59: Fiume Ticino - stazione di monitoraggio regionale n. 052050 .....	179
Figura 60: PTA - Area idrografica Ticino - Sottobacino Ticino - Tavola 5 - Pressioni - Prelievi e scarichi (estratto).....	184
Figura 61: Scarichi industriali e civili (estratto cartografia provinciale) .....	187
Figura 62: PTA – Tavola 1 – Pianura novarese – Inquadramento territoriale (estratto) .....	193
Figura 63: PTA – Tavola 3 – Pianura novarese – Elementi di assetto idrogeologico (estratto).....	195
Figura 64: Carta delle isopiezometriche e della base dell'acquifero.....	196
Figura 65: Distribuzione dei valori di portata specifica (a) e di trasmissività (b) .....	196
Figura 66: Piezometria all'aprile 2010 .....	198
Figura 67: Piezometria all'ottobre 2010.....	199
Figura 68: Piezometria a marzo 2011 .....	200
Figura 69: Piezometria a settembre 2011 .....	201
Figura 70: PTA – Tavola 4 – Pianura novarese – Indicatori di stato dei corpi idrici sotterranei (estratto) .....	203
Figura 71: Carta delle aree di ricarica degli acquiferi profondi .....	204
Figura 72: Sorgenti (estratto tavola 12 Piano d'area del Parco del Ticino).....	205
Figura 73: Pozzi (estratto cartografia provinciale) .....	206
Figura 74: Pozzi presenti nell'area della Raffineria (estratto Tavola ATG-05 - PRGC) .....	208
Figura 75: Metodo GOD per la valutazione della vulnerabilità intrinseca degli acquiferi .....	210
Figura 76: Carta della vulnerabilità intrinseca dell'acquifero superficiale (metodo G.O.D.) relativa al territorio di pianura della Regione Piemonte (estratto) .....	212
Figura 77: Carta della vulnerabilità intrinseca dell'acquifero superficiale (particolare area della Raffineria) .....	213
Figura 78: Carta del tempo di arrivo di un inquinante idrotrasportato relativa al territorio di pianura della Regione Piemonte (estratto).....	215
Figura 79: Rete di monitoraggio della falda presso il polo industriale di S. Martino di Trecate.....	218
Figura 80: Carta della soggiacenza della falda superficiale relativa al territorio di pianura della Regione Piemonte (estratto).....	225
Figura 81: Carta della soggiacenza della falda .....	226
Figura 82: Livelli piezometrici misurati presso i pozzi di monitoraggio dell'area della Raffineria dotati di datalogger.....	227
Figura 83: Oscillazione stagionale della falda misurata presso il pozzo di monitoraggio della rete regionale di Trecate .....	228
Figura 84: Valori medi mensili di soggiacenza registrati nel pozzo di monitoraggio della rete regionale di Trecate.....	229
Figura 85: Corine Land Cover 2000 .....	236
Figura 86: Querco-carpinetto del Carpinion in località Molino Abbiate.....	237
Figura 87: Saliceto del Salicion albae presso il ponte di attraversamento sul Ticino della SS11 .....	238
Figura 88: Elementi del Piano Faunistico Venatorio della Provincia di Novara (estratto della Tav. 1) .....	245
Figura 89: Distribuzione degli elementi della rete ecologica presso i comuni di Trecate e Cerano - Modello FRAGM (ARPA Piemonte).....	249



Figura 90: Ubicazione delle quattro aree oggetto di monitoraggio delle chiome .....	252
Figura 91: Naviglio Langosco - Tratto di sponda naturalizzata (sx) e artificiale (dx) .....	253
Figura 92: Beni culturali dell'area vasta (estratto Tavola 12 del Piano d'area del Parco del Ticino) .....	258
Figura 93: Carta del repertorio comunale per i beni paesistici e storici (estratto tavola AT 9 del PRGC).....	259
Figura 94: Cascina Pozzaccio .....	261
Figura 95: Visuale dal ponte sul fiume Ticino in direzione della Raffineria.....	263
Figura 96: Visuale dall'incrocio tra la S.S. 11 e la S.P. 6 in direzione della Raffineria .....	264
Figura 97: Vista della Raffineria all'incrocio tra corso Vigevano e via S. Cassiano .....	264
Figura 98: Punti di vista statici nell'intorno della Raffineria.....	265
Figura 99: Punto di vista in direzione della Raffineria da abitazione presso Ditte Corsal, Methalux, CRM (punto di vista 1).....	266
Figura 100: Vista della Raffineria da C.na Belvedere (punto di vista 2) .....	266
Figura 101: Vista della Raffineria da C.na Oblio (punto di vista 3) .....	267
Figura 102: Vista della Raffineria da C.na Pozzaccio (punto di vista 4) .....	267
Figura 103: Vista della Raffineria (area stoccaggi) dal cavalcavia della linea ferroviaria Novara-Magenta (punto di vista 5).....	268
Figura 104: Vista della Raffineria in prossimità di alcune abitazioni ad ovest del polo industriale (punto di vista 6) .....	268
Figura 105: Punto di vista in direzione della Raffineria presso Area Parco del Ticino - Associazione Sportiva Pescatori Trecatesi (punto di vista 7) .....	269
Figura 106: Vegetazione presente lungo l'argine del Canale Nuovo (punto di vista 8) .....	269
Figura 107: Vista della Raffineria da un punto lungo la strada del Parco in prossimità del confine comunale di Trecate e Cerano (punto di vista 9).....	270
Figura 108: Naviglio Langosco - Punto di vista in direzione della Raffineria (punto di vista 10).....	270
Figura 109: Punto di vista in direzione della Raffineria da trattoria ubicata in area Parco (punto di vista 11) .....	271
Figura 110: Ubicazione dei punti di misura fonometrica nel 2009 .....	275
Figura 111: Zonizzazione acustica vigente nel 2009.....	276
Figura 112: Sezioni di censimento 2001 considerate in ambito di area vasta .....	283
Figura 113: Comuni considerati nell'area di studio.....	285
Figura 114: Mortalità a Cerano per grandi gruppi di cause di morte – 1980-2007– sesso maschile .....	286
Figura 115: Mortalità a Cerano per cause tumorali – 1980-2007– sesso maschile .....	286
Figura 116: Mortalità a Cerano per altre cause specifiche – 1980-2007– sesso maschile.....	287
Figura 117: Mortalità a Cerano per grandi gruppi di cause di morte – 1980-2007– sesso femminile .....	288
Figura 118: Mortalità a Cerano per cause tumorali – 1980-2007– sesso femminile.....	288
Figura 119: Mortalità a Cerano per altre cause specifiche – 1980-2007– sesso femminile .....	289
Figura 120: Ricoveri ospedalieri a Cerano per grandi gruppi di cause – 2006-2008 – sesso maschile .....	290
Figura 121: Ricoveri ospedalieri a Cerano per cause tumorali – 2006-2008 – sesso maschile .....	290
Figura 122: Ricoveri ospedalieri a Cerano per cause non tumorali – 2006-2008– sesso maschile .....	291
Figura 123: Ricoveri ospedalieri a Cerano per grandi gruppi di cause – 2006-2008 – sesso femminile .....	292



Figura 124: Ricoveri ospedalieri a Cerano per cause non tumorali – 2006-2008 – sesso femminile .....	292
Figura 125: Stabilimenti del polo industriale a rischio di incidente rilevante di S. Martino (estratto elaborato RIR del PRGC).....	295
Figura 126: Zone di pianificazione degli scenari incidentali del polo industriale di S. Martino.....	297
Figura 127: Elementi territoriali ed ambientali vulnerabili, aree di danno (estratto tavola AT 8.1 Elaborato RIR del PRGC).....	303
Figura 128: Valutazione della compatibilità territoriale ed ambientale (estratto tavola AT 8.2 Elaborato RIR del PRGC).....	305
Figura 129: Ubicazione impianti di smaltimento/recupero rifiuti, impianti lavorazione inerti, cave, aziende IPPC.....	307
Figura 130: Carta dei recettori sensibili.....	309
Figura 131: Abitazione presso le Ditte Corsal, Methalux, CRM (recettore n. 13) .....	310
Figura 132: Cascina Belvedere (recettore n. 23).....	310
Figura 133: Cascina Oblio (recettore n. 24) .....	311
Figura 134: Area Parco del Ticino - Associazione Sportiva Pescatori Trecatesi (recettore n. 34).....	311
Figura 135: Area piscicoltura (attualmente in disuso) presso il recettore n. 31 .....	312
Figura 136: Trattoria in area Parco del Ticino (recettore n. 33).....	312
Figura 137: Viabilità principale .....	313
Figura 138: stazioni di rilevamento traffico della rete provinciale di Novara .....	314
Figura 139: Tracciati elettrodotti, metanodotti, oleodotti (estratto Tavola 10 del Piano d'area del Parco del Ticino).....	316
Figura 140: Accessibilità al Parco del Ticino (estratto tavola 9.d - Piano d'area) .....	318
Figura 141: Punti di fruizione presenti nell'area vasta (estratto tavola 9.e - Piano d'area del Parco del Ticino).....	319
Figura 142: Ipotesi incidentale 1 della Raffineria - aree di danno.....	325
Figura 143: Ipotesi incidentale 2 della Raffineria - aree di danno.....	325
Figura 144: Ipotesi incidentale 3 della Raffineria - aree di danno.....	326
Figura 145: Ipotesi incidentale 4 della Raffineria - aree di danno.....	326
Figura 146: Ipotesi incidentale 5 della Raffineria - aree di danno.....	327
Figura 147: Ipotesi incidentale 6 della Raffineria - aree di danno.....	327

### APPENDICI

#### APPENDICE A

Piano di emergenza interno – Scenari incidentali e piani di emergenza specifici

#### APPENDICE B

Piano di monitoraggio e controllo



### 3.0 QUADRO PROGETTUALE

#### 3.1 Descrizione della Raffineria

Le attività di Raffineria comprendono una serie di fasi principali (fasi di processo) e alcune fasi di supporto.

La Raffineria ha una capacità massima produttiva tecnico bilanciata di 9.000.000 t/anno di grezzo (massima capacità produttiva).

Nel seguito si riporta una sintetica descrizione degli impianti di cui è composta la Raffineria, specificandone la funzione, dell'utilizzo di risorse, delle emissioni in atmosfera, in acqua e dei rifiuti prodotti. Sono infine descritte le migliori tecnologie disponibili adottate dalla Raffineria.

Per la descrizione di dettaglio degli impianti si rimanda invece alla documentazione di Progetto.

##### 3.1.1 Impianti relativi alle fasi di processo della Raffineria

###### Impianti di distillazione atmosferica (APS2 e APS3)

L'impianto di distillazione atmosferica consente la separazione, attraverso distillazione e strippaggio con vapore, dei componenti idrocarburi presenti nel grezzo, in frazioni di prodotti intermedi caratterizzati da specifici intervalli della temperatura di ebollizione. Le principali apparecchiature costituenti tali impianti sono: il treno di scambiatori di preriscaldamento, il forno a combustione, la torre di frazionamento e gli strippers laterali per i prodotti.

Le acque di processo effluenti dalla distillazione atmosferica contengono idrocarburi, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> e fenolo. Le emissioni in aria sono costituite dai fumi prodotti nella combustione del forno e dalle emissioni fuggitive di composti organici volatili. I rifiuti prodotti sono fanghi dovuti alla pulizia periodica dell'impianto.

A servizio dell'impianto di distillazione atmosferica APS3 vi è l'unità di dissalazione D3150. Tale unità rimuove sali, sedimenti e altre impurità presenti nel grezzo, prima dell'invio alla distillazione. L'acqua di scarico dal desalter contiene sali e sostanze organiche. I rifiuti solidi prodotti sono costituiti dai fanghi accumulati sul fondo del desalter stesso.

###### Impianto di distillazione sotto vuoto (VPS)

L'unità ha lo scopo di trattare il residuo atmosferico proveniente dagli impianti di distillazione atmosferica per produrre distillato leggero, distillato pesante e un residuo di vuoto. Le principali apparecchiature presenti sono: il treno di scambiatori di preriscaldamento, il forno a combustione, la torre di distillazione sotto vuoto e gli strippers laterali per i prodotti.

Le acque di processo effluenti dalla distillazione contengono idrocarburi, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> e fenolo (dai condensatori di testa). Le emissioni in aria sono costituite dai fumi prodotti nella combustione del forno e dalle emissioni fuggitive di COV. I rifiuti prodotti sono fanghi dovuti alla pulizia periodica dell'impianto.

###### Impianto di cracking catalitico a letto fluido (FCCU)

L'unità di cracking catalitico a letto fluido consente di trasformare le frazioni petrolifere mediamente pesanti, provenienti dalla distillazione atmosferica e da quella di vuoto, in frazioni più leggere utilizzando un catalizzatore solido.

Le principali apparecchiature presenti sono: il forno di preriscaldamento, il reattore a letto fluido in cui avviene la reazione di cracking e il rigeneratore in cui viene ripristinata l'attività del catalizzatore della reazione grazie alla combustione del coke su esso adsorbito.

Le emissioni in aria da quest'impianto sono costituite dai fumi di combustione del forno e dai fumi dal rigeneratore. Le emissioni in acqua sono rappresentate dall'acqua acida del condensatore inviata al SWS. Relativamente ai rifiuti, si hanno: polveri di catalizzatore intrappolate dall'elettrofiltro, catalizzatore esausto, morchie/coke dalla pulizia dell'unità.



### Impianti di reforming catalitico - semirigenerativo (PWFSR) e ciclico (PWFCY)

Gli impianti consentono l'aumento del numero di ottano della benzina grezza mediante reforming (modifica della struttura molecolare).

Il reforming è ottenuto facendo passare la benzina attraverso un catalizzatore al platino su supporto di alluminia in presenza di un gas di riciclo ricco di Idrogeno.

La differenza tra l'impianto di reforming semirigenerativo e quello ciclico è relativa al fatto che nel ciclico la rigenerazione del catalizzatore viene effettuata individualmente reattore per reattore evitando in tale modo di arrestare l'impianto medesimo; mentre nel semirigenerativo il catalizzatore dei tre reattori è rigenerato periodicamente e contemporaneamente, arrestando l'impianto (ogni 9 mesi circa).

### Impianto Benzene (BHC)

L'impianto Benzene consente di ridurre il contenuto di benzene nella componente pro Mogas (*Motor gasoline*) della benzina proveniente dagli impianti powerformer in modo da incontrare le specifiche richieste per legge.

### Impianto di polimerizzazione (POLY)

La polimerizzazione consente la conversione di olefine gassose a basso peso molecolare in idrocarburi leggeri a elevato numero di ottano; la carica è costituita dal LPG prodotto dall'unità di cracking catalitico e i prodotti sono pertanto rappresentati da benzine a elevato numero di ottano.

### Impianto di isomerizzazione (ISOM)

Il processo di isomerizzazione consente di modificare la struttura delle paraffine a basso peso molecolare (C5-C6) in isoparaffine, a più elevato numero di ottano (prodotti alto ottanici che non contengono benzene). La carica è rappresentata dalle nafte.

### Impianti desolforazione - petrolio (KHS), benzine (NHF1 e NHF2), gasolio (GHF e LSADO)

I semilavorati (keroseni, gasoli, benzine) sono sottoposti a trattamento di desolforazione, detta anche "Hydrofining".

L'Hydrofining è un processo di idrogenazione selettiva che consente la conversione e la successiva eliminazione dello Zolfo contenuto nella carica.

### Impianto desolforazione benzine da cracking catalitico (SCANFINER)

Lo scopo di tale impianto è quello di desolfurare le benzine da cracking catalitico. Tali benzine vengono preriscaldare e mescolate al gas di trattamento contenente l'idrogeno necessario alle reazioni. L'effluente gassoso dal reattore di desolforazione passa alla sezione di lavaggio dove incontra un flusso discendente di soluzione al 20% di monoetanolamina (MEA). La MEA in soluzione assorbe tutto l'Idrogeno Solforato presente nel gas che depurato esce dalla testa della torre.

### Impianto solventi

L'impianto consente di produrre solventi alifatici e solventi aromatici.

L'impianto è composto dalle seguenti tre sezioni: concentrazione della carica, dearomatizzazione e stabilizzazione, frazionamento.

### Impianto asfalti-bitumi

Tale impianto riceve il bitume dall'impianto VPS e ha il duplice scopo di mantenere la temperatura all'interno dei serbatoi di stoccaggio ad un valore ottimale per la movimentazione del prodotto e di consentire la spedizione dei diversi gradi di bitume stoccato nei serbatoi.



### Impianto di recupero Zolfo (SRU2)

L'impianto Recupero Zolfo ha lo scopo di trattare i flussi acidi che provengono dagli impianti MEA, SWS e TGPU (descritti nel seguito) producendo Zolfo elementare. I gas di coda dall'impianto Zolfo vengono trattati all'impianto TGPU e in seguito bruciati in un inceneritore termico e quindi emessi in atmosfera.

L'impianto di Recupero Zolfo è costituito pertanto da due unità tra loro parzialmente indipendenti: l'unità Recupero Zolfo propriamente detta e l'unità di Incenerimento del gas di coda.

### Impianto di recupero Zolfo (SRU1)

L'impianto Recupero Zolfo denominato SRU1 ha anch'esso lo scopo di trattare i flussi acidi producendo Zolfo elementare ed è analogo all'impianto SRU2. Ad oggi l'impianto SRU1 è in conservazione.

## 3.1.2 Impianti di supporto alle fasi di processo della Raffineria

### Impianto Tail Gas Clean Up (TGPU)

In questa unità si tratta il gas di coda, ormai povero di idrogeno solforato, proveniente dagli impianti zolfo, per convertire l' $H_2S$  residuo in zolfo.

### Impianto lavaggio gas (MEA)

Lo scopo dell'impianto è quello di rimuovere l' $H_2S$  dai flussi di gas (alta e bassa pressione) prodotti dagli impianti della Raffineria. L' $H_2S$  viene rimosso per evitare l'inquinamento atmosferico dovuto alla  $SO_2$  prodotta dalla combustione del gas di raffineria (fuel gas) nei forni.

La Monoetanolamina (MEA) è usata a questo scopo poiché miscelata con acqua forma una soluzione basica che assorbe l' $H_2S$ . (la soluzione MEA viene utilizzata in concentrazione pari al 20%).

Tutta la soluzione MEA esausta proveniente dai lavaggi di cui sopra viene raccolta presso l'impianto MEA e rigenerata.

### Impianto di cogenerazione (COGEN)

L'impianto di cogenerazione consente di produrre vapore ad alta pressione ed energia elettrica bruciando gas di raffineria (fuel gas) proveniente dall'impianto di cracking catalitico ed è costituito dai seguenti elementi:

- gruppo turbogas da 143 MWt e da 47 MWe, costituito da turbina a gas (GTG-2050) e relativi ausiliari con accoppiato un generatore di energia elettrica. Di questo gruppo turbogas fa parte anche un apposito sistema di alimentazione ausiliaria a kerosene per la turbina a gas (eventualmente, per le fasi transitorie di avviamento e fermata e / o per sopporre a mancanza e carenze di fuel gas);
- caldaia a recupero (SG-2050) di 56 MWt utili, per la produzione di vapore.

L'impianto è dotato di un sistema di abbattimento delle emissioni di  $NO_x$  mediante iniezione di vapore ad alta pressione nella camera di combustione e di sistema di monitoraggio in continuo a camino della concentrazione emessa di CO e  $NO_x$ .

### Produzione di energia elettrica

L'autoproduzione di energia elettrica è effettuata mediante i seguenti impianti:

- turbina a vapore STG-2001: tale turbina produce energia elettrica sfruttando il salto di pressione e temperatura del vapore dalla rete di raffineria ad alta pressione a quella a bassa pressione;
- impianto di cogenerazione;
- generatore EDG (Eurodiesel): tale impianto viene utilizzato solo in caso di emergenza.



### Centrali termiche (CTE)

- Gli impianti propriamente destinati alla produzione di vapore sono le centrali termiche o caldaie SG2001, SG2002 e SG2003. Esse necessitano di:
- combustibile: costituito da gas o in alternativa da kerosene;
- aria combustione: fornita dai blower;
- acqua demineralizzata: stoccata in un serbatoio della capacità di 278 m<sup>3</sup>.

### Produzione di vapore

La produzione di vapore per il fabbisogno della Raffineria è garantita dai seguenti impianti:

- impianto di produzione di acqua demineralizzata: la produzione del vapore può essere fatta solo mediante acqua priva di sali. A tale scopo sono presenti in Raffineria due impianti di demineralizzazione costituiti da reattori a scambio ionico. La rigenerazione (rimozione dei sali) dei reattori avviene con l'utilizzo di soda caustica o acido cloridrico. L'acqua demineralizzata prodotta viene immagazzinata in un serbatoio a letto fisso (TK-2600);
- circuito recupero della condensa: in talune utenze, quali i circuiti di riscaldamento, il vapore cede il suo calore e viene ridotto a forma di condensa. Il recupero di questa condensa rappresenta sia un risparmio energetico sia un risparmio in termini economici in quanto evita l'emungimento di acqua e l'utilizzo dell'impianto di demineralizzazione. Quindi la condensa prodotta viene recuperata ed immagazzinata in un serbatoio (TK-5): una volta eliminati gli eventuali idrocarburi presenti (mediante filtri disolea tori), la condensa viene rinviata al ciclo di produzione del vapore;
- degasatore: l'acqua demineralizzata, prima di essere inviata alle caldaie della CTE, viene privata dell'ossigeno presente disciolto in quanto corrosivo. L'acqua prelevata dal degasatore mediante pompe viene inviata alle caldaie ad alta e a media pressione per la produzione del vapore;
- caldaie per la produzione di vapore ad alta, media e bassa pressione: la produzione di vapore ad alta pressione avviene in caldaie convenzionali dotate di bruciatori in cui viene combusto gas di raffineria o kerosene (per esempio le caldaie della CTE) o a recupero di calore (caldaia SG-2050 dell'impianto di cogenerazione), mentre la produzione a media e bassa pressione avviene in piccole caldaie per il recupero del calore residuo del processo industriale.

Il vapore prodotto, in relazione alle sue condizioni operative viene immesso nella rete di pertinenza. Dalla rete viene poi utilizzato nelle singole utenze.

La maggior parte del fabbisogno di vapore è soddisfatto dalla CTE e dall'impianto di cogenerazione: normalmente sono in marcia quest'ultimo e a rotazione due delle tre caldaie della CTE.

### Aria compressa

Il sistema aria compressa può essere suddiviso in due parti:

- impianto di produzione aria (l'aria di Raffineria è ottenuta tramite l'uso di appositi compressori azionati da diverse fonti di alimentazione);
- impianto di essiccazione aria e distribuzione alle utenze (il fabbisogno di aria strumenti della Raffineria viene soddisfatto mediante l'ausilio di tre batterie di essiccatori che alimentano i vari blocchi/impianti di Raffineria).

### Impianto soda

L'impianto è costituito dalle seguenti sezioni:



- sezione di diluizione della soda e relativa distribuzione agli impianti di Raffineria che necessitano di lavaggio caustico dei prodotti petroliferi (come, ad esempio, l'impianto di isomerizzazione e l'impianto di cracking catalitico);
- sezione di ricezione e stoccaggio della soda esausta dagli impianti di cui al punto precedente. La soda esausta riutilizzabile viene distribuita agli impianti di lavaggio che richiedono soluzioni deboli (essenzialmente l'impianto di distillazione atmosferica); quella non riutilizzabile viene stoccata per il successivo smaltimento da parte di Ditta specializzata.

### Torce

La Raffineria dispone di un sistema di sicurezza atto a ricevere gli scarichi delle valvole di sicurezza e i drenaggi liquidi e gassosi generati durante le operazioni di avviamento e di fermata normale e di emergenza degli impianti.

Questo sistema è costituito essenzialmente da:

- una di rete che collega tutti gli scarichi (per lo più gassosi) delle valvole di sicurezza ed altri scarichi che vengono operati in emergenza ( per esempio depressurizzazione colonne, etc.. ) alle torce;
- un sistema, denominato Blow Down, per la raccolta di liquidi con una elevata tensione di vapore ( per esempio GPL) che non possono essere dirottati nei serbatoi atmosferici;
- tre torce denominate FL-2100, FL-1300 e torcia acida. Le prime due torce, identiche, sono costituite da un pallone di separazione degli effluenti gassosi da quelli liquidi (quelli liquidi vengono poi prelevati dal fondo del pallone ed inviati al serbatoio dello slop): i gas uscenti dalla parte alta del pallone sono inviati ad un secondo pallone di sigillo avente la funzione di evitare il ritorno di fiamma e, uscendo dalla parte alta del sigillo, sono inviati alla candela, dotata di bruciatori alimentati a gas di raffineria (per garantire la costante presenza di fiamma) e di un sistema di dissipazione con vapore (per ridurre l'effetto fumo della fiamma e contribuire a disperdere la medesima). La torcia acida, dedicata solo a raccogliere gli scarichi potenzialmente inquinati da H<sub>2</sub>S, è solo costituita da un pallone di sigillo e da una candela.

L'impianto torce assolve sostanzialmente alle seguenti funzioni :

- proteggere le apparecchiature degli impianti da sovra pressioni che possono essere causate da incendio, scarico attrezzatura bloccato, malfunzionamento dei servizi di Raffineria (aria strumenti, acqua di raffreddamento, elettricità, etc.);
- assicurare che durante la fase di emissione gli idrocarburi vengano inceneriti e dispersi in modo tale da non arrecare danno a persone o cose.

### Vapour Recovery Unit (VRU)

L'impianto ha la funzione di recuperare i vapori provenienti dalle baie di carico dei prodotti volatili, rimuovendo gli idrocarburi eventualmente presenti in fase vapore (mediante filtrazione dei vapori su letti di carboni attivi) e garantendo emissioni di idrocarburi entro i limiti di legge.

Il dimensionamento dell'impianto VRU è tale da garantire emissioni di benzene inferiori a 5 mg/Nm<sup>3</sup> e a 10 g/Nm<sup>3</sup> per gli altri idrocarburi.

### Impianto di trattamento delle acque

L'impianto è costituito da un sistema di trattamento delle acque oleose e dall'impianto "Lurgi".

#### **Sistema trattamento acque oleose**

Questo sistema raccoglie tutte le acque contenenti inquinanti o provenienti da zone che possono riversare olio nelle fogne.



Le acque oleose, prima di entrare nel vero e proprio separatore, incontrano un sistema chiamato *Disc-oil* e formato da un pacco di dischi rotanti che sfrutta la diversa tensione superficiale e permette di recuperare gran parte dell'olio contenuto nelle acque. L'olio recuperato è inviato direttamente allo stoccaggio slop (stoccaggio di prodotto che verrà rilavorato).

L'acqua, dopo lo schiumaggio da idrocarburi effettuato dal *Disc-oil*, passa al separatore API 3 dove avviene la separazione fisica finale tramite un sistema rotante (*fligth scraper*) che convoglia l'olio separato in superficie in una canaletta di raccolta e da qui nel bacino del separatore API 2. In caso di necessità (per esempio durante i forti temporali) è possibile inviare parte dell'acqua nel bacino delle acque piovane e da questo è poi possibile recuperare l'acqua tramite pompa e rimandarla al separatore API 3.

Nel separatore API 2, al centro di due vasche di raccolta, sono installate due pompe usate per inviare l'olio ai serbatoi dello slop. Nella seconda vasca del separatore API 2, tramite un sistema sifone/paratie, viene recuperata gran parte dell'acqua convogliata durante lo schiumaggio dei separatori e questa viene ricircolata in testa ai separatori stessi.

Il flusso d'acqua in uscita dal separatore API 3 è inviato al serbatoio di equalizzazione dell'impianto Lurgi.

### **Impianto Lurgi**

L'impianto ha lo scopo di trattare le acque in uscita dai separatori API contenenti sostanze disciolte ossidabili chimicamente, sostanze disciolte ossidabili biologicamente, sostanze sospese, olio emulsionato. La capacità di trattamento dell'impianto Lurgi è di circa 350 m<sup>3</sup>/h.

L'impianto si compone di tre sezioni:

- flocculazione e flottazione;
- trattamento biologico;
- trattamento fanghi.

Nella prima sezione viene attuato un trattamento chimico-fisico, in modo da eliminare la maggior parte delle sostanze sospese ed emulsionate e da ossidare le sostanze ossidabili chimicamente. Per ottenere ciò le acque oleose gravitano dal serbatoio di equalizzazione al bacino di flocculazione, in cui si effettua l'iniezione dei prodotti chimici di trattamento quali soda caustica, solfato ferroso, polielettrolita e coagulante.

Nella seconda sezione si ha il trattamento biologico propriamente detto. In un bacino, l'acqua, in presenza di fanghi attivi ricchi di batteri, subisce la reazione di ossidazione e di trasformazione. L'ossigeno necessario al completamento della reazione viene fatto assorbire all'acqua dall'aria circostante aumentando la superficie di contatto con degli agitatori che rimescolano il liquame. Le sostanze nutritive necessarie sono generalmente già contenute nelle acque da trattare ma all'occorrenza possono essere aggiunte (ad esempio acido ortofosforico, idrocarburi). I batteri di tipo aerobico quindi trasformano le sostanze ossidabili biologicamente in composti ossidati che precipitano immediatamente o che non sono dannosi per l'ambiente. La separazione dei fanghi attivi, sostanze ossidate, dall'acqua avviene per gravità nelle vasche di sedimentazione dove i fanghi non sedimentati vengono di nuovo recuperati e ricircolati in testa al trattamento biologico. Le acque trattate in uscita dall'impianto Lurgi sono scaricate nel naviglio Langosco o Sforzesco tramite lo scarico SF1.

L'ultima sezione di trattamento dei fanghi comprende l'ispessitore, che concentra i fanghi prima di essere lavorati mediante filtropressatura. I fanghi pressati sono smaltiti presso idoneo impianto.

### Impianto Sludge

Scopo dell'impianto è quello di separare dai fanghi provenienti da varie parti della raffineria (quali, ad esempio, il *crude desalter*, le apparecchiature di processo, la pulizia dei fondami di serbatoio) l'olio, che verrà recuperato a slop, e i residui, che verranno trattati mediante filtropressatura.



### Barriera sotterranea di captazione della falda

La Raffineria è dotata di una barriera sotterranea di captazione delle acque di falda avente lo scopo di prevenire la contaminazione accidentale della falda superficiale da parte di acque meteoriche recanti tracce di idrocarburi. L'opera consiste principalmente in una barriera sotterranea impermeabile lungo il lato est della Raffineria e intercettante la parte superficiale della falda (la barriera impermeabile è costituita da un diaframma verticale in cemento avente una profondità di circa 6 m da p.c., uno spessore di 60 cm ed una lunghezza di 1.600 m circa).

Nella parte superiore la barriera presenta delle fenestrate ciascuna dell'ampiezza di 80 cm x 5 cm e poste a distanza regolare di 2,5 m. Le fessure comunicano con una canaletta sotterranea che corre lungo la barriera fino alla stazione di pompaggio.

La canaletta si divide in due parti principali: la canaletta A (a nord) e la canaletta B (a sud).

L'acqua raccolta attraverso le due sezioni della barriera arrivano alla stazione di pompaggio e sono inviate ad un separatore di tipo lamellare dove l'acqua subisce un primo trattamento che consiste nel recuperare l'eventuale olio contenuto.

L'olio viene recuperato attraverso gli schiumatori, regolabili, di superficie ed inviato al separatore API della Raffineria attraverso un sistema di pompaggio. L'acqua depurata dall'olio fluisce quindi in un pozzetto di raccolta ed inviata tramite pompe all' impianto Lurgi.

Nella seguenti figure si riportano rispettivamente l'ubicazione e gli schemi costruttivi della barriera<sup>5</sup>.

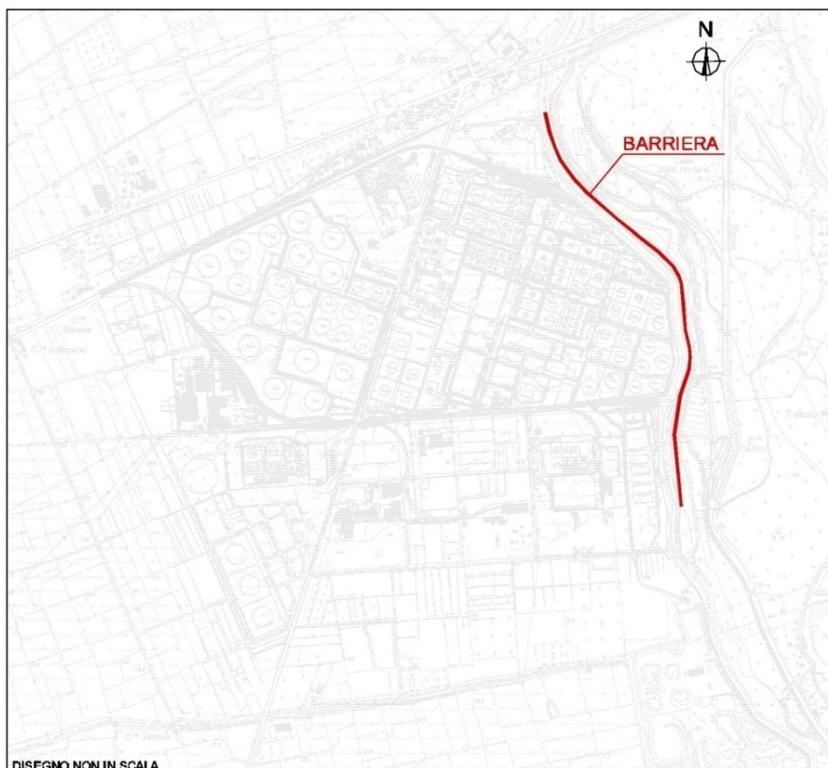


Figura 25: Ubicazione della barriera idraulica della Raffineria

<sup>5</sup> Fonte: Beta s.r.l. – Caratterizzazione della falda – Polo industriale S. Martino di Trecate - Elaborato B01/047/09 – Schemi costruttivi barriera

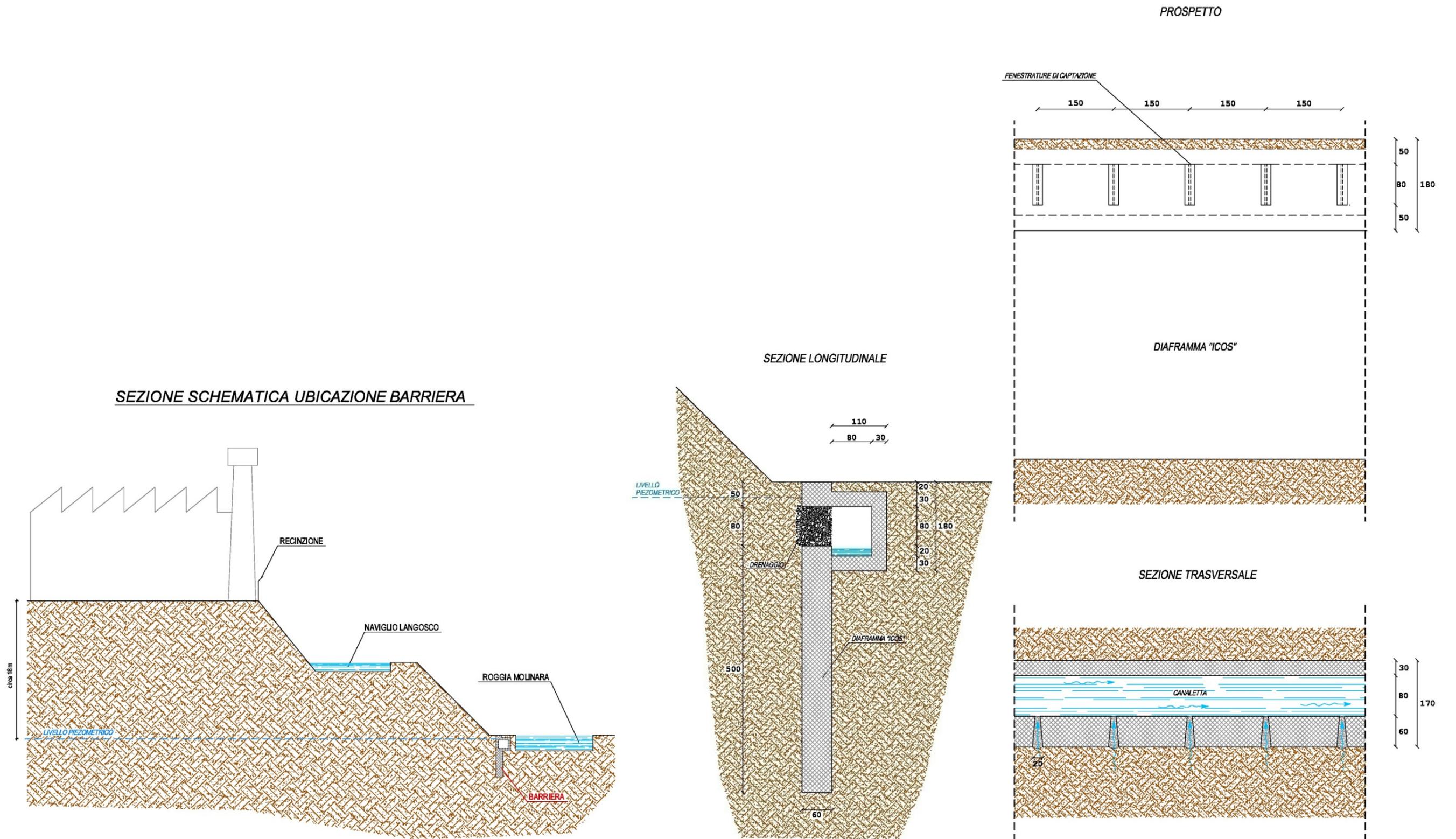


Figura 26: Schemi costruttivi della barriera idraulica della Raffineria



### Torri di raffreddamento

Il circuito dell'acqua di raffreddamento fa capo ai due impianti CT-2125 e CT-1400 / CT-12.

I sistemi di raffreddamento sono soggetti a sporco dovuto alla formazione di incrostazioni e depositi che possono essere di natura organica e/o inorganica. La metallurgia presente nei circuiti è soggetta inoltre all'azione aggressiva dell'acqua che determina passaggio di metallo in soluzione.

La conseguenza immediata di tali fattori è la progressiva diminuzione di efficienza di scambio termico delle attrezzature, mentre a lungo termine si ha una riduzione di vita delle apparecchiature stesse. Per tali motivi è necessario effettuare un adeguato condizionamento dell'acqua di raffreddamento ai fini di una ottimale utilizzazione dell'impianto. Tale trattamento condizionante è ottenuto mediante l'immissione di prodotti chimici atti a prevenire la precipitazione di sali incrostanti sulle attrezzature, la corrosione delle stesse, il *fouling* (contenuto di solidi sospesi nell'acqua). Tale condizionamento si effettua mediante il controllo del pH acque, l'immissione di uno specifico inibitore di precipitazione e l'immissione di un disperdente ad alta azione su fosfati, zinco e ferro.

### Impianto di trattamento delle acque acide (SWS)

L'impianto di *Sour Water Stripper* (SWS) rimuove, mediante strippaggio, l'idrogeno solforato e l'ammoniaca dalle acque acide provenienti dai seguenti impianti: APS2, APS3, VPS, FCCU, GHF, KHS, NHF1 e 2, SCANFiner, impianto MEA, LSADO, TGCU, torcia acida, sistema slop di raffineria (per il recupero dei prodotti fuori specifica e loro reinserimento in lavorazione).

L'impianto SWS è progettato per trattare 50 m<sup>3</sup>/h di carica ed è in grado di inviare ai separatori API acqua con massimo 20 ppm di H<sub>2</sub>S e 50 ppm di NH<sub>3</sub>.

Le acque acide provenienti dagli impianti vengono raccolte in un serbatoio in cui si separa l'acqua dagli idrocarburi liquidi: tali idrocarburi sono inviati in carica all'APS3 oppure allo slop.

Dopo lo strippaggio parte dell'acqua acida viene inviata come integrazione all'impianto LSADO ed al desalter dell'APS3. Essa può anche essere inviata al TGCU come acqua di integrazione e lavaggio. L'acqua acida non riutilizzata agli impianti va ai separatori API. Il gas acido separato dall'acqua è inviato all'impianto SRU.

### Rete Azoto

La Raffineria dispone di una rete di distribuzione Azoto per bonifiche e spiazzamenti di gas infiammabili o aria delle apparecchiature ove non è previsto l'uso di vapore (per evitare l'introduzione di acqua nelle apparecchiature stesse).

La distribuzione dell'Azoto avviene con due gradi di purezza: al 98% per l'utilizzo generico nelle bonifiche e al 99.9% per tutti gli altri utilizzi.

Per la distribuzione dell'Azoto esistono due sistemi: il sistema dell'Azoto liquido e il sistema dell'Azoto dell'impianto di produzione Azoto a membrane.

### Stoccaggio e movimentazione

- Stoccaggio del greggio: i serbatoi di stoccaggio sono situati nell'area ovest della Raffineria. La ricezione avviene in un serbatoio alla volta.
- OM&B (Oil Movement and Blending) GASOLI: l'impianto comprende i sistemi di stoccaggio e movimentazione dei prodotti semilavorati utilizzati per la formulazione dei gasoli, i sistemi di blending<sup>6</sup> e i sistemi di stoccaggio e di spedizione dei gasoli finiti.
- OM&B KEROSENE: la preparazione dei kero destinati alla spedizione avviene aggiungendo al kero semilavorato particolari additivi.

<sup>6</sup> Per blending si intende una serie di operazioni fisiche di trasferimento e miscelazione di vari semilavorati allo scopo di preparare il prodotto finito



- **STOCCAGGIO** del gas di petrolio liquefatto (LPG): gli stoccaggi di LPG sono costituiti da Propano (doppio sistema di stoccaggio pressurizzato e refrigerato), Butano (stoccaggio pressurizzato) e Miscela circa 30% Propano - 70% Butano (doppio sistema di stoccaggio pressurizzato e refrigerato).
- **IMPIANTO DI ODORIZZAZIONE LPG**: tale impianto è stato installato nell'area stoccaggio bitumi.
- **OM&B BENZINE**: l'impianto OM&B benzine comprende i sistemi di stoccaggio e movimentazione dei prodotti semilavorati utilizzati per la formulazione delle benzine, i sistemi di blending e i sistemi di stoccaggio e di spedizione delle benzine finite.
- **STOCCAGGIO OLIO COMBUSTIBILE**: l'olio combustibile prodotto dalla Raffineria viene stoccato in appositi serbatoi.
- **STOCCAGGIO BITUMI**: il bitume è mantenuto all'interno dei serbatoi di stoccaggio a un valore di temperatura ottimale per la movimentazione del prodotto.

### Spedizioni

La Raffineria è dotata di pensiline e di baie di carico per la spedizione di prodotti finiti mediante autobotti e ferrocisterna.

Tutte le postazioni di carico dei prodotti leggeri, sia dalle autobotti che dalle ferrocisterne, sono dotate di sistema di raccolta e recupero vapori (VRU).

Il carico avviene tramite bracci metallici.

### Oleodotti

Gli oleodotti di Raffineria consentono di trasferire gran parte della produzione ai depositi di Arluno (MI), Chivasso (TO), Savona e Vado Ligure (SV) per la successiva vendita, trasferire kerosene all'aeroporto di Malpensa (MI) o trasferire olio combustibile alla centrale termica di Turbigio (MI). Questi oleodotti percorrono distanze fino a 150 km e operano ad alta pressione.

Esiste anche un oleodotto di ricezione, proveniente dal deposito costiero di Quiliano (SV), atto a trasferire il greggio dal deposito alla Raffineria.

Nelle seguenti Tabella 3 e Figura 27 viene riportato in modo sintetico lo schema di esercizio del processo di raffinazione.

Nella Figura 28 si riporta invece la planimetria della Raffineria.



Tabella 3: Schematizzazione del ciclo di raffinazione

Sigla dell'impianto	Materie prime/semilavorati in carica all'impianto	Semilavorati/Prodotti finiti in uscita dall'impianto
APS2	GREGGIO	<p><u>Residuo di fondo colonna</u> inviato all'impianto APS3 ed all'impianto di distillazione sotto vuoto (VPS)</p> <p><u>2° Taglio laterale</u> (gasolio) inviato alla desolforazione (GHF)</p> <p><u>1° Taglio laterale</u> (Kero) stoccato come prodotto sour semilavorato</p> <p><u>distillato di testa</u> (benzina leggera-LVN) inviato agli impianti di desolforazione benzine NHF1 e NHF2</p> <p><u>gas di testa</u> inviato al forno F-101 come gas combustibile previa rimozione dell'H2S con MEA</p>
APS3	<p>GREGGIO purificato da unità di dissalazione</p> <p>Residuo di fondo colonna da APS2 fase idrocarburica liquida (wild nafta) da GHF</p>	<p><u>Residuo di fondo colonna</u> inviato all'impianto di distillazione sotto vuoto (VPS) (eccedenza inviata a stoccaggio come combustibile denso o fluido)</p> <p><u>5° Taglio laterale</u> inviato in carica all'impianto di cracking catalitico (FCCU) (eccedenza stoccata nel serbatoio di accumulo della carica FCCU)</p> <p><u>4° Taglio laterale</u> (gasolio pesante) inviato sia in carica all'impianto di desolforazione (GHF) sia a stoccaggio come prodotto sour semilavorato</p> <p><u>3° Taglio laterale</u> (gasolio leggero) inviato alla desolforazione (GHF o KHS) (eccedenza stoccata come prodotto sour semilavorato insieme al 4° taglio)</p> <p><u>2° Taglio laterale</u> (kero) inviato all'impianto di desolforazione del petrolio (KHS) (eccedenza stoccata come prodotto sour semilavorato)</p> <p><u>1° Taglio laterale</u> (benzina pesante-HVN) inviata:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) con il 2° taglio laterale alla desolforazione (KHS),</li><li>b) con il 2° taglio come prodotto sour semilavorato,</li><li>c) con la benzina di testa all'impianto di desolforazione NHF1.</li></ul> <p><u>distillato di testa</u> (benzina leggera-LVN) inviato, dopo recupero degli LPG, agli impianti di desolforazione NHF1, NHF2</p> <p><u>gas di testa</u> inviato al forno F-3101 come gas combustibile</p>



Sigla dell'impianto	Materie prime/semilavorati in carica all'impianto	Semilavorati/Prodotti finiti in uscita dall'impianto
VPS	Residuo di fondo colonna da APS2 Residuo di fondo colonna da APS3 Residuo di fondo colonna da stoccaggio	<u>residuo di fondo colonna</u> inviato all'impianto FCCU o all'impianto ASFALTI/BITUMI ed in parte allo stoccaggio dopo essere stato raffreddato <u>distillato pesante</u> (HVGO) inviato in carica al cracking o all'impianto ASFALTI/BITUMI ed in parte stoccato <u>distillato leggero</u> (LVGO) inviato in carica al cracking o all'impianto ASFALTI/BITUMI ed in parte stoccato con l'HVGO o separatamente <u>vapori di testa</u> vengono condensati e riciclati sul fondo colonna insieme al vapore di stripping (gli incondensabili vengono aspirati e bruciati nel forno F660)
FCCU	Residuo di fondo colonna APS3 e da stoccaggio 5° Taglio laterale da APS3 e da stoccaggio LVGO + HVGO (miscela) (VPS) residuo di fondo colonna (VPS) integrato nella carica di distillati	<u>Fuel gas</u> <u>LPG(GPL)</u> <u>benzina ad alto ottano</u> <u>distillati (HCO ed LCO) inviati all'impianto GHF</u> <u>olio combustibile</u> <u>coke</u> bruciato internamente per produrre il calore necessario al cracking
PWFSR	taglio laterale (IVN) da NHF-1 prodotto di fondo da NHF-2	<u>Benzina powerformata</u> (PWFSR) inviata all'impianto ISOM o a stoccaggio
PWFCY	prodotto di fondo da NHF-1 prodotto intermedio da NHF-1 prodotto di fondo da NHF-2	<u>Benzina powerformata</u> (PWFCY) inviata all'impianto ISOM o a stoccaggio prodotto intermedio-xileni (PWFCY) inviata all'impianto SOLVENTI prodotto di fondo (PWFCY)
POLY	LPG prodotto da FCCU previo pretrattamento MEA e MEROX	<u>benzina ad alto numero di ottano</u> idrocarburi saturi separati e stoccati come <u>propano</u> , <u>butano</u> e/o <u>miscela LPG</u>
ISOM	benzine leggere (PWFs o BHC) prodotto di testa da NHF-1 prodotto di testa da NHF-2	<u>taglio di testa</u> inviato a lavaggio caustico e poi recupero LPG <u>taglio di fondo nafta "isomerizzata"</u> inviata a stoccaggio



Sigla dell'impianto	Materie prime/semilavorati in carica all'impianto	Semilavorati/Prodotti finiti in uscita dall'impianto
KHS	1° Taglio laterale (benzina pesante-HVN) da APS3 2° Taglio laterale (kero) da APS3 LCO da FCCU 3° Taglio laterale (gasolio leggero) da APS3	<u>Distillato di testa (fase gassosa)</u> inviato al lavaggio gas con MEA <u>Gasolio leggero</u> o <u>Kerosene</u> inviati a stoccaggio <u>Fase idrocarburica</u> viene in parte riciclata in colonna ed in parte inviata a slop <u>Fase acquosa</u> inviata a SWS
NHF1	distillato di testa (benzina leggera-LVN) da APS2 distillato di testa (benzina leggera-LVN) da APS3 1° Taglio laterale (benzina pesante-HVN) da APS3 ICN (Intermediate Cat Nafta) da FCCU	<u>Distillato di testa (fase gassosa)</u> inviata a GHF e a LSADO oppure alla rete gas <u>prodotto di testa</u> inviato all'impianto ISOM o a SOLVENTI <u>prodotto intermedio</u> inviato in carica ai PWFs <u>prodotto di fondo</u> inviato al Powerformer ciclico e/o parzialmente ai serbatoi dei solventi
NHF2(*)	<i>Come NHF1</i>	<i>Come NHF1</i>
GHF	2° Taglio laterale da APS2 4° Taglio laterale, da APS3 3° Taglio laterale da APS3 LCO da FCCU HCO da FCCU Distillato di testa (fase gassosa) da NHF-1 e NHF-2 Gasolio sour da stoccaggio (sia a normale che a basso contenuto di Zolfo)	<u>distillato di testa (fase gassosa)</u> inviato al MEA <u>gas non condensato</u> inviato al MEA <u>fase idrocarburica</u> liquida (wild nafta) inviata all'APS-3. <u>fase acquosa</u> inviata a SWS prodotto di fondo ( <u>gasolio</u> ) con basso contenuto di zolfo inviato a stoccaggio
LSADO	cariche miste di gasolio provenienti dagli impianti APS3, APS2, FCCU e dallo stoccaggio del gasolio sour semilavorato Distillato di testa (fase gassosa) da NHF-1 e NHF-2	<u>distillato di testa (fase gassosa)</u> inviato al MEA <u>fase idrocarburica</u> liquida (wild nafta) inviata all'APS-3. <u>fase acquosa</u> inviata a SWS prodotto di fondo <u>gasolio per autotrazione</u> con contenuto di Zolfo pari a 0,05% inviato a stoccaggio
SCANFINER	prodotto di testa da NHF1 prodotto di testa da NHF2	Benzine desolforate <u>distillato di testa (fase gassosa)</u> inviato a MEA



Sigla dell'impianto	Materie prime/semilavorati in carica all'impianto	Semilavorati/Prodotti finiti in uscita dall'impianto
SOLVENTI	prodotto intermedio-xileni da PWFCY prodotto di testa da NHF-1 e NHF-2	ALIFATICI: <u>Esano, Cicloesano (NAPPAR6), Isoesano, Eptano, Acqua ragia dearomatizzata (D-40), D 60, D 80, Isopar L.</u> AROMATICI: <u>Solvesso 100, Solvesso 150, Solvesso 200, Xilolo e Acqua ragia non dearomatizzata (VAR SOL 40)</u>
ASFALTI-BITUMI	distillato pesante (HVGO) da VPS distillato pesante (LVGO) da VPS residuo di fondo da VPS	<u>Asfalti/Bitumi</u>
SRU1 (**)	<i>Attualmente fuori servizio</i>	<i>Attualmente fuori servizio</i>
SRU2	gas acido proveniente da MEA, SWS	<u>Zolfo elementare</u> (zolfo liquido) raccolto "per caduta" in una vasca interrata in cemento armato con rivestimento anticorrosivo e dotata di un serpentino di riscaldamento di un sistema di degasaggio dello Zolfo liquido per l'eliminazione dell'Idrogeno Solforato in esso disciolto, di un eiettore di convogliamento di quest'ultimo al forno di incenerimento finale, di una pompa di travaso dello Zolfo liquido  <u>gas di coda</u> (Tail Gas) inviato all'impianto TGCU
TGCU	gas di coda (Tail Gas) da SRU1 gas di coda (Tail Gas) da SRU2	<u>Zolfo elementare</u> gas di coda (Tail Gas) va ad inceneritore
MEA	GPL da FCCU distillati di testa da KHS, GHF, LSADO, SCANFiner	GPL(MEA) Gas acido inviato a SRU1 e SRU2
BHC	Benzina powerformata da PWFSR Benzina powerformata da PWFCY	" <u>Powerformata totale</u> " stoccata come componente pro Mogas o inviati in carica all'impianto di Isomerizzazione  <u>Benzene</u> in concentrazione di circa il 50% stoccata
SWS	Acque acide APS2, APS3, VPS, FCCU, KHS, GHF, MEA, LSADO, TGCU  Contenitore di sigillo idraulico della torcia per l'H2S  Slop	Gas acido inviato a SRU1 e SRU2  Acqua da trattare al biologico

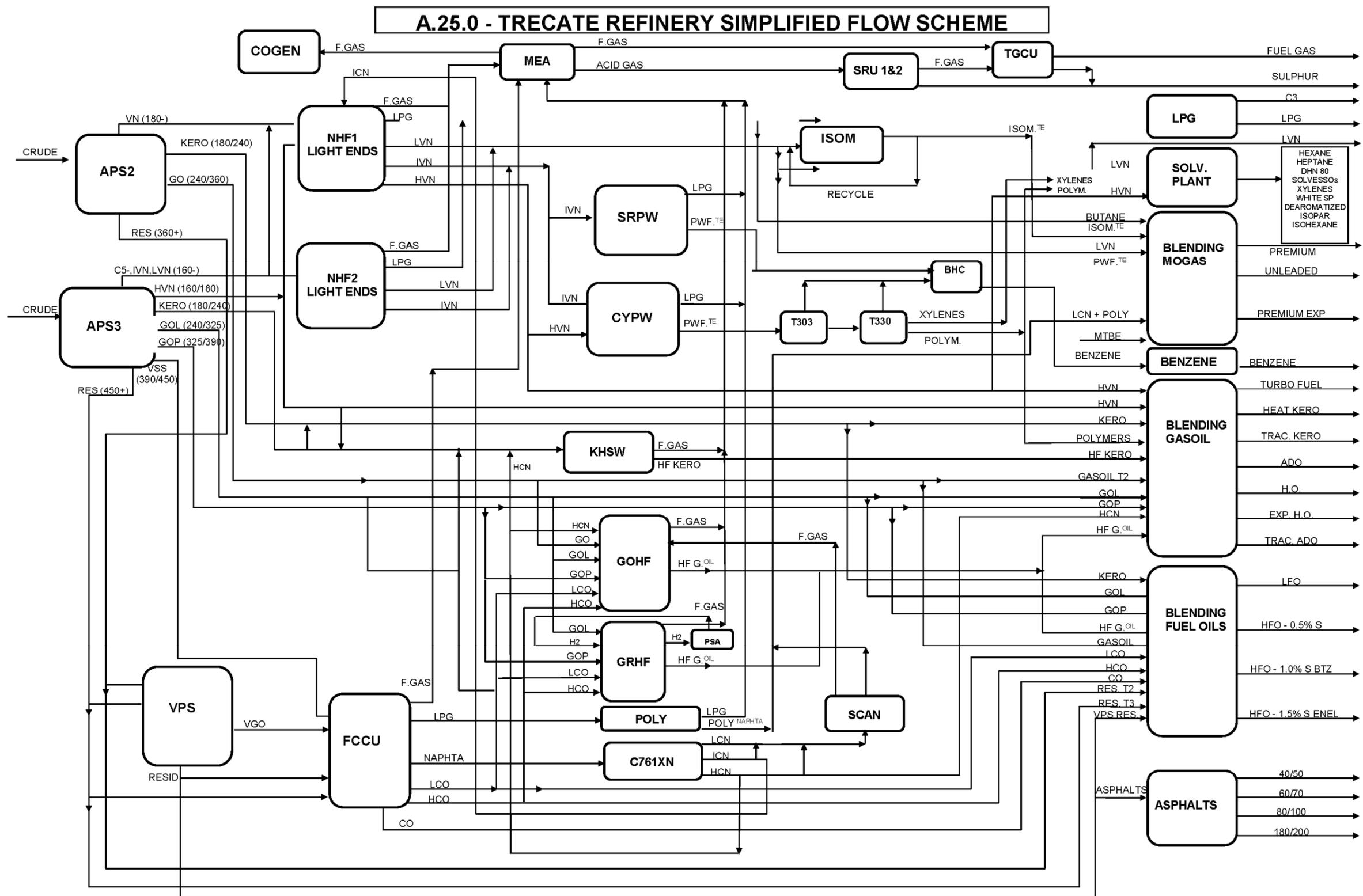


Figura 27: Schema a blocchi del ciclo di raffinazione

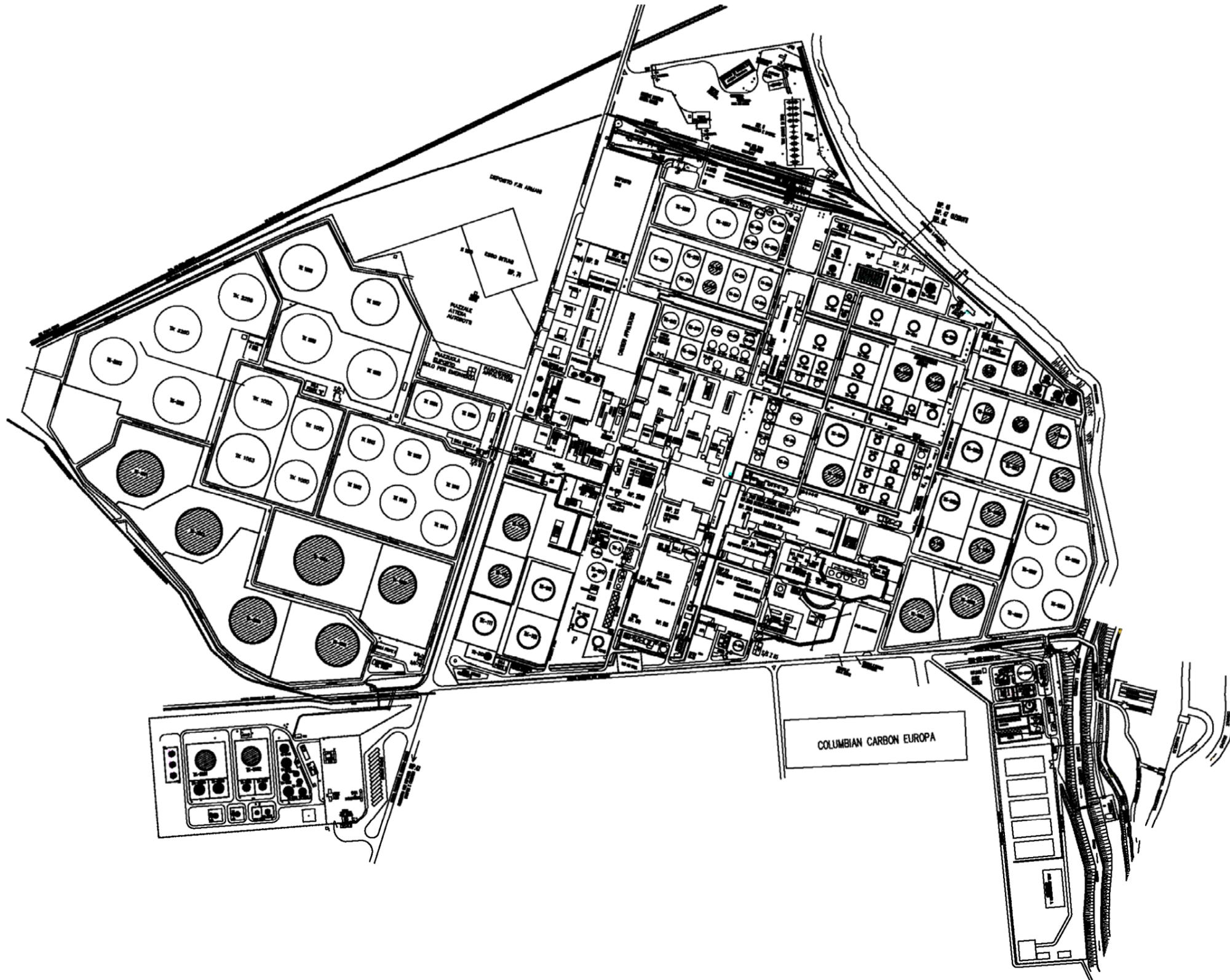


Figura 28: Planimetria della Raffineria



### 3.1.3 Utilizzo di risorse

La Raffineria, nelle diverse fasi di processo, utilizza risorse idriche, materie prime e ausiliarie, combustibili, energia elettrica e termica.

Nella seguente tabella sono riportate le risorse necessarie al funzionamento delle diverse attività di Raffineria, distinguendone la tipologia per ogni impianto/fase descritti al precedente paragrafo.

**Tabella 4: Risorse utilizzate in Raffineria**

Fase	Consumo								Unità di combustione	
	Chimici	Catalizzatori	EE	Vapore	Aria	Acqua raffredd.	Azoto	Acqua reintegro	Sigla	Combustibile
APS2	Soda caustica.		x	x	x	x	x		F101	fuel gas.
APS3	Soda caustica, Disemulsionante, Filmanti, Neutralizzante.		x	x	x	x	x	x	F3101	fuel gas, fuel oil
VPS	Per prevenire fenomeni di corrosione del sistema di testa della colonna, viene iniettata nella carica una soluzione di Idrossido di ammonio (NH4OH).		x	x	x	x	x		F660	fuel gas
FCCU	Fosfato bisodico, Fosfato trisodico, MEROX2, Antiossidante benzine, Metal passivator, Inibitore di corrosione, Prodotto per migliorare la combustione, Flocculante CBF, Soda caustica.	Catalizzatore per cracking.	x	x	x	x	x	x	F701 (riscaldamento carica FCCU)	fuel gas <sup>b</sup>
PWF-SR	Percloroetilene per rigenerazione catalizzatore (1 volta anno), Trielina per attivazione catalizzatore durante la reazione, Idrogeno per rigenerazione.	Catalizzatore (al platino e renio su supporto di alluminia).	x	x	x	x	x	x	F301-2-3	fuel gas
PWF-CY	Percloroetilene per rigenerazione catalizzatore (35 volte anno), Trielina per attivazione catalizzatore durante la reazione, Idrogeno per rigenerazione.	Catalizzatore (al platino e renio su supporto di alluminia).	x	x	x	x	x	x	F304-5-6 + F307 rigen PWFCY	fuel gas
POLY	La carica viene pretrattata con MEA e MEROX. L'impianto MEROX usa soda caustica in soluzione acquosa e catalizzatore MEROX.	Catalizzatore costituito da acido fosforico adsorbito su silice naturale ed estruso in forma di cilindretti.	x	x	x	x	x	x		
ISOM	Percloroetilene per promuovere attività catalizzatore durante reazione (iniezione continua). Soda caustica.	Catalizzatore (ad allumina clorurata contenente platino).	x	x	x	x	x		Sfrutta parte del F101 del APS2	
KHS	DMDS (Dimetil-disolfuro) serve per l'attivazione del catalizzatore (è presente solo durante i periodi di attivazione dei catalizzatori Hydrofiner, solfatazione).	Catalizzatore (contiene Ossido di Cobalto e Molibdeno dispersi in allumina).	x	x	x	x	x	x	Sfrutta parte del F3101 del APS3	
NHF1	DMDS (Dimetil-disolfuro) serve per l'attivazione del catalizzatore (è presente solo durante i periodi di attivazione dei catalizzatori Hydrofiner, solfatazione). Soda caustica per il lavaggio del LPG.	Catalizzatore (contiene Ossidi di Nichel e Molibdeno dispersi in allumina).	x	x	x	x	x	x		
NHF2	DMDS (Dimetil-disolfuro) serve per l'attivazione del catalizzatore (è presente solo durante i periodi di attivazione dei catalizzatori Hydrofiner, solfatazione). Soda caustica per il lavaggio del LPG.	Catalizzatore (contiene Ossidi di Nichel e Molibdeno dispersi in allumina).	x	x	x	x	x	x	F3201	fuel gas



GHF	DMDS (Dimetil-disolfuro) serve per l'attivazione del catalizzatore (è presente solo durante i periodi di attivazione dei catalizzatori Hydrofiner, solfatazione).	Catalizzatore (contiene Ossido di Cobalto e Molibdeno dispersi in allumina).	x	x	x	x	x	x	F901	fuel gas
LSADO	DMDS (Dimetil-disolfuro) serve per l'attivazione del catalizzatore (è presente solo durante i periodi di attivazione dei catalizzatori Hydrofiner, solfatazione).	Catalizzatore (contiene Ossido di Cobalto e Molibdeno dispersi in allumina).	x	x	x		x	x	F5501	fuel gas
SCANFINER	È presente una sezione di lavaggio con MEA. La MEA esausta è poi inviata a rigenerazione presso l'impianto MEA.	Catalizzatore a base di solfuri di Nichel e Molibdeno.	x	x	x	x	x	x	F7001	fuel gas
SOLVENTI		Catalizzatore al Nichel.	x	x	x	x	x			
C3/4 SPLITTER del NHF2			x	x	x	x	x			
ASFALTI-BITUMI			x		x	x			F801	fuel gas
SRU2	Urea	Catalizzatore per la reazione Claus	x	x	x	x	x		Inceneritore F3802	fuel gas
TGCU	Flexsorf, Antischiuma, Nalco.	Catalizzatore (Co-Mo).	x	x	x	x	x	x	Il gas di coda è inviato agli inceneritori di	fuel gas
MEA	Monoetanolamina (MEA) Antischiuma MEA.		x	x	x	x	x	x		
BHC			x	x	x	x	x			
PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	Nalco.		x	x	x	x	x		GTG2050	fuel gas, kero
PRODUZIONE VAPORE	Acido cloridrico 33%, acido solforico, soda caustica 100%, fosfato trisodico, fosfato bisodico. Sabbia silicea, Resine idrecofiltra, Allumina attivata, Inerte per reattori.		x	x	x	x			SG2001 SG2002 SG2003	fuel gas, kero
ARIA COMPRESSA			x	x	x	x				
SODA			x	x			x	x		
TORCE			x	x	x				F-1301 F-2101A F-2101B	fuel gas a piloti
TRATT. ACQUE	Acido fosforico, Solfato ferroso, Soda caustica, Nymco, Policloruro di alluminio, Nalco.		x	x	x					
SWS	Inibitore di corrosione.		x	x	x	x				
AZOTO			x	x						
ADDITIVAZIONE	Denaturanti e coloranti.		x	x						
SERVIZI GENERALI			x	x	x	x				
SPEDIZIONI	Chimici (vari additivi per i prodotti finiti).		x	x	x	x	x			
STOCCAGGIO			x	x	x	x	x			
RAFFREDDAMENTO	CT-2100: inibitore corrosione (Nalco 1369), disperdente (Nalco 7352), inibitore di precipitazione di sali, Ipoclorito (biocida), sostanza basica, Acido solforico (per riportare il pH a 7,5). CT-1400: Acido Solforico, Ipoclorito di Sodio, Nalco.		x	x	x	x	x	X (è acqua di processo)		

Nel seguito vengono descritte le risorse utilizzate in Raffineria.

### 3.1.3.1 Risorsa idrica

Le fonti di approvvigionamento idrico per la Raffineria sono i seguenti:

- 6 pozzi (denominati P1, P2bis, P11, P12, P13 e P14). Sarpom è autorizzata a un prelievo di acqua sotterranea fino a 4.500.000 m<sup>3</sup>/anno. Sarpom ha realizzato due nuovi pozzi in prossimità e in sostituzione dei pozzi P11 e P13 ma ad oggi tali pozzi non sono stati ancora messi in funzione;



- corso d'acqua artificiale (naviglio Langosco);
- acquedotto comunale;
- acqua proveniente dalla barriera idraulica.

L'acqua, ad eccezione di quella prelevata dall'acquedotto, viene utilizzata negli impianti della Raffineria secondo le seguenti percentuali indicative:

- |                                        |        |
|----------------------------------------|--------|
| ■ torre di raffreddamento CT-1400      | 34,5%; |
| ■ torre di raffreddamento CT-2125      | 36,5%; |
| ■ impianto di demineralizzazione acqua | 26,0%; |
| ■ acqua anti incendio                  | 1,5%;  |
| ■ acqua a <i>desalter</i>              | 1,0%;  |
| ■ sigillo palloni delle torce          | 0,5%.  |

L'acqua prelevata dall'acquedotto viene utilizzata per i servizi igienici e la mensa.

L'acqua emunta dalla barriera idraulica, se non contaminata, viene utilizzata in vece degli altri prelievi da pozzo e da derivazione superficiale.

Nella seguente figura si riporta la planimetria della Raffineria con l'ubicazione dei punti di approvvigionamento idrico.

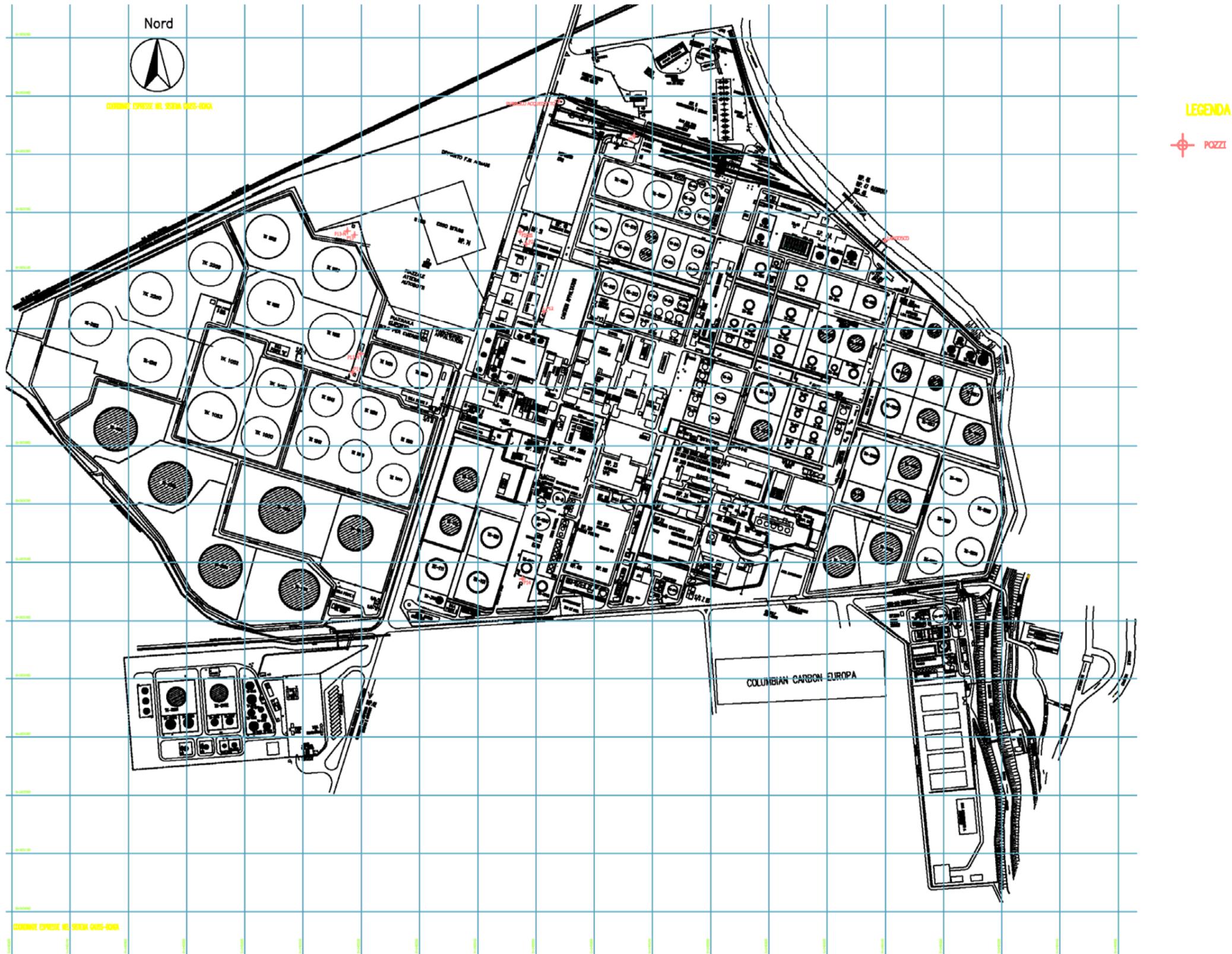


Figura 29: Planimetria con ubicazione dei punti di approvvigionamento idrico



Nella Tabella 5 sono riportati i consumi idrici contabilizzati negli ultimi tre anni.

**Tabella 5: Consumi idrici della Raffineria negli anni 2009-2011**

Fonte di approvvigionamento	Consumo		
	Annuo		
	[m <sup>3</sup> ]		
	2009	2010	2011
Pozzi	2.966.280	2.863.415	2.480.600
Naviglio Langosco	2.314.183	2.298.210	2.699.190
Acquedotto comunale	175.010	140.863	134.910
Barriera idraulica	353.088	374.020	535.840
<b>TOTALE</b>	<b>5.808.561</b>	<b>5.676.508</b>	<b>5.850.540</b>

I consumi idrici per tonnellata di materia prima lavorata negli anni 2009, 2010 e 2011 sono stati sostanzialmente comparabili e pari a 0,8 m<sup>3</sup>/t (nel 2009) e a 0,9 m<sup>3</sup>/t (nel 2010 e nel 2011); tali quantitativi rappresentano rispettivamente circa il 73% e l'82% dei consumi idrici alla massima capacità produttiva (pari a circa 1,1 m<sup>3</sup>/t).

### 3.1.3.2 Materie prime e ausiliarie

Le seguenti tabelle riportano la descrizione e i quantitativi delle materie prime, dei semilavorati e delle materie ausiliarie utilizzate annualmente nei diversi impianti di Raffineria alla massima capacità produttiva.

**Tabella 6: Consumo annuo materie prime/semilavorati della Raffineria alla massima capacità produttiva**

Descrizione	Tipologia	Impianto di utilizzo	Stato fisico	Consumo annuo [t]
Greggio, slop	M. P. grezza M. P. sec.	APS2	Liquido	2.033.336 (1)
Greggio, slop, distillato di vuoto	M. P. grezza M. P. sec.	APS3	Liquido	6.966.662 (1)
Residuo atm. da APS2 e APS3, olio combustibile semilavorato	Semilav.	VPS	Semisolido a temp amb.	1.914.060
Residuo di vuoto, cat feed, distillato di vuoto, olio combustibile semilavorato, residuo atm.	Semilav.	FCCU	Semisolido a temp amb.	2.024.786
Nafta intermedia	Semilav.	PWF-SR	Liquido	857.753
Nafta intermedia e nafta pesante	Semilav.	PWF-CY	Liquido	510.997
GPL da FCCU	Semilav.	POLY	Gassoso	342.819
Nafta leggera, gas trattam. da PWFS, testa debenzenizzazione, nafta leggera da solv.	Semilav.	ISOM	Liquido	500.056 (2)



Gasolio da APS3, nafta primaria da APS3, petrolio primario da APS3, gas trattam. da NHF2, gasolio ciclico leggero, benzina pesante da FCCU, petrolio da APS2	Semilav.	KHS	Liquido	981.120 (2)
Benzina primaria, nafta primaria da APS3, gas di trattam. da PWFS, benzina media da FCCU, nafta leggera	Semilav	NHF1	Liquido	1.226.356 (2)
	Semilav	NHF2	Liquido	1.244.638 (2)
Gasolio da APS2, gasolio da APS3, gasolio ciclico leggero e pesante, gas trattam. da NHF/ISOM e da KHS, gasolio pesante, gasolio da stock, benzina pesante da FCCU, petrolio primari da APS3, gasolio ciclico leggero da stock, petrolio da APS2	Semilav	GHF	Liquido	1.376.047 (2)
Gasolio da APS3, gasolio ciclico leggero e pesante, gas di trattam. da NHF/ISOM, gas trattam. da KHS, gasolio pesante, gasolio da stock, gasolio ciclico leggero da stock, benzina pesante da FCCU, gasolio da APS2	Semilav	LSADO	Liquido	1.095.000 (2)
Benzina catalitica da FCCU	Semilav	SCANFINER	Liquido	525.600 (2)
Benzina da POLY, exxsol D80 semilavorato, cicloesano grezzo idrog., fondo isomerizzazione, nafta intermedia, nafta pesante, polimeri, polimeri leggeri, taglio laterale isom	Semilav	SOLVENTI	Liquido	147.000 (3)
Bitume da VPS	Semilav	ASFALTI-BITUMI	Semi solido	1.007.400
Gas acido da MEA, TGCU	Semilav	SRU1	Gassoso	14.340 (4)
Gas da MEA, TGCU, SWS	Semilav	SRU2	Gassoso	26.648 (4)
Benzina da: PWFCY, PWFSR, stock	Semilav	BHC	Liquido	1.031.490

(1) I due impianti di distillazione primaria (APS2 e APS3) hanno complessivamente una capacità produttiva tecnico bilanciata di 9.000.000 t/anno di grezzo

(2) Consumo annuo espresso come carica liquida fresca (escluso gas di trattamento e riciclo)

(3) Consumo annuo espresso come massima produzione solventi

(4) Consumo annuo espresso come produzione di zolfo. La capacità complessiva di recupero zolfo (SRU1 + SRU2) è pari a 112 t/giorno di zolfo liquido

**Tabella 7: Consumo annuo materie ausiliarie della Raffineria alla massima capacità produttiva**

Descrizione	Tipologia	impianto di utilizzo	Stato fisico	Consumo annuo
FOSFATO BISODICO	Chimici	FCCU	solido pellets	360 kg
FOSFATO TRISODICO	Chimici	FCCU	solido pellets	900 kg
ANTIOSSIDANTE BENZINE	Chimici	FCCU	liquido	36.300 kg
METAL PASSIVATOR	Chimici	FCCU	liquido	24.000 kg
INIBITORE DI CORROSIONE FCCU	Chimici	FCCU	liquido	4.000 kg
COMBUSTION PROMOTER	Chimici	FCCU	solido pellets	150 kg
FLOCCULANTE CBF	Chimici	FCCU	liquido	9.534 kg
ANTISCHIUMA	Chimici	MEA/TGCU	liquido	700 kg
MEROX 2	Chimici	POLY	liquido	200 kg



Descrizione	Tipologia	impianto di utilizzo	Stato fisico	Consumo annuo
INIBITORE DI CORROSIONE SWS	Chimici	SWS	liquido	1.500 kg
NALCO FLEXSORB	Chimici	TGCU	liquido	7.700 kg
CAT. E-CAT FCCU	Catalizzatori	FCCU	solido polvere	730.000 kg
CAT. FRESCO FCCU	Catalizzatori	FCCU	solido polvere	2.044.000 kg
IDROSSIDO DI SODIO (=soda)	Chimici	SODA	liquido	450.000 kg
MONOETANOLAMMINA (MEA)	Chimici	MEA	liquido	80.000 kg
UREA	Chimici	SRU2	solido	400 kg
Catalizzatore	Catalizzatori	SRU2	solido	3.900 kg
Catalizzatore	Catalizzatori	TGCU	solido	950 kg
Disemulsionante (EC2134A+EC2425B)	Chimici	APS3	liquido	30.565 kg
Filmanti (EC1021)	Chimici	APS3	liquido	8.180 kg
Neutralizzante 1 (EC1196)	Chimici	APS3	liquido	4.486 kg
Neutralizzante 2 (EC1005)	Chimici	APS3	liquido	12.454 kg
Soda	Chimici	APS3 (neutralizzazione grezzo), NHF2 (lavaggio LPG)	liquido	11.516 kg
Inibitore corrosione (Nalco7359)	Chimici	Torri raffreddamento	liquido	35.000 kg
Disperdente (Nalco73202)	Chimici	Torri raffreddamento	liquido	35.000 kg
Ipoclorito (Biocida)	Chimici	Torri raffreddamento	liquido	300.000 kg
Acido solforico (Reg. pH)	Chimici	Torri raffreddamento	liquido	400.000 kg
Idrossido d'ammonio	Chimici	VPS	liquido	2.800 kg
Catalizzatore	Catalizzatori	KHS	solido	8.958 kg
Catalizzatore	Catalizzatori	LSADO	solido	225.133 kg
Catalizzatore	Catalizzatori	NHF2	solido	6.231 kg
Catalizzatore	Catalizzatori	SOLVENTI	solido	10.500 kg
Azoto liquido	Chimici	Azoto liquido (produzione e distribuzione a Raffineria azoto 98% e stoccaggio e distribuzione alla Raffineria di azoto 99,99%)	Liquido gassoso	5.264.570 kg
DMDS Evolution	Chimici	DMDS Evolution per solfatazione durante rigenerazione catalizzatori PWFs	liquido	463 kg
Idrogeno	Chimici	Idrogeno per rigenerazione reattori PWFs	gassoso	34.979 m <sup>3</sup>
Idrossido di ammonio	Chimici	Idrossido di ammonio per trattamento grezzo in carica a APS2	liquido	10.140 kg
Nalco EC-1021A	Chimici	Nalco EC-1021A per trattamento anticorrosivo sistema di testa APS3	liquido	6.269 kg
Percloroetilene	Chimici	Percloroetilene in ATB per clorinazione <i>on stream</i> reattore impianto ISOM	liquido	94.258 kg
Percloroetilene	Chimici	Percloroetilene in fusti per rigenerazione	liquido	2.271 kg



Descrizione	Tipologia	impianto di utilizzo	Stato fisico	Consumo annuo
		catalizzatore impianti PWFs		
Soda anidra (miscela soda spenta + soda fresca)	Chimici	Soda anidra (miscela soda spenta + soda fresca) per trattamento grezzo in carica a APS2	liquido	165.898 kg
Trielina	Chimici	Trielina in fustini per clorinazione <i>on stream</i> catalizzatori PWFs	liquido	1.980 kg
IDROSSIDO DI SODIO (=soda)	Chimici	ISOM	liquido	114.870 kg
Catalizzatore	Catalizzatori	GHF	solido	190.747 kg
Catalizzatore	Catalizzatori	ISOM	solido	14.629 kg
Catalizzatore	Catalizzatori	NHF1	solido	4.935 kg
Catalizzatore	Catalizzatori	PWCY	solido	13.079 kg
Catalizzatore	Catalizzatori	PWSR	solido	20.060 kg
DMDS Evolution	Chimici	DMDS Evolution per solfatazione catalizzatore KHS	liquido	2.514 kg
DMDS Evolution	Chimici	DMDS Evolution per solfatazione catalizzatore GHF	liquido	35.447 kg
Acido Cloridrico 33%	Chimici	Produzione vapore	liquido	2.000.000 kg
Acido fosforico	Chimici	Trattamento acque	liquido	5.000 kg
Fosfato trisodico	Chimici	Produzione vapore	solido	5.000 kg
Fosfato bisodico	Chimici	Produzione vapore	solido	5.000 kg
Desossigenante	Chimici	Produzione vapore	liquido	4.000 kg
Nalco 1800	Chimici	Produzione vapore	Liquido	16.000 kg
Sabbia silicea	Chimici	Produzione vapore	solido	25.000 kg
Resine idreco/filtra	Catalitici	Produzione vapore	solido	10.000 kg
Nalco 71458	Chimici	Trattamento acque	liquido	25.000 kg
Glicole etilenico	Chimici	Produzione energia elettrica	liquido	1.200 kg
Solfato ferroso	Catalitici	Trattamento acque	solido	15.000 kg
Soda caustica	Chimici	Trattamento acque	liquido	50.000 kg
Policloruro alluminio	Chimici	Trattamento acque	liquido	25.000 kg
Cloruro ferrico	Chimici	Trattamento acque	liquido	30.000 kg
Nymco ecogreen per s.Pb (colorante verde)	Chimici	Stoccaggio	liquido	72.066 kg
R655	Chimici	Stoccaggio	liquido	819.355 kg
Ionol CP	Chimici	Stoccaggio	polvere granulare	12.348 kg
Stadis 450	Chimici	Stoccaggio	liquido	570 kg
R226	Chimici	Stoccaggio	liquido	367.324 kg
Cetano per Gol auto	Chimici	Stoccaggio	liquido	501.190 kg
Nymco TRVPA	Chimici	Stoccaggio	liquido	23.178 kg
Chimec AD25CH (colorante rosso)	Chimici	Stoccaggio - Spedizioni	liquido	29.795 kg



Descrizione	Tipologia	impianto di utilizzo	Stato fisico	Consumo annuo
Miscela GPL	Chimici	Spedizioni	liquido	7.637 kg
LPG Chimec	Chimici	Spedizioni	liquido	8.690 kg
Dyeguard yellow 124	Chimici	Spedizioni	liquido	221 kg

Nella seguente tabella si riportano i consumi di materie prime e semilavorati in Raffineria per gli anni dal 2009 al 2011.

**Tabella 8: Consumo annuo materie prime/semilavorati della Raffineria negli anni 2009÷2011**

Descrizione	Tipologia	Impianto di utilizzo	Stato fisico	Consumo 2009 [t]	Consumo 2010 [t]	Consumo 2011 [t]
Greggio, slop	M. P. grezza M. P. sec.	APS2	Liquido	1.184.489	1.671.434	1.185.438
Greggio, slop, distillato di vuoto	M. P. grezza M. P. sec.	APS3	Liquido	5.625.422	4.382.215	5.090.194
Residuo atm. da APS2 e APS3, olio combustibile semilavorato	Semilav.	VPS	Semisolido a temp amb.	1.429.668	1.313.957	1.372.286
Residuo di vuoto, cat feed, distillato di vuoto, olio combustibile semilavorato, residuo atm	Semilav.	FCCU	Semisolido a temp amb.	1.827.403	1.715.787	1.750.969
Nafta intermedia	Semilav.	PWF-SR	Liquido	721.515	665.986	665.428
Nafta intermedia e nafta pesante	Semilav.	PWF-CY	Liquido	355.544	353.107	362.247
GPL da FCCU	Semilav.	POLY	Gassoso	297.553	279.419	263.023
Nafta leggera, gas trattam da PWFS, testa debenzenizzazione, nafta leggera da solv	Semilav.	ISOM	Liquido	391.002 (1)	364.910 (1)	365.108 (1)
Gasolio da APS3, nafta primaria da APS3, petrolio primario da APS3, gas trattam da NHF2, gasolio ciclico leggero, benzina pesante da FCCU,	Semilav.	KHS	Liquido	921.569 (1)	703.899 (1)	930.041 (1)



petrolio da APS2						
Benzina primaria, Nafta primaria da APS3, gas di trattam da PWFS, benzina media da FCCU, nafta leggera	Semilav.	NHF1	Liquido	1.736.108 (1)	1.583.154 (1)	1.644.382 (1)
	Semilav.	NHF2	Liquido			
Gasolio da APS2, gasolio da APS3, gasolio ciclico leggero e pesante, gas trattam da NHF/ISOM e da KHS, gasolio pesante, gasolio da stock, benzina pesante da FCCU, petrolio primari da APS3, gasolio ciclico leggero da stock, petrolio da APS2	Semilav.	GHF	Liquido	1.211.124 (1)	1.204.394 (1)	996.069 (1)
Gasolio da APS3, gasolio ciclico leggero e pesante, gas di trattam da NHF/ISOM, gas trattam da KHS, gasolio pesante, gasolio da stock, gasolio ciclico leggero da stock, benzina pesante da FCCU, gasolio da APS2	Semilav.	LSADO	Liquido	834.874 (1)	791.522 (1)	881.423 (1)
Benzina catalitica da FCCU	Semilav.	SCANFINER	Liquido	390.301 (1)	338.347 (1)	343.729 (1)
Benzina da poly, exxsol D80 semilavorato, cicloesano grezzo idrog, fondo isomerizzazione, nafta intermedia, nafta pesante, polimeri, polimeri leggeri, taglio laterale isom	Semilav.	SOLVENTI	Liquido	71.074	73.611	47.162
Bitume da VPS	Semilav.	ASFALTI-BITUMI	Semi solido	300.106	206.881	250.992
Gas acido da MEA, TGCU	Semilav.	SRU1	Gassoso	-	-	-
Gas da MEA, TGCU, SWS	Semilav.	SRU2	Gassoso	13.128 (2)	14.089 (2)	13.037 (2)



Benzina da: PWFCY, PWFSR, stock	Semilav.	BHC	Liquido	719.915	679.333	683.924
---------------------------------	----------	-----	---------	---------	---------	---------

(1) Consumo annuo espresso come carica liquida fresca (escluso gas di trattamento e riciclo)

(2) Consumo annuo espresso come produzione di zolfo

### 3.1.3.3 Combustibili

La tabella seguente riporta la tipologia di combustibili utilizzata dagli impianti di Raffineria e il quantitativo annuo consumato alla massima capacità produttiva, specificando inoltre la percentuale di zolfo in essi contenuta.

**Tabella 9: Combustibili utilizzati in Raffineria alla massima capacità produttiva**

Combustibile	Impianto di utilizzo	% S	Consumo annuo [t]
Fuel gas	SCANFINER, APS2, APS3, VPS, NHF2, PWF-SR, PWF-CY, GHF, LSADO, FCCU, SRU2, TGCU, ASFALTI-BITUMI, COGEN, CTE	0,04	356.744
Butano	SCANFINER, APS2, APS3, VPS, NHF2, PWF-SR, PWF-CY, GHF, LSADO, FCCU, TGCU, ASFALTI-BITUMI, CTE	--	5.291
Kerosene	COGEN, CTE	0,06	893
Fuel oil	APS3	1,06	81.209
Coke	FCCU	1,17	109.500

Nella Tabella 10 sono riportati i consumi dei combustibili degli ultimi tre anni.

**Tabella 10: Combustibili utilizzati in Raffineria negli anni 2009-2011**

Combustibile	Consumo annuo [t]		
	2009	2010	2011
Fuel gas	224.439	223.143	212.491
Butano	3.078	5.988	4.384



Combustibile	Consumo annuo [t]		
	2009	2010	2011
Kerosene	807	1.305	1.257
Fuel oil	47.517	41.817	47.241
Coke	103.719	98.140	102.823

### 3.1.3.4 *Stoccaggio delle materie prime, ausiliarie, dei combustibili e dei prodotti finiti*

Le materie prime e ausiliarie, i combustibili e i prodotti finiti della Raffineria sono stoccati in appositi serbatoi, così come specificato nelle tabelle seguenti. Le aree di ubicazione dei serbatoi cui fanno riferimento la Tabella 11 e la Tabella 12 sono riportate nella Figura 30.

**Tabella 11: Serbatoi di stoccaggio delle materie prime, dei combustibili e dei prodotti finiti**

SERBATOIO	MATERIALE STOCCATO	CAPACITA' NOMINALE (m <sup>3</sup> )	TIPOLOGIA SERBATOIO	CARATTERISTICHE	AREA DI STOCCAGGIO
224	BENZINA	4500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	L
225	BENZINA	4500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	L
502	BENZINA	1500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
504	BENZINA	3830	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
514	BENZINA	3830	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
522	BENZINA	2280	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
524	BENZINA	3830	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
1009	BENZINA	11700	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	B
1015	BENZINA	12400	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	A
1027	BENZINA	3080	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
1028	BENZINA	8800	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
1029	BENZINA	9180	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
1030	BENZINA	5650	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
311	BIODIESEL	3350	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
312	BIODIESEL	3350	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
342	BITUME	1140	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	H
801	BITUME	7570	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	H
802	BITUME	7570	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	H
803	BITUME	4580	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	H



SERBATOIO	MATERIALE STOCCATO	CAPACITA' NOMINALE (m <sup>3</sup> )	TIPOLOGIA SERBATOIO	CARATTERISTICHE	AREA DI STOCCAGGIO
804	BITUME	4580	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	H
805	BITUME	2340	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	H
621	BUTANO	490	Sfera	-	A
1020	BUTANO	1250	Sfera	-	A
1021	BUTANO	1250	Sfera	-	A
2230	BUTANO	2500	Sfera	-	A
322	ETBE/MTBE	1020	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
323	ETBE/MTBE	1020	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
331	ETBE/MTBE	1280	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
201	GASOLIO	1900	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
202	GASOLIO	1500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
205	GASOLIO	4550	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
211	GASOLIO	1900	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
214	GASOLIO	4550	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
222	GASOLIO	1500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
223	GASOLIO	2280	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
232	GASOLIO	1500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
233	GASOLIO	8800	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
234	GASOLIO	7450	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
235	GASOLIO	7450	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
1032	GASOLIO	7100	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
1033	GASOLIO	17350	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
1036	GASOLIO	29700	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	H
1037	GASOLIO	29700	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	H
341	GREGGIO	1140	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	N
1054	GREGGIO	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	Q
1060	GREGGIO	42500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	Q
1061	GREGGIO	61000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	Q
2266	GREGGIO	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	T
606	MISCELA LPG	98	Siluro	-	C
607	MISCELA LPG	98	Siluro	-	C



SERBATOIO	MATERIALE STOCCATO	CAPACITA' NOMINALE (m <sup>3</sup> )	TIPOLOGIA SERBATOIO	CARATTERISTICHE	AREA DI STOCCAGGIO
608	MISCELA LPG	98	Siluro	-	C
609	MISCELA LPG	98	Siluro	-	C
610	MISCELA LPG	98	Siluro	-	C
1019	MISCELA LPG	6470	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	A
1022	MISCELA LPG	13800	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	A
1024	MISCELA LPG	900	Sfera	-	C
2231	MISCELA LPG	1880	Sfera	-	C
203	OLIO COMBUSTIBILE	2280	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
204	OLIO COMBUSTIBILE	4550	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
213	OLIO COMBUSTIBILE	2280	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
304	OLIO COMBUSTIBILE	1145	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	E
305	OLIO COMBUSTIBILE	1145	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	E
1042	OLIO COMBUSTIBILE	46000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	P
1050	OLIO COMBUSTIBILE	51800	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	S
1056	OLIO COMBUSTIBILE	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	R
1057	OLIO COMBUSTIBILE	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	R
1058	OLIO COMBUSTIBILE	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	R
2261	OLIO COMBUSTIBILE	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	V
2263	OLIO COMBUSTIBILE	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	V
101	PETROLIO	15300	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	N
102	PETROLIO	15300	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	N
112	PETROLIO	15300	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	N
301	PETROLIO	790	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	E
303	PETROLIO	1120	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	E
603	PROPANO	98	Siluro	-	C
604	PROPANO	98	Siluro	-	C
605	PROPANO	98	Siluro	-	C
1018	PROPANO	4200	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	A
1023	PROPANO	800	Sfera	-	C
111	SEMILAVORATI	15300	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	N
1	SEMILAVORATI	90	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	F
2	SEMILAVORATI	90	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	F



SERBATOIO	MATERIALE STOCCATO	CAPACITA' NOMINALE (m <sup>3</sup> )	TIPOLOGIA SERBATOIO	CARATTERISTICHE	AREA DI STOCCAGGIO
113	SEMILAVORATI	20890	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	N
215	SEMILAVORATI	4550	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
243	SEMILAVORATI	8800	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	L
346	SEMILAVORATI	850	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	E
512	SEMILAVORATI	1500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
521	SEMILAVORATI	2280	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
523	SEMILAVORATI	2280	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
531	SEMILAVORATI	2280	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
1001	SEMILAVORATI	34700	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	B
1002	SEMILAVORATI	34700	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	B
1004	SEMILAVORATI	30500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	B
1005	SEMILAVORATI	6450	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	B
1006	SEMILAVORATI	17800	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	B
1007	SEMILAVORATI	30500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	B
1008	SEMILAVORATI	30500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	B
1010	SEMILAVORATI	17800	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	B
1011	SEMILAVORATI	30500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	B
1012	SEMILAVORATI	12400	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	A
1013	SEMILAVORATI	17200	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	A
1014	SEMILAVORATI	16600	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	A
1016	SEMILAVORATI	14800	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
1017	SEMILAVORATI	16600	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	A
1034	SEMILAVORATI	22000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	P
1035	SEMILAVORATI	22000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	P
1038	SEMILAVORATI	46000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	P
1040	SEMILAVORATI	46000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	P
1041	SEMILAVORATI	46000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	P
1043	SEMILAVORATI	46000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	P



SERBATOIO	MATERIALE STOCCATO	CAPACITA' NOMINALE (m <sup>3</sup> )	TIPOLOGIA SERBATOIO	CARATTERISTICHE	AREA DI STOCCAGGIO
1049	SEMILAVORATI	3830	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	N
1051	SEMILAVORATI	51800	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	S
1052	SEMILAVORATI	81000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	S
1053	SEMILAVORATI	81000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	S
1055	SEMILAVORATI	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	R
1071	SEMILAVORATI	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	V
2232	SEMILAVORATI	15000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
2259	SEMILAVORATI	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	U
2260	SEMILAVORATI	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	U
2262	SEMILAVORATI	80000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	T
5001	SEMILAVORATI	13670	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5002	SEMILAVORATI	12160	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5009	SEMILAVORATI	2540	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
1048	SEMILAVORATI	3830	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	N
212	SOLVENTE	1500	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
321	SOLVENTE	1020	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
324	SOLVENTE	1020	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
334	SOLVENTE	1020	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
501	SOLVENTE	1040	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
505	SOLVENTE	1020	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	C
506	SOLVENTE	1020	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	C
511	SOLVENTE	1040	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
541	SOLVENTE	850	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
1025	SOLVENTE	480	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
5003	SOLVENTE	1600	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5004	SOLVENTE	3530	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5005	SOLVENTE	3530	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5006	SOLVENTE	1970	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K



SERBATOIO	MATERIALE STOCCATO	CAPACITA' NOMINALE (m <sup>3</sup> )	TIPOLOGIA SERBATOIO	CARATTERISTICHE	AREA DI STOCCAGGIO
5007	SOLVENTE	1970	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5008	SOLVENTE	2540	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5010	SOLVENTE	1400	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5011	SOLVENTE	1400	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5012	SOLVENTE	680	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5013	SOLVENTE	680	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5014	SOLVENTE	200	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5015	SOLVENTE	550	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5016	SOLVENTE	760	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5017	SOLVENTE	750	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	K
5018	SOLVENTE	1070	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	K
5019	SOLVENTE	1070	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	K
5020	SOLVENTE	1070	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	K
2175	ZOLFO	360	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	F

**Tabella 12: Serbatoi di stoccaggio materie ausiliarie**

Area di stoccaggio	Caratteristiche			
	n. serbatoio	Tipologia	Capacità nominale [m <sup>3</sup> ]	Materiale stoccato
E	TK-3501	Tetto fisso no antincendio	20	Monoetanol ammina
C	TK-1102	Serbatoio verticale	80	Additivo benzina
E	D2125	Serbatoio orizzontale	40	Acido solforico (Reg. pH)
E	25-D-11	Serbatoio verticale	57	Idrossido di sodio
E	25-D-14	Serbatoio verticale	32	Idrossido di sodio
F	22-D-1A	Silo verticale	77	Cat. fresco FCCU
F	22-D-1	Silo verticale	77	E-CAT FCCU
F	TK-1	Serbatoio criogenico	50	Azoto
F	TK-2	Serbatoio criogenico	50	Azoto
F	TK-3	Serbatoio criogenico	30	Azoto
D	7D17	Serbatoio verticale	90	Additivo gasolio
M	D1604N	Serbatoio verticale	22	Acido solforico (Reg. pH)
M	D2607	Serbatoio orizzontale	72	Idrossido di sodio
M	D2606	Serbatoio orizzontale	104	Acido cloridrico
D	D2304	Serbatoio verticale	40	Additivo gasolio
D	D2303	Serbatoio verticale	90	Additivo diesel



M	D2308	Serbatoio verticale	2	Stadis 450
M	D2307	Serbatoio orizzontale interrato	45	Cetano per Gol auto
M	D2EC	Serbatoio verticale	1	Chimec AD25CH (colorante rosso)
N	D1428N	Drum in vetroresina	18	Ipoclorito (Biocida)

Nota: si riportano unicamente gli stoccaggi di materie prime ausiliarie per i quali è previsto un serbatoio codificato. Le materie prime ausiliarie non incluse in tabella sono stoccate in bulk container non codificati presso le rispettive aree impianto

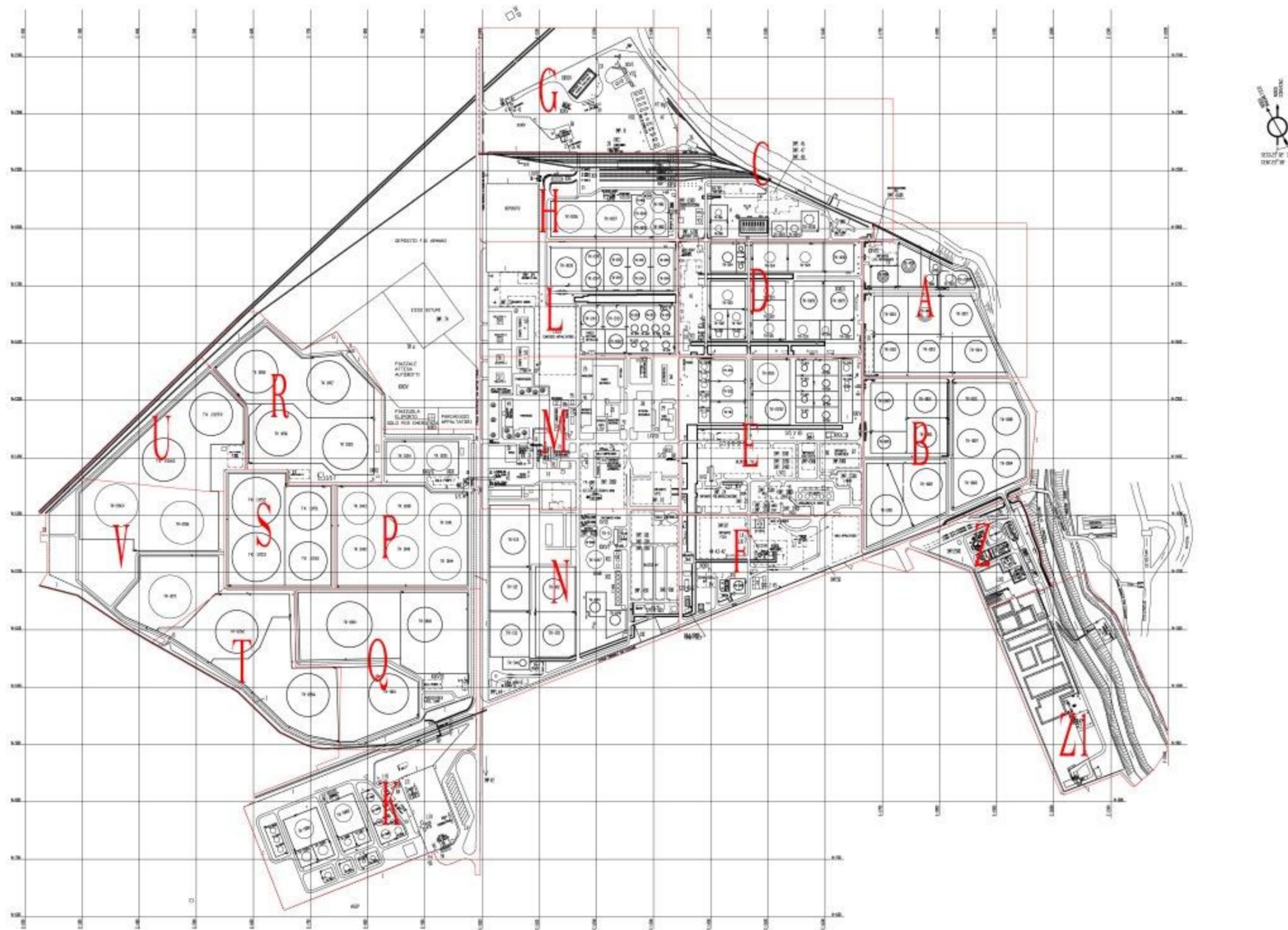


Figura 30: Planimetria dei serbatoi di stoccaggio



In Raffineria, inoltre, sono presenti serbatoi dedicati allo stoccaggio delle acque di processo (Tabella 13) e serbatoi fuori servizio (Tabella 14).

**Tabella 13: Serbatoi di stoccaggio delle acque di processo**

SERBATOIO	CAPACITA' NOMINALE (m <sup>3</sup> )	TIPOLOGIA SERBATOIO	CARATTERISTICHE	AREA DI STOCCAGGIO
5	3310	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	N
10	340	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	C
51	340	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	M
333	1020	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
503	3830	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D
1003	22900	Cilindrico ad asse verticale	Scoperto	B
1044	46000	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	P
1047	6950	Cilindrico ad asse verticale	Scoperto	N
2507	9170	Cilindrico ad asse verticale	Scoperto	Z
2600	3850	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	N

**Tabella 14: Serbatoi di stoccaggio fuori servizio**

SERBATOIO	MATERIALE STOCCATO	CAPACITA' NOMINALE (m <sup>3</sup> )	TIPOLOGIA SERBATOIO	CARATTERISTICHE	AREA DI STOCCAGGIO
6	ACQUA	80	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	M
2522	ACQUA	110	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	Z
2523	ACQUA	110	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	Z
1101	BENZINA	80	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	C
3	OLIO COMBUSTIBILE	90	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	M
302	PETROLIO	790	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	E
344	PETROLIO	250	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	E
345	PETROLIO	250	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	E
221	SEMILAVORATI	490	Cilindrico ad asse verticale	Tetto fisso	L
313	SEMILAVORATI	3050	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
332	SEMILAVORATI	1220	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	E
1045	SEMILAVORATI	2760	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	F
1026	SOLVENTE	480	Cilindrico ad asse verticale	Tetto galleggiante	D



### 3.1.3.5 Energia

Il fabbisogno di energia elettrica presso la Raffineria è soddisfatto sia mediante autoproduzione che mediante acquisto dalla rete esterna. La produzione avviene mediante l'impianto dedicato descritto precedentemente (§ 3.1.2). L'energia elettrica prodotta alimenta i carichi elettrici della Raffineria mentre l'eccedenza viene ceduta alla rete elettrica nazionale.

Le linee di alimentazione dall'esterno sono le linee Enel Magenta e Enel Novara da 130 kVolt.

Nella tabella seguente è riportata la produzione annua di energia termica ed elettrica associata ai singoli impianti/fasi della Raffineria alla massima capacità produttiva e la quota parte di energia ceduta a terzi.

**Tabella 15: Produzione energetica annua della Raffineria alla massima capacità produttiva**

Impianto/Fase	Apparecchiatura	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
		Potenza termica di combustione(*) (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
APS2 + ISOM	Forno F101	116.000 (***)	586.203	---	---	---	---
APS3	Forno F3101	139.500	1.191.609	---	---	---	---
VPS	Forno 23F660	21.700	219.082	---	---	---	---
FCCU	Forno F701 riscaldamento carica + Impianto di cracking catalitico	61.500	1.237.127	---	---	---	---
PWF-SR	Forni F301, F302, F303	65.800	487.073	---	---	---	---
PWF-CY	Forni F304, F305, F306 a servizio PWF-CY. Forno F307 a servizio rigenerazione PWF - CY	45.800	330.088	---	---	---	---
NHF2	Forno F3201	13.400	46.607	---	---	---	---
GHF	Forno F901	8.400	21.045	---	---	---	---
LSADO	Forno F5501	6.300	33.378	---	---	---	---
SCANFINER	Forno F7001	3.000	29.744	---	---	---	---
ASFALTI-BITUMI	Forno F801	1.500	28.281	---	---	---	---
SRU1	Ossidatore	2.100	10.764	---	---	---	---
SRU2	Ossidatore	5.800	14.801	---	---	---	---
TGCU	Ossidatore	1.000	5.202	---	---	---	---



Impianto/Fase	Apparecchiatura	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
		Potenza termica di combustione(*) (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
COGEN	Centrale di cogenerazione con turbina a gas e caldaia a recupero	143.000	1.252.680	---	47.000	411.720	36.457
PROD.EN. ELETTRICA	Motore a combustione interna per alimentazione elettrica di emergenza EDG	7.400	---	---	1.480	12.965	---
PROD.EN. ELETTRICA	Turbina a vapore STG2001	---	---	---	5.700	49.932	---
PROD. VAPORE	Caldaie SG2001, SG2002, SG2003	184.500 (**)	1.616.220	3.209	---	---	---
<b>TOTALE</b>		<b>826.700</b>	<b>7.109.905</b>	<b>3.209</b>	<b>54.180</b>	<b>474.617</b>	<b>36.457</b>

(\*) Potenza termica di combustione di design

(\*\*) Potenza termica pari a 63500kW per caldaia SG2001 e 60500 kW per caldaie SG2002 e SG2003.

(\*\*\*) Si specifica che l'heat fired esercendo l'impianto APS2 alla massima capacità produttiva è di soli 68.500 kW

Nella tabella seguente si riportano i consumi energetici annui associati ai singoli impianti/fasi della Raffineria, definendo i quantitativi complessivi e specifici per tonnellata di prodotto lavorato alla massima capacità produttiva.

**Tabella 16: Consumi energetici annui della Raffineria alla massima capacità produttiva**

Impianto/fase	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/t <sub>lavorato</sub> )	Consumo elettrico specifico (kWh/t <sub>lavorato</sub> )
APS2	581.337	16.363	Nafta, kerosene, gasolio, residuo atmosferico	285,9	8,0
APS3	1.191.609	66.210	Nafta, kerosene, gasolio, cat feed, residuo atmosferico	171,0	9,5
VPS	219.082	6.059	Distillato di vuoto, residuo di vuoto	114,5	3,2
FCCU	1.237.127	125.362	Gas combustibile, GPL, Benzina da FCCU, Gasolio da FCCU, Residuo da FCCU	611,0	61,9
PWF-SR	487.073	17.864	LPG, Benzina reformata	567,8	20,8
PWF-CY	330.088	13.976	LPG, Benzina reformata	646,0	27,4
POLY	--	6.356	LPG, Benzina da poly	--	18,5
ISOM	4.866	4.291	Benzina isomerata	9,7	8,6
KHS	--	347	Gas combustibile, kerosene desolfato	--	0,4



Impianto/fase	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/t <sub>lavorato</sub> )	Consumo elettrico specifico (kWh/t <sub>lavorato</sub> )
NHF1	--	7.007	Gas combustibile, GPL, nafta leggera, nafta intermedia, nafta pesante	--	5,7
NHF2	46.607	20.811	Gas combustibile, GPL, nafta leggera, nafta intermedia	37,4	16,7
GHF	21.045	5.414	Gas combustibile, gasolio desolfurato	15,3	3,9
LSADO	33.378	13.540	Gas combustibile, gasolio desolfurato	30,5	12,4
SCANFINER	29.744	8.289	Benzina da FCCU desolforata	56,6	15,8
SOLVENTI	--	2.266	Esano, eptano, isoesano, xileni, solventi aromatici, acqua ragia, isoparaffine	--	15,4
ASFALTI-BITUMI	28.281	34	Bitume	28,1	0,0
SRU1	10.764	1.666	Zolfo	750,6	116,2
SRU2	20.003	3.096	Zolfo	750,6	116,2
TGCU	--	521	Gas di coda	(**)	(**)
MEA	--	520	Gas combustibile desolfurato	(**)	(**)
BHC	--	2.301	Benzene	(**)	(**)
COGEN	1.252.680	6.782	Energia elettrica, vapore	(**)	(**)
PROD. VAPORE	1.616.220	10.009	Vapore	(**)	(**)
ARIA COMPRESSA	--	6.264	Aria compressa	(**)	(**)
SODA	--	191	Soda	(**)	(**)
TORCE	--	14	(*)	(**)	(**)
TRATT. ACQUE	--	4.450	(*)	(**)	(**)
SWS	--	1.137	Acqua di processo	(**)	(**)
AZOTO	--	1.498	Azoto	(**)	(**)
ADDITIVAZIONE	--	1.956	(*)	(**)	(**)
OLEODOTTI	--	9.696	(*)	(**)	(**)
SERVIZI GENERALI	--	6.117	(*)	(**)	(**)
SPEDIZIONI	--	12.232	(*)	(**)	(**)
STOCCAGGIO	--	16.294	(*)	(**)	(**)
RAFFREDDAMENTO	--	37.702	(*)	(**)	(**)
<b>TOTALE</b>	<b>7.109.905</b>	<b>436.632</b>			

(\*) Impianti di supporto al processo per i quali non è possibile definire un prodotto principale

(\*\*) Per gli impianti di supporto al processo non sono calcolabili i consumi specifici di energia per unità di lavorato



Nella tabella sottostante si riportano i dati di produzione di energia elettrica, il quantitativo auto consumato dalla Raffineria e la quota parte ceduta alla rete elettrica nazionale riferiti agli ultimi tre anni.

<b>ANNO</b>	<b>Energia elettrica acquistata (MWh)</b>	<b>Energia elettrica prodotta (MWh)</b>	<b>Energia elettrica auto consumata (MWh)</b>	<b>Energia elettrica ceduta (MWh)</b>
2009	9.671	401.553	385.794	25.430
2010	9.955	382.289	368.706	23.538
2011	7.702	390.446	375.445	22.703

### 3.1.4 Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera associate all'esercizio della Raffineria sono sia di tipo convogliato che non convogliato (emissioni diffuse e fuggitive). La seguente tabella riporta la sintesi delle tipologie di inquinanti emessi dai diversi impianti costituenti la Raffineria.



**Tabella 17: Emissioni in atmosfera associate alla Raffineria**

Impianto/fase	Tipologia delle emissioni
APS2	Emissioni convogliate dal forno (inquinanti significativi: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, CO, COV). Emissioni fuggitive di COV.
APS3	Emissioni convogliate dal forno (inquinanti significativi: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, CO, COV, IPA, metalli e loro composti). Emissioni fuggitive di COV.
VPS	Emissioni convogliate dal forno (inquinanti significativi: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, CO, COV). Emissioni fuggitive di COV.
FCCU	Emissioni convogliate dal forno (inquinanti significativi: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, CO, COV). Emissioni convogliate da combustione per rigenerazione catalizzatore (SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , CO, COV, PTS catalizzatore, metalli). Emissioni fuggitive di COV.
PWF-SR	Emissioni convogliate dal forno (inquinanti significativi: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, CO, COV). Emissioni convogliate da combustione per rigenerazione catalizzatore (HCl, PCDD/PCDF). Emissioni fuggitive di COV.
PWF-CY	Emissioni convogliate dal forno (inquinanti significativi: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, CO, COV). Emissioni convogliate da combustione per rigenerazione catalizzatore (HCl, PCDD/PCDF). Emissioni fuggitive di COV.
POLY	Emissioni fuggitive di COV.
ISOM	Emissioni fuggitive di COV. Non sono presenti emissioni da combustione poiché tale impianto sfrutta parte del calore del forno dell'APS2.
KHS	Emissioni fuggitive di COV.
NHF1	Emissioni fuggitive di COV.
NHF2	Emissioni convogliate dal forno (inquinanti significativi: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, CO, COV). Emissioni fuggitive di COV.
GHF	Emissioni convogliate dal forno (inquinanti significativi: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, CO, COV). Emissioni fuggitive di COV.



LSADO	Emissioni convogliate dal forno (inquinanti significativi: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, CO, COV). Emissioni fuggitive di COV.
SCANFINER	Emissioni convogliate dal forno (inquinanti significativi: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, CO, COV). Emissioni fuggitive di COV.
LPG RECOVERY	Emissioni fuggitive di COV.
SOLVENTI	Emissioni fuggitive di COV.
C3/4 SPLITTER del NHF2	Emissioni fuggitive di COV.
ASFALTI-BITUMI	Emissioni convogliate dal forno (inquinanti significativi: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, CO, COV). Emissioni fuggitive di COV.
SRU2	Emissioni convogliate da incenerimento del gas residuo (inquinanti significativi: So <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , H <sub>2</sub> S, CO). Emissioni fuggitive di COV e di H <sub>2</sub> S.
TGCU	Emissioni convogliate da incenerimento del gas residuo (inquinanti significativi: So <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , H <sub>2</sub> S, CO). Emissioni fuggitive di COV e di H <sub>2</sub> S.
MEA	Emissioni fuggitive di COV.
BHC	Emissioni fuggitive di COV.
PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	Emissioni convogliate da combustione in turbina a gas (inquinanti principali: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, COV).
PRODUZIONE VAPORE	Emissioni convogliate da combustione in caldaia (inquinanti principali: SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PTS, COV).
TORCE	Emissioni convogliate da combustione di scarichi gassosi discontinui di composizione variabile. Emissioni fuggitive di COV.
TRATT. ACQUE	Emissioni diffuse di COV da vasche API e da operazioni di strippaggio con aria nei trattamenti di flottazione e biologico.
SWS	Emissioni fuggitive di COV.
ADDITIVAZIONE	Emissioni fuggitive di COV.
SPEDIZIONI	Emissioni diffuse di COV recuperate in gran parte dall'impianto VRU (Vapor Recovery Unit).
STOCCAGGIO	Emissioni diffuse di COV.
RAFFREDDAMENTO	COV, pennacchi.



Le emissioni convogliate consistono in 21 camini sempre attivi, le cui principali caratteristiche sono sintetizzabili come riportato nella seguente Tabella 18. La Raffineria non presenta sistemi di trattamento delle emissioni in atmosfera, fatta eccezione per l'elettrofiltro di cui è dotato il camino 6 ed il sistema di abbattimento degli NOx con vapore al camino 23.

**Tabella 18: Punti di emissione convogliata in atmosfera**

Punto di emissione	Altezza dal suolo [m]	Area sezione di uscita [m <sup>2</sup> ]	Apparecchiature e impianti di provenienza	Sistemi di trattamento
Camino 1	71,00	9,62	Forno F3101 (APS3)	-
Camino 2	49,40	10,07	Forno F101 (APS2 e ISOM)	-
Camino 3	59,20	2,90	Forni F301/2/3 (PWFSR)	-
Camino 4	59,20	2,90	Forni F301/2/3 (PWFSR)	-
Camino 5	57,25	2,63	Forni F304/5/6 (PWFCY)	-
Camino 6	75,00	6,61	Forno F701 e CO-boiler (FCCU)	Elettrofiltro
Camino 7	53,70	1,17	Forno 23-F-660 (VPS)	-
Camino 8	16,50	0,33	Forno F801 (Bitumi/Asfalti)	-
Camino 9	34,15	0,82	Forno LowNOx F901 (GHF)	-
Camino 10	45,50	4,91	Caldaia SG2001 (CTE)	-
Camino 11	46,00	2,69	Caldaia SG2002 (CTE)	-
Camino 12	46,00	2,69	Caldaia SG2003 (CTE)	-
Camino 13	28,00	0,45	Forno F307 (PWFCY-Rig. catalizzatore)	-
Camino 14	Non attivo (Turbina GT301 fuori servizio permanente - impianto smantellato)			
Camino 15	Inceneritore di coda F3604 (SRU1 - impianto fuori servizio)			
Camino 16	60,00	2,01	Inceneritore di coda F3802 (SRU2-TGCU)	Lavaggio con ammina (tail gas clean up)
Camino 17	Non attivo (Inceneritore fanghi F2500 fuori servizio permanente)			
Camino 18	70,50	2,01	Rigeneratore R802 (FCCU) (*)	-
Camino 19	76,00	0,28	Torcia 64	-
Camino 20	92,00	0,28	Torcia 72	-
Camino 21	26,00	0,69	Forno F5501 – LowNOx (LSADO)	-
Camino 22	40,00	0,38	Forno LowNOx F7001 (Scanfiner)	-
Camino 23	27,50	10,78	Turbogas LowNOx GTG2050 (Cogenerazione) (**)	Abbattimento NOx con vapore
Camino 24	40,00	1,33	Forno LowNOx F3201 (NHF2)	-
Camino 25	10,00	0,0491	Sistema filtri a carbone attivo (VRU)	Filtri a carboni attivi

(\*) Il camino è utilizzato unicamente quando il COboiler è fuori servizio e l'impianto FCC è esercito in assetto full firing (situazione atipica)

(\*\*) Monitoraggio in continuo di CO, NOx

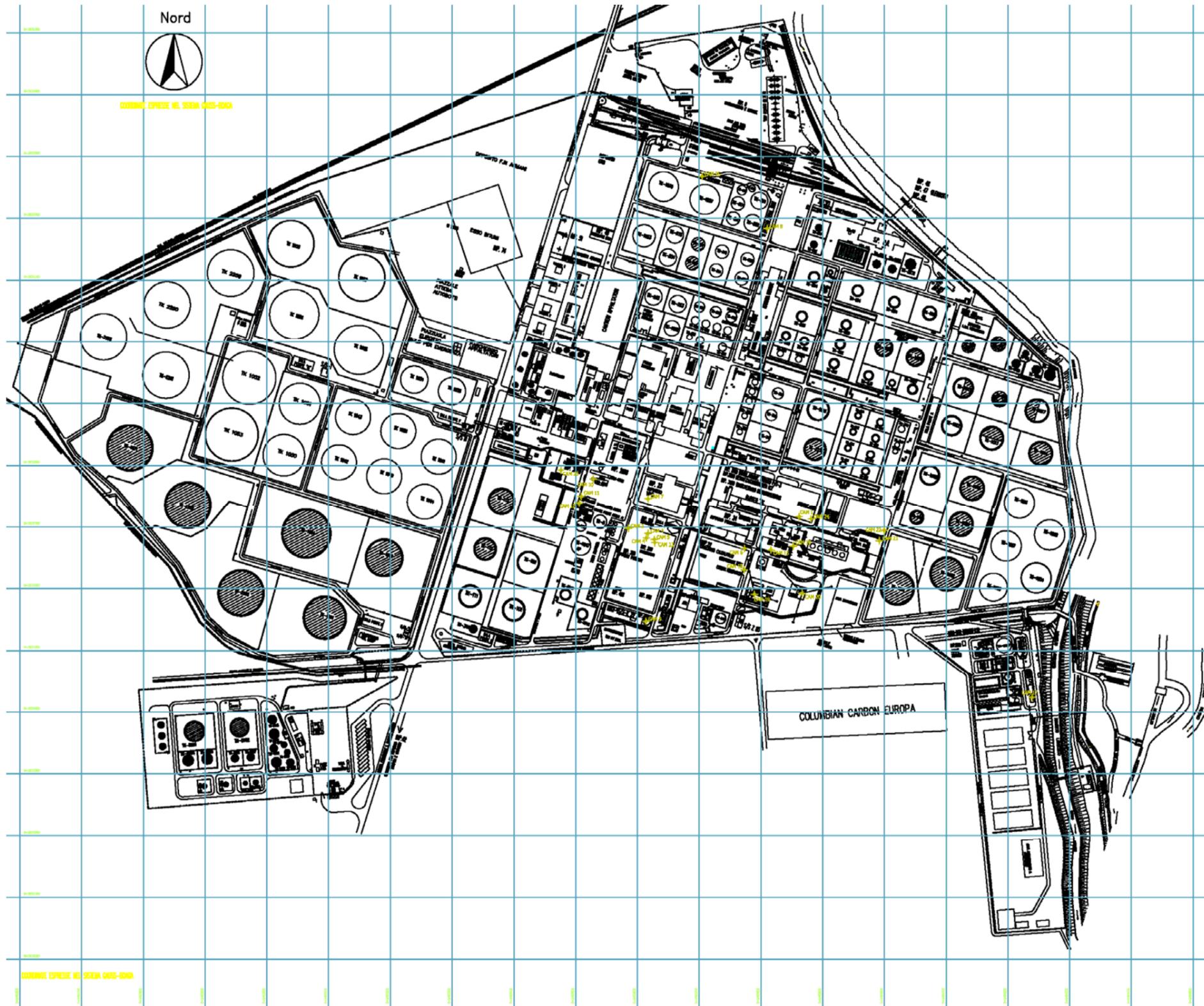


Figura 31: Planimetria dei punti di emissione convogliata in atmosfera



Con riferimento alle **disposizioni delle Autorità competenti relativamente alle emissioni in atmosfera della Raffineria**, nella seguente tabella si riporta una sintesi delle indicazioni ad oggi emanate dagli Enti.

**Tabella 19: Valori massimi di emissione a camino indicati dalle Autorità competenti**

Camino	Inquinanti	Valori massimi	Atto amministrativo
18	SO <sub>2</sub>	200-500 kg/ora	D.G.R.n°143 – 36377 del 4/7/1994 D.G.R.n°313 – 42238 del 29/12/1994
	NO <sub>x</sub>	20-50 kg/ora	
	PTS	6,25 kg/ora e 50 mg/Nm <sup>3</sup>	
	CO	25 kg/ora e 200 mg/Nm <sup>3</sup>	
16	SO <sub>2</sub>	4,2 kg/ora	D.G.R.n°143 – 36377 del 4/7/1994 D.G.R.n°313 – 42238 del 29/12/1994
25	Idrocarburi	10 g/Nm <sup>3</sup> (media oraria)	D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. (Parte V – Allegato VII – Parte II – Appendice “Misura del fattore di riflessione delle superfici dei serbatoi”)
	Benzene	5 mg/Nm <sup>3</sup> e 25 g/h	D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. (Parte V – Allegato I)
23	SO <sub>2</sub>	5,6 kg/ora e 15 mg/Nm <sup>3</sup>	Autorizzazione M.I.C.A. n. 16464 del 5/6/98
	NO <sub>x</sub>	29,6 kg/ora e 80 mg/Nm <sup>3</sup>	
	PTS	1,9 kg/ora e 5 mg/Nm <sup>3</sup>	
	CO	22,2 kg/ora e 60 mg/Nm <sup>3</sup>	
Bolla	SO <sub>x</sub> (come SO <sub>2</sub> )	970 kg/ora e 7.400 t/anno	D.G.R. n. 143-36377 del 4/7/1994
	NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> )	148 kg/ora e 1.296 t/anno	
	Polveri totali	18 kg/ora e 105 t/anno	

Per il controllo delle emissioni convogliate in atmosfera, la Sarpom esegue un monitoraggio discontinuo, con frequenza annuale, ai camini attivi della Raffineria. Il campionamento e le analisi sono affidate ad una Società esterna accreditata. Il monitoraggio comprende l'analisi di una serie di macroinquinanti e microinquinanti (per i dettagli del monitoraggio si rimanda al capitolo 0 del presente SIA), la seguente Tabella 20 riporta i risultati del monitoraggio dei principali inquinanti eseguito ai camini negli anni 2009, 2010 e 2011. Le concentrazioni dei contaminanti monitorati sono riferite a un tenore di ossigeno del 3% ad



eccezione di quella del camino 23 (impianto COGEN), riferita al 15%, come da prescrizione contenuta nella citata autorizzazione ministeriale n. 16464 del 5/6/98 (cfr. Tabella 19).

Con riferimento alla Tabella 20, nei casi in cui nel monitoraggio siano state riscontrate concentrazioni inferiori ai limiti di rilevabilità strumentale, i flussi di massa sono stati calcolati a partire dal valore limite di rilevabilità.



Tabella 20: Dati monitoraggio ai camini (anni 2009÷2011)

Camino	Apparecchiatura - Impianto	Inquinante	2009		2010		2011				
			Flusso di massa		Concentrazione		Flusso di massa		Concentrazione		
			[kg/h]	[t/a]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[kg/h]	[t/a]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[kg/h]	[t/a]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]
1	F3101 - APS3	SO2	135.5	1186.7	859.0	107.8	944.5	850.3	97.2	851.9	783.0
		NOx	65.1	570.5	413.0	59.2	518.4	466.7	60.9	533.1	490.0
		Polveri	6.5	57.1	41.3	2.9	25.1	22.0	3.7	32.6	30.0
		H2S	1.0	8.8	6.4	0.01	0.1	<0.1	0.01	0.1	<0.1
		NH3	0.1	1.0	0.7	0.01	0.1	<0.05	0.01	0.1	<0.05
		HCl	0.3	2.7	1.9	0.4	3.9	3.4	0.2	1.4	1.0
		CO	0.2	1.4	<1	1.1	10.0	9.0	0.9	7.6	7.0
		COV (come C)	0.05	0.4	<0.3	0.1	1.1	<1	0.1	1.3	1.0
		PM10	3.9	34.5	25.0	2.9	25.7	22.5	3.2	28.3	26.0
		PM2.5	2.7	23.5	17.0	0.5	4.3	3.8	2.7	23.9	22.0
		2	F101 - APS2 - ISOM	SO2	6.7	58.8	86.0	31.7	277.8	337.3	2.3
NOx	12.9			112.9	165.0	26.6	233.0	283.0	24.7	216.7	236.0
Polveri	1.3			11.7	17.1	0.1	1.0	1.2	0.5	4.4	4.8
H2S	0.4			3.4	<5	0.01	0.1	<0.1	0.01	0.1	<0.1
NH3	0.2			1.6	2.3	0.004	0.04	0.04	0.003	0.03	<0.03
HCl	0.3			2.8	4.1	0.05	0.4	0.5	0.04	0.3	<0.38
CO	0.6			5.5	8.0	1.3	11.8	14.3	0.3	2.8	3.0
COV (come C)	0.8			7.2	10.5	0.1	0.8	<1	0.1	0.9	<1
PM10	0.5			4.3	6.3	0.02	0.2	0.2	0.3	2.8	3.0
PM2.5	0.3			2.3	3.3	0.01	0.1	<0.08	0.3	2.3	2.5
3	F301/2/3 camino sud - PWFSR			SO2	0.2	1.9	5.9	0.04	0.4	<3	0.7
		NOx	7.0	60.9	192.0	3.9	34.4	278.3	10.3	90.3	339.0
		Polveri				0.01	0.1	0.9	0.02	0.1	<0.5
		H2S				0.001	0.01	<0.1	0.01	0.1	<0.2
		NH3				0.001	0.01	<0.05	0.001	0.01	0.03
		HCl	0.2	1.5	4.7	0.003	0.02	<0.19	0.02	0.1	0.5
		CO	0.04	0.3	<1	0.1	0.6	5.0	0.2	2	6.0
		COV (come C)	0.01	0.1	<0.4	0.01	0.1	<1	0.03	0.3	<1
		PM10	0.2	1.5	4.7	0.01	0.1	0.5	0.01	0.1	0.4
		PM2.5	0.1	0.9	2.9	0.001	0.01	<0.06	0.001	0.01	<0.045
		4	F301/2/3 camino nord - PWFSR	SO2	0.4	3.3	9.0	0.9	7.8	15.7	1.5
NOx	5.4			47.4	128.0	13.9	122.2	244.7	10.2	89.2	243.0
Polveri						0.02	0.2	<0.34	0.02	0.2	0.5
H2S						0.01	0.05	<0.1	0.004	0.04	<0.1
NH3						0.003	0.02	<0.05	0.1	1.2	3.3
HCl	0.04			0.4	1.0	0.01	0.1	<0.15	0.02	0.2	0.4
CO	3.1			27.1	73.0	0.3	2.5	5.0	0.2	1.5	4.0
COV (come C)	0.0			0.1	<0.3	0.1	0.5	<1	0.04	0.4	<1
PM10	0.1			0.8	2.2	0.01	0.1	0.2	0.03	0.2	0.6
PM2.5	0.1			0.5	1.3	0.01	0.1	0.1	0.02	0.1	0.4
5	F304/5/6 - PWFCY			SO2	0.5	4.6	14.0	0.1	1.2	<2.54	0.9
		NOx	5.9	51.5	155.0	14.2	124	274	15.2	132.9	311.0
		Polveri				0.03	0.3	0.6			
		H2S				0.01	0.05	<0.1	0.02	0.2	<0.4
		NH3				0.001	0.01	0.02	0.001	0.01	<0.02
		HCl	0.02	0.2	0.6	0.01	0.1	<0.13	0.01	0.1	<0.28
		CO	0.9	7.6	23.0	0.2	1.8	<4	0.3	2.6	6.0
		COV (come C)	0.02	0.2	0.6	0.1	0.5	<1	0.05	0.4	<1
		PM10	0.1	0.9	2.6	0.02	0.2	0.3	0.01	0.1	0.2
		PM2.5	0.1	0.5	1.6	0.02	0.1	0.3	0.01	0.1	0.2
		6	F701 + Coboller - FCCU	SO2	226.5	1983.8	1211.0	388.4	3402.4	1667.7	293.1
NOx	94.8			830.5	507.0	92.9	814.0	399.0	86.9	761.5	449.0
Polveri	1.6			13.7	8.4	0.5	4.8	2.3	2.5	22.0	13.0
H2S	1.3			11.6	7.1	0.02	0.2	<0.1	0.02	0.2	<0.1
NH3	0.1			1.1	0.7	0.005	0.04	0.02	0.002	0.02	<0.01
HCl	1.3			11.3	6.9	1.4	12.5	6.1	2.0	17.5	10.3
CO	0.2			1.6	1.0	1.6	13.6	6.7	1.2	10.2	6.0
COV (come C)	0.1			0.5	<0.3	0.2	2.0	<1	0.2	1.7	<1
PM10	1.1			9.5	5.8	0.5	4.5	2.2	1.8	15.4	9.1
PM2.5	0.7			6.1	3.7	0.3	2.8	1.4	1.2	10.3	6.1
7	23-F-660 - VPS			SO2	38.4	336.8	2013.0	17.7	155.4	635.7	8.4
		NOx	4.7	41.0	245.0	11.9	104.1	426.0	12.2	106.8	422.0
		Polveri				0.02	0.2	0.8	0.3	2.4	9.6
		H2S	0.1	0.8	5.0	0.003	0.02	<0.1	0.003	0.03	<0.1
		NH3				0.0003	0.002	<0.01	0.0003	0.003	<0.01
		HCl				0.003	0.03	<0.12	0.005	0.04	<0.17
		CO	0.02	0.2	<1.3	0.1	1.2	<4.72	0.1	1.0	<4
		COV (come C)	0.01	0.1	<0.3	0.03	0.2	<1	0.03	0.3	<1
		PM10	0.1	1.2	7.4	0.02	0.1	<0.6	0.02	0.2	<0.6
		PM2.5	0.1	0.7	3.9	0.01	0.1	<0.3	0.01	0.1	<0.3



Tabella 20 (segue)

Camino	Apparecchiatura - Impianto	Inquinante	2009			2010			2011		
			Flusso di massa [kg/h]	Flusso di massa [t/a]	Concentrazione [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Flusso di massa [kg/h]	Flusso di massa [t/a]	Concentrazione [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Flusso di massa [kg/h]	Flusso di massa [t/a]	Concentrazione [mg/Nm <sup>3</sup> ]
8	F801 Asfalti-Bitumi	SO2	0.2	1.3	7.3						
		NOx	4.2	36.4	201.0						
		Polveri									
		H2S									
		NH3									
		HCl									
		CO	0.6	4.9	27.0						
		COV (come C)	0.03	0.3	1.4						
		PM10									
		PM2.5									
9	F901 - GHF	SO2	0.1	0.5	10.0	0.01	0.1	3.7	0.04	0.3	16.3
		NOx	2.9	25.1	485.0	0.3	2.3	116.0	0.3	2.5	123.0
		Polveri				0.003	0.03	1.5	0.003	0.03	1.3
		H2S				0.0002	0.002	<0.1	0.001	0.01	<0.5
		NH3				0.00005	0.0004	0.02	0.001	0.01	<0.5
		HCl				0.0004	0.004	<0.19	0.001	0.01	<0.5
		CO	0.1	1.0	19.0	0.02	0.2	9.0	0.02	0.1	7.0
		COV (come C)	0.002	0.02	<0.3	0.003	0.03	1.4	0.002	0.02	<1
		PM10	0.02	0.2	3.1	0.002	0.02	1.0	0.001	0.01	0.5
		PM2.5	0.01	0.1	1.9	0.001	0.01	0.5	0.001	0.01	0.5
12	SG2003 - CTE	SO2				0.1	0.7	<3	0.03	0.3	<1
		NOx				6.4	56.2	228.3	5.6	49.4	190.0
		Polveri				0.01	0.1	0.4	0.01	0.1	<0.42
		H2S				0.003	0.02	<0.1	0.003	0.03	<0.1
		NH3				0.001	0.01	0.02	0.0003	0.003	<0.01
		HCl				0.01	0.1	0.3	0.01	0.04	<0.17
		CO				0.2	1.4	5.7	0.1	1.3	<5
		COV (come C)				0.03	0.2	<1	0.03	0.3	<1
		PM10				0.006	0.05	<0.2	0.01	0.1	<0.2
		PM2.5				0.003	0.02	<0.1	0.003	0.03	<0.1
16	F3802 - SRU2-TGCU	SO2	2.4	20.6	184.0	5.9	51.8	428.7	5.9	52.0	294.0
		NOx	1.6	13.8	123.0	3.0	26.3	217.7	2.7	23.9	135.0
		Polveri				0.02	0.1	1.2	0.1	0.9	5.3
		H2S	0.1	0.6	5.0	0.001	0.01	<0.1	0.002	0.02	<0.1
		NH3				0.01	0.1	<0.5	0.0002	0.002	<0.01
		HCl				0.01	0.1	<0.5	0.003	0.03	0.2
		CO	0.1	0.8	7.0	0.1	0.8	7.0	0.1	0.7	<4
		COV (come C)	0.01	0.1	0.7	0.01	0.1	<1	0.02	0.2	<1
		PM10							0.01	0.1	<0.6
		PM2.5	0.1	0.7	6.5				0.01	0.1	<0.3
21	F5501 - LSADO	SO2	0.1	0.6	12.0	0.02	0.1	<2.76	0.1	0.8	18.0
		NOx	0.5	4.1	81.0	0.5	4.8	93.7	0.5	4.1	92.0
		Polveri				0.002	0.02	<0.35	0.01	0.1	1.8
		H2S				0.001	0.01	<0.1	0.003	0.02	<0.5
		NH3				0.0001	0.001	0.01	0.003	0.02	<0.5
		HCl				0.001	0.01	<0.15	0.003	0.02	<0.5
		CO	0.01	0.1	<1	0.03	0.2	4.8	0.03	0.3	6.0
		COV (come C)	0.004	0.04	0.7	0.006	0.05	<1	0.01	0.1	1.8
		PM10	0.01	0.1	1.1	0.001	0.01	0.3	0.01	0.1	1.4
		PM2.5	0.002	0.02	0.4	0.0004	0.003	<0.06	0.01	0.1	1.2
22	F7001 - Scanfiner	SO2	0.01	0.1	4.6	0.01	0.1	3.0	0.1	0.6	17.0
		NOx	0.2	1.5	85.0	0.3	2.3	101.7	0.3	2.8	77.0
		Polveri				0.001	0.01	<0.36	0.002	0.01	<0.38
		H2S				0.0003	0.002	<0.1	0.002	0.02	<0.5
		NH3				0.0001	0.000	0.02	0.002	0.02	<0.5
		HCl				0.0005	0.004	<0.18	0.002	0.02	<0.5
		CO	0.04	0.4	20.0	0.01	0.1	<4.5	0.02	0.1	4.0
		COV (come C)	0.001	0.01	0.4	0.003	0.02	<1	0.004	0.04	<1
		PM10	0.004	0.04	2.0	0.0003	0.003	<0.13	0.0003	0.003	0.1
		PM2.5	0.003	0.02	1.3	0.0002	0.002	<0.07	0.0001	0.001	<0.03
23	GTG2050 - COGEN	SO2	0.4	3.6	<1	1.1	10.0	3.0	0.4	3.4	<1
		NOx	23.6	206.4	58.0	27.5	240.9	72.0	26.0	227.5	67.0
		Polveri				0.1	0.7	<0.21	0.1	1.0	0.3
		H2S				0.04	0.3	<0.1	0.04	0.3	<0.1
		NH3				0.02	0.2	<0.05	0.002	0.02	<0.005
		HCl				0.1	0.5	<0.15	0.03	0.3	<0.08
		CO	0.4	3.6	<1	1.5	13.4	<4	1.6	13.6	<4
		COV (come C)	0.1	1.1	0.3	0.4	3.3	<1	0.4	3.4	<1
		PM10	0.4	3.2	0.9	0.03	0.3	<0.08	0.2	2.0	<0.6
		PM2.5	0.2	2.1	0.6	0.01	0.1	<0.04	0.1	1.0	<0.3
24	F3201 - NHF2	SO2	0.03	0.3	17.0	0.02	0.2	<3.24	0.1	1.0	12.6
		NOx	0.4	3.9	248.0	0.8	6.8	119.3	0.6	4.9	62.0
		Polveri				0.02	0.2	2.9	0.1	0.8	9.9
		H2S				0.001	0.01	<0.1	0.005	0.04	<0.5
		NH3				0.0001	0.001	<0.02	0.01	0.1	1.4
		HCl				0.001	0.01	<0.19	0.005	0.04	<0.5
		CO	0.3	2.7	169.0	0.1	1.0	17.0	0.5	4.4	56.0
		COV (come C)	0.001	0.01	<0.7	0.01	0.1	1.0	0.01	0.05	0.6
		PM10	0.03	0.3	19.0	0.02	0.2	3.3	0.1	0.7	8.8
		PM2.5	0.03	0.3	16.0	0.02	0.1	2.6	0.0005	0.004	<0.05



La seguente tabella riporta le concentrazioni di bolla della Raffineria derivanti dal monitoraggio eseguito da Sarpom nel periodo 2009÷2011, confrontate con i valori limite di emissione stabiliti per le raffinerie dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. (di cui all'Allegato I, Parte IV, Sezione 1, della Parte quinta del citato decreto).

**Tabella 21: Concentrazioni di bolla da monitoraggio annuale e confronto con limiti di emissione D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.**

Inquinante	2011		2010		2009		Valori limite di emissione D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. [mg/Nm <sup>3</sup> ]
	Flusso di massa [t/a]	Concentrazione di bolla [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Flusso di massa [t/a]	Concentrazione di bolla [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Flusso di massa [t/a]	Concentrazione di bolla [mg/Nm <sup>3</sup> ]	
SO <sub>2</sub>	4798,39	506,12	5466,64	567,92	5288,26	570,73	1700
NO <sub>x</sub>	2595,37	273,75	2429,40	252,39	2382,05	257,08	500
Polveri	64,81	6,98	32,75	3,46	82,47	22,27	80
H <sub>2</sub> S	1,15	0,12	0,92	0,10	25,24	6,34	5
NH <sub>3</sub>	1,51	0,16	0,41	0,04	3,71	1,00	30
HCl	20,06	2,17	17,72	1,93	19,66	4,16	30
CO	52,64	5,72	63,50	6,80	57,00	6,42	250
COV (come C)	9,50	1,01	9,45	1,01	10,05	1,13	300
PM10	50,01	5,54	31,36	3,46	56,51	6,58	-
PM2.5	38,05	4,22	7,81	0,86	37,65	4,33	-

Con riferimento alle emissioni di bolla, dagli esiti del monitoraggio si evidenzia il rispetto dei valori limite previsti dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. ad eccezione del parametro H<sub>2</sub>S, per il quale è stato riscontrato il superamento del limite normativo (5 mg/Nm<sup>3</sup>) in occasione del monitoraggio eseguito nel 2009 (valore rilevato pari a 6,34 mg/Nm<sup>3</sup>); in merito si sottolinea che nel 2009 la misura dell'H<sub>2</sub>S è stata calcolata considerando solo i camini più rappresentativi e pertanto il valore medio non rappresenta il valore di bolla ma la media di quei camini.

### Metodologia di calcolo delle emissioni convogliate

I valori di concentrazione degli inquinanti sintetizzati nella tabella sopra riportata derivano sia dalle misure direttamente effettuate ai camini sia dal calcolo che Sarpom esegue mediante fattori di emissione riferiti alle tipologie di combustibile utilizzate in ciascun impianto della Raffineria e determinati tramite misure e dati prestazionali degli impianti.

In particolare, il dato delle emissioni ai camini in termini di tonnellate/anno deriva da calcoli basati su metodologie riconosciute: monitoraggio indiretto o strumentale diretto.

Nel primo caso, dove non sono disponibili i risultati delle campagne di monitoraggio camini e/o questi non sono rappresentativi dell'assetto medio annuo dell'impianto, la metodologia di calcolo delle emissioni applicata è la seguente (metodologia 1):

$$Tp1_{\text{anno}} = \sum_n (FEp_{\text{media annua}} \times Qp \times 10^{-3})$$

dove:

P: parametro (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, polveri)

Tp1<sub>anno</sub>: tonnellate/anno emesse per il parametro p con riferimento alle unità di processo

n: numero unità di processo

FEp<sub>media annua</sub>: fattore di emissione medio annuo del parametro p in kg/t all'impianto n

Qp: quantitativo annuo di combustibile impiegato nell'unità di processo n in t/anno



I risultati dell'applicazione della formula sopraindicata dipendono:

- dai fattori di emissione medi utilizzati, derivanti dalla letteratura tecnica di riferimento oppure da correlazioni matematiche/stechiometriche applicabili alla singola unità di processo;
- dai quantitativi annui di combustibile impiegati determinati mensilmente in accordo con le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE (ETS).

Nel caso in cui sono disponibili e rappresentativi i risultati delle campagne di monitoraggio degli inquinanti emessi a camino, la metodologia di calcolo delle emissioni applicata è la seguente (metodologia 2):

$$Tp2_{\text{anno}} = \sum_c (Cp \times Fc \times 10^{-9}) \times 8760$$

dove:

P: parametro (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, polveri)

Tp2<sub>anno</sub>: tonnellate/anno emesse per il parametro p con riferimento ai camini

n: numero camini

Cp: concentrazione del parametro p in mg/Nm<sup>3</sup> al camino c

Fc: portata media oraria di fumi al camino c in Nm<sup>3</sup>/h

I risultati dell'applicazione della formula sopraindicata dipendono:

- dai dati di concentrazione derivanti dalle campagne analitiche condotte nei diversi periodi;
- dai dati di portata di fumi al camino, funzione della quantità e della composizione del combustibile utilizzato.

Sommando le tonnellate annue emesse, determinate con le due metodologie sopra descritte, si ottiene il flusso di massa totale per il parametro p riferito all'intera Raffineria (TpR<sub>anno</sub>):

$$TpR_{\text{anno}} = Tp1_{\text{anno}} + Tp2_{\text{anno}}$$

Analogamente viene determinata la portata media oraria di fumi dello stabilimento (FtR) in Nm<sup>3</sup>/h:

$$FtR = \sum_c Fc + \sum_n Fn$$

dove:

Fc: Portata media oraria di fumi al camino c in Nm<sup>3</sup>/h

Fn: Portata media oraria di fumi all'unità di processo n in Nm<sup>3</sup>/h



Con riferimento alle emissioni di vapori di benzina legati all'impianto VRU, nella seguente tabella si riportano i risultati delle analisi eseguite il 14 aprile 2011 e nei giorni 12 e 13 gennaio 2012:

**Tabella 22: Dati monitoraggio emissioni impianto VRU (camino 25)**

Parametri	U.M.	14/04/2011	12/01/2012	13/01/2012
benzene	mg/Nm <sup>3</sup>	<0,4	25	40
	g/h	-	5,4	7,6
VOC (come esano)	mg/Nm <sup>3</sup>	102,2	-	-
SOV	mg/Nm <sup>3</sup>	102,5	-	-
idrocarburi totali (come n-esano)	mg/Nm <sup>3</sup>	-	337	614

Dall'esame della tabella emerge il rispetto della concentrazione limite per gli idrocarburi e del flusso di massa del benzene fissati dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. (cfr. Tabella 19).

Per quanto concerne le emissioni totali di CO<sub>2</sub> legate all'attività di Raffineria, la seguente tabella riporta la sintesi degli ultimi tre anni:

**Tabella 23: Emissioni di CO<sub>2</sub> della Raffineria (2009÷2011)**

	2009	2010	2011
CO <sub>2</sub> (t)	1.157.246	1.142.254	1.114.734

Dall'esame della tabella emerge una decrescita delle emissioni in CO<sub>2</sub> della Raffineria.

### 3.1.5 Scarichi idrici

I vari scarichi di Raffineria vengono convogliati secondo flussi diversificati a seconda della tipologia di refluo. In particolare, la Raffineria comprende le seguenti tre reti fognarie:

- rete acque chiare, la quale raccoglie tutti gli scarichi acquosi che non contengono olio.

A tale rete fognaria vengono convogliate le seguenti tipologie di acqua:

- acque provenienti dagli impianti di demineralizzazione durante le fasi di rigenerazione (queste vengono convogliate in uscita prima alle vasche di neutralizzazione e poi alla fogna acque chiare);
- acque di raffreddamento, provenienti dalle torri di raffreddamento dell'impianto CT-2125 (solitamente tali acque non contengono inquinanti particolari, ma solo in minima parte tensioattivi; nei casi in cui sia riscontrata la presenza di idrocarburi per effetto di perdite negli scambiatori, le stesse vengono invece dirette alla rete acque oleose per subire il trattamento biologico);
- acque della CTE;
- acque della barriera idraulica.

Gli scarichi afferenti a tale rete fognaria raggiungono il separatore API 1 e, successivamente, i post-separatori senza subire particolari trattamenti se non quello di decantazione. I reflui, dai post-separatori, unendosi all'uscita dalla sezione di trattamento biologico dell'impianto Lurgi, raggiungono infine il corpo idrico recettore (naviglio Langosco o Sforzesco);



- rete acque oleose, la quale raccoglie tutti gli scarichi che possono contenere sostanze inquinanti.

A tale rete fognaria vengono convogliate le seguenti tipologie di refluo:

- acque acide (comprendenti tutti i flussi che contengono  $H_2S$ ), sono inviate all'impianto SWS dove subiscono un trattamento di strippaggio e, successivamente, eventualmente previo riutilizzo al Desalter, in fogna oleosa; queste acque contengono anche  $NH_3$  e fenoli provenienti dall'impianto FCCU;
- acque di raffreddamento, provenienti dalle torri di raffreddamento degli impianti CT-1400/12 (acque di *blow down*) e dalle torri dell'impianto CT-2125 (solo in caso di presenza di idrocarburi, come evidenziato in precedenza);
- soda esausta, in piccole quantità e con basso contenuto di inquinanti ( $H_2S$ ,  $NH_3$ , Fenoli);
- acqua da sistema anti incendio;
- acqua da *Desalter*;
- condense;
- acqua da serbatoi;
- acque da sigillo torce.

Il flusso della rete acque oleose, dopo aver raggiunto il separatore API 3, viene inviato all'impianto Lurgi e, a valle del trattamento, al corpo idrico recettore (naviglio Langosco o Sforzesco);

- rete acque sanitarie.

Le acque sanitarie per le quali la rete fognaria pubblica è distante meno di 100 m (acque da mensa di stabilimento e portineria dell'area di carico autobotti) sono convogliate alla rete fognaria pubblica stessa. Le acque sanitarie per le quali la rete fognaria pubblica è distante più di 100 m vengono inviate a fosse settiche e relativi pozzi perdenti. Ciò è dovuto all'impossibilità di realizzare in sicurezza interventi di scavo all'interno della Raffineria. All'interno della Raffineria sono presenti 6 scarichi in fossa settica.

Lo scarico dell'impianto Lurgi nel naviglio Langosco o Sforzesco, in relazione ai periodi di secca degli stessi, prevede un quantitativo massimo annuo pari a circa 2.800.000 m<sup>3</sup>.

Nella seguente tabella sono riportati i volumi di acque scaricati nei navigli negli ultimi tre anni.

**Tabella 24: Volumi annuali di reflui scaricati nei navigli Langosco e Sforzesco (anni 2009÷2011)**

Volumi di reflui scaricati nei Navigli (m <sup>3</sup> )		
2009	2010	2011
2.429.232	2.155.087	2.398.751

Il sistema fognario raccoglie anche le acque meteoriche che vengono raccolte in appositi serbatoi (denominati TK-1003 e TK-2507 e di capacità complessiva pari a circa 30.000 m<sup>3</sup>) e successivamente inviate all'impianto di trattamento acque oleose.

La seguente tabella riporta la sintesi delle tipologie di inquinanti contenuti negli scarichi provenienti dai diversi impianti della Raffineria. Nella Figura 32 è riportata la planimetria delle reti fognarie, delle fosse settiche e dei relativi pozzi perdenti. La successiva Figura 33 riporta il particolare dei punti di scarico nei navigli Langosco e Sforzesco.



**Tabella 25: Inquinanti contenuti negli scarichi idrici della Raffineria**

Impianto/fase	Tipologia degli inquinanti
APS2	Contengono idrocarburi, H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> e fenolo. Invio a SWS.
APS3	DESALTER: acque reflue contenenti idrocarburi, sali clorurati, solfuri e solfat, carbonati, ossidi di ferro, sabbia, ecc. Invio a WWTP o SWS.
VPS	Contengono idrocarburi, H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> e fenolo. Invio a SWS.
FCCU	Acque contenenti idrocarburi (BOD, COD elevati), solidi sospesi, H <sub>2</sub> S, fenoli, NH <sub>3</sub> , pH elevato, cianuri. Invio a SWS.
PWF-SR	Acqua sodica durante rigenerazione. Acque reflue contenenti solidi sospesi, COD, H <sub>2</sub> S, Cl, NH <sub>3</sub> , mercaptani, benzene. Potenziale presenza di diossine/furani dopo lavaggio fumi della rigenerazione in scrubber. Invio a SWS.
PWF-CY	Acqua sodica durante rigenerazione. Acque reflue contenenti solidi sospesi, COD, H <sub>2</sub> S, Cl, NH <sub>3</sub> , mercaptani, benzene. Potenziale presenza di diossine/furani dopo lavaggio fumi della rigenerazione in scrubber. Invio a SWS.
POLY	Acque acide contenenti idrocarburi, mercaptani, H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , soda caustica.
ISOM	Non si hanno acque reflue.
KHS	Acque reflue contenenti solidi sospesi, idrocarburi, BOD/COD, fenoli, H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , pH elevato. Invio a SWS.
NHF1	Acque reflue contenenti solidi sospesi, idrocarburi, BOD/COD, fenoli, H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , pH elevato. Invio a SWS.
NHF2	Acque reflue contenenti solidi sospesi, idrocarburi, BOD/COD, fenoli, H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , pH elevato. Invio a SWS.
GHF	Acque reflue contenenti solidi sospesi, idrocarburi, BOD/COD, fenoli, H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , pH elevato. Invio a SWS.



LSADO	Acque reflue contenenti solidi sospesi, idrocarburi, BOD/COD, fenoli, H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , pH elevato. Invio a SWS.
SCANFINER	Acque reflue contenenti solidi sospesi, idrocarburi, BOD/COD, fenoli, H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , pH elevato. Invio a SWS.
LPG RECOVERY	
SOLVENTI	
C3/4 SPLITTER del NHF2	
ASFALTI-BITUMI	
SRU2	
TGCU	Acque acide da trattamento gas di coda. Invio a SWS.
MEA	Presenza di ammina esausta nell'acqua reflua. Invio a SWS.
BHC	
PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	
PRODUZIONE VAPORE	Acque reflue provenienti dalle unità di trattamento dell'acqua di caldaia e dallo spurgo delle caldaie. Tali acque vanno alle fogne chiare e a WWTP.
TORCE	Acque oleose a WWTP.
TRATT. ACQUE	Scarico al canale.
SWS	Acque reflue riutilizzate al desalter o presso gli impianti LSADO, TGCU. L'acqua acida non riutilizzata va ai separatori API. Invio a WWTP.
ADDITIVAZIONE	
SPEDIZIONI	
STOCCAGGIO	Acque contaminate da idrocarburi dai serbatoi a tetto galleggiante. Invio a WWTP.
RAFFREDDAMENTO	In caso di perdite dagli scambiatori si può avere presenza di idrocarburi, additivi antisporcamento e anticorrosione, agenti disperdenti. Invio a WWTP.



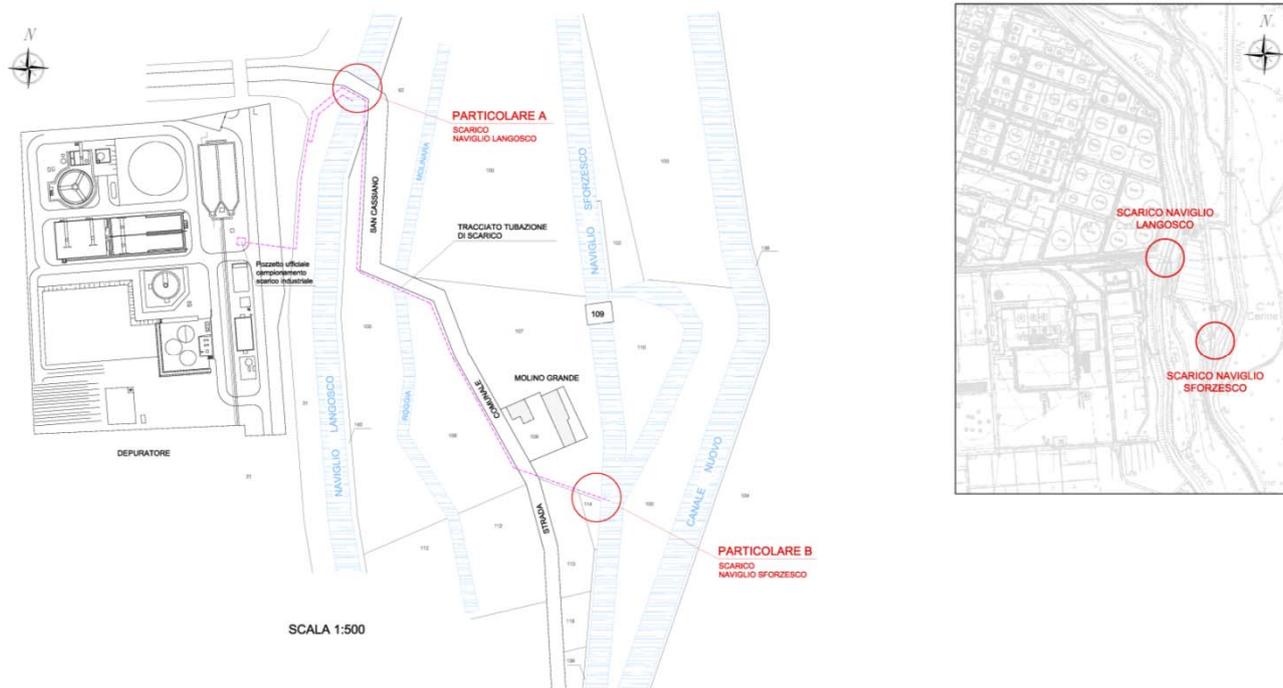


Figura 33: Planimetria di dettaglio degli scarichi nei navigli Langosco e Sforzesco

Le acque di scarico in uscita dall'impianto di trattamento Lurgi sono monitorate al fine di determinare il rispetto dei limiti legislativi vigenti di emissione in acque superficiali (Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.). Per il dettaglio dei parametri monitorati e della loro frequenza si rimanda alla lettura del Piano di monitoraggio e controllo (cfr. capitolo 0). Le analisi sono effettuate quasi esclusivamente dal laboratorio interno della Raffineria, ad eccezione di alcuni parametri per i quali Sarpom si affida ad un laboratorio esterno accreditato.

Nella tabella seguente si riportano i valori medi dei principali inquinanti misurati sulle acque di scarico in uscita dall'impianto di trattamento, a monte del loro scarico nei navigli Langosco o Sforzesco, negli ultimi tre anni.

Tabella 26: Risultati del monitoraggio sugli scarichi idrici della Raffineria (anni 2009-2011)

Parametro	Unità di misura	2009	2010	2011	Valore limite (D. Lgs. 152/06 e s.m.i – Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte terza)
BOD5	mg/l	13,09	13,42	12,62	≤40
COD	mg/l	28,96	31,88	32,51	≤160
ione cloruro	mg/l	478,66	460,17	455,49	≤1.200 (cloruri)
ione fluoruro	mg/l	0,14	0,15	0,15	≤6 (fluoruri)
Azoto nitroso	mg/l	0,11	0,17	0,13	≤0,6
Azoto nitrico	mg/l	11,19	9,38	8,59	≤20
ione fosfato	mg/l	3,14	2,58	2,99	≤10 (fosforo totale)



Parametro	Unità di misura	2009	2010	2011	Valore limite (D. Lgs. 152/06 e s.m.i – Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte terza)
Ione solfato	mg/l	364,92	317,58	324,42	≤1.000 (solfati)
Fenoli	mg/l	0,10	0,10	0,12	≤0,5
Solfuri	mg/l	0,3	0,3	0,3	≤1
Alluminio	mg/l	0,04	0,05	0,05	≤1
Arsenico	mg/l	<0,03	0,06	0,05	≤0,5
Boro	mg/l	0,13	0,27	0,28	≤2
Bario	mg/l	0,06	0,10	0,05	≤20
Cadmio	mg/l	<0,003	<0,003	<0,003	≤0,02
Cromo	mg/l	<0,01	<0,01	0,02	≤2
Ferro	mg/l	0,02	0,04	0,06	≤2
Manganese	mg/l	0,01	<0,002	0,03	≤2
Nichel	mg/l	<0,015	<0,015	0,02	≤2
Piombo	mg/l	0,04	0,05	0,04	≤0,2
Stagno	mg/l	<0,02	0,04	0,07	≤10
Zinco	mg/l	0,15	0,14	0,15	≤0,5
Ammoniaca	mg/l	0,19	0,45	0,29	≤15 (azoto ammoniacale)
Idrocarburi	mg/l	1,00	0,70	0,68	≤5 (idrocarburi totali)
pH	-	7,40	7,38	7,22	5,5-9,5
Solidi (a 105°C)	mg/l	4,56	9,11	6,47	≤80 (solidi speciali totali)
Solventi clorurati	mg/l	<0,01	<0,01	<0,01	≤1
Tensioattivi totali	mg/l	<0,5	<0,47	0,54	≤2

Dall'esame dei risultati delle analisi sulle acque di scarico della Raffineria emerge il rispetto dei limiti normativi per i parametri monitorati.

### 3.1.6 Rifiuti prodotti

Nella seguente tabella sono riportate le tipologie di rifiuto prodotte dalle attività svolte nei differenti impianti di Raffineria.



**Tabella 27: Rifiuti prodotti dalla Raffineria**

Impianto/fase	Tipologia degli inquinanti
APS2	Fanghi da pulizia periodica impianto. Materiali da manutenzione.
APS3	Fanghi da pulizia periodica impianto. Materiali da manutenzione. Desalter - Fanghi accumulati sul fondo del desalter rimossi periodicamente.
VPS	Fanghi da pulizia periodica impianto. Materiali da manutenzione.
FCCU	Polveri di catalizzatore intrappolate dall'elettrofiltro. Catalizzatore esausto. Fanghi, morchie, coke da pulizia e manutenzione.
PWF-SR	Materiali da pulizia e manutenzione impianto. Catalizzatore esausto con metalli preziosi inviato a recupero metalli e successivo smaltimento.
PWF-CY	Materiali da pulizia e manutenzione impianto. Catalizzatore esausto con metalli preziosi inviato a recupero metalli e successivo smaltimento.
POLY	Catalizzatore esausto con H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> . Il catalizzatore non contiene metalli pesanti; alla fine della sua vita viene lavato con acqua formando fango di silice e una soluzione di acido ortofosforico.
ISOM	Catalizzatore esausto con metalli preziosi. Esso subisce pretrattamento e poi recupero dei metalli preziosi.
KHS	Catalizzatore esausto.
NHF1	Catalizzatore esausto.
NHF2	Catalizzatore esausto.
GHF	Catalizzatore esausto.
LSADO	Catalizzatore esausto.



SCANFINER	Catalizzatore esausto.
LPG RECOVERY	
SOLVENTI	Catalizzatore esausto.
C3/4 SPLITTER del NHF2	
ASFALTI-BITUMI	
SRU2	Catalizzatore esausto da reattore catalitico Claus.
TGCU	Catalizzatore esausto da reattore catalitico Claus.
MEA	Residuo derivante dalla pulitura del filtro dell'ammina (MEA esausta con solfuri). Materiali da pulizia e manutenzione.
BHC	
PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	Materiali da pulizia e manutenzione.
PRODUZIONE VAPORE	
TORCE	
TRATT. ACQUE	Fanghi da varie unità di trattamento: fanghi da separatori API; fanghi da precipitazione chimica; fanghi da flottazione; fango biologico filtropressato; calce spenta.
SWS	
ADDITIVAZIONE	
SPEDIZIONI	
STOCCAGGIO	Quarzo da sabbiature. Fondami di risulta da pulizia.
RAFFREDDAMENTO	
<b>IMPIANTO SODA</b>	<b>Soda esausta</b>



Nella seguente tabella si riportano i quantitativi (espressi in kg) dei rifiuti prodotti negli ultimi tre anni dalla Raffineria:

**Tabella 28: Quantitativi (espressi in kg) dei rifiuti prodotti dalla Raffineria (2009-2011)**

Tipologia rifiuto	Codice CER	2009	2010	2011
Accumulatori al piombo	160601*	1470	-	-
Altri catrami	050108*	8000	4080	6790
Apparecchiature elettroniche fuori uso contenenti pericolosi	160213*	610	340	4490
Apparecchiature fuori uso	160214	23610	140	7670
Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	150202*	-	-	18010
Batterie nichel cadmio	160602*	-	1180	-
Bitumi	050117	80710	44770	20280
Catalizzatore esausto cracking catalitico	160804	1617360	1666050	1569430
Catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	160807*	-	43700	106810
Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi	160802*	169070	-	21120
Catalizzatori esauriti contenenti metalli preziosi	160801	9990	6280	8790
Catalizzatori esausti contenenti acido fosforico	160805*	144130	196800	169260
Catalizzatori esausti contenenti metalli di transizione	160803	47250	64170	33820
Ceneri pesanti, scorie e polveri da caldaia	100101	-	-	3570
Fanghi da processi di dissalazione	050102*	15520 <sup>(1)</sup>	-	-
Fanghi oleosi	050106*	215810	103150	202330
Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	050110	-	-	69900
Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, contenenti sostanze pericolose	050109*	-	-	1106190
Fanghi salini	050113	2069590	1400840	1113690
Fango biologico filtrato	050110	1275140	1133930	-
Ferro e acciaio	170405	655410	413140	629040
Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	150110*	-	-	18020
Imballaggi in legno	150103	18350	24530	25510
Imballaggi in materiali misti	150106	118690	65060	110200
Imballaggi in plastica	150102	200	-	-
Imballaggi metallici	150104	9090	7580	2700
Materiale abrasivo di scarto	120117	5630	3220	-
Materiali isolanti	170604	6960	3760	160
Materiali isolanti contenenti amianto	170601*	270	-	-
Materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	170603*	-	-	8480
Materiali solidi eterogenei filtranti	150203	49700	44180	40330
Miscela bituminosa	170302	13280	1100	5340
Miscela bituminosa contenente catrame	170301*	640	-	-
Morchie depositate sul fondo dei serbatoi	050103*	23440	52750	1333840
Olii isolanti e termoisolanti contenenti PCB	130301*	-	11230	-
Pneumatici fuori uso	160103	-	-	1270
Prodotti fuori specifica e prodotti inutilizzati	160306	5140	-	-
Resine a scambio ionico saturate o esaurite	190905	-	-	3230
Rifiuti biodegradabili	200201	10950	5270	3400
Rifiuti che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari	180103*	24	27	27
Rifiuti contenenti mercurio	060404*	-	-	10
Rifiuti contenenti zolfo	050116	29870	5820	3950
Rifiuti dall'eliminazione della sabbia	190802	35390	-	13280
Rifiuti inorganici diversi da quelli di cui alla voce 160303	160304	-	-	3170
Rifiuti prodotti dalla purificazione di carburanti tramite basi	050111*	169200	178500	224810
Rivestimenti e materiali refrattari	161106	10890	-	40530
Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati	130205*	6200	12890	4070
Soluzioni acquose di lavaggio ed acque madri	070101*	-	-	7100
Sostanze chimiche organiche di scarto contenenti pericolosi	160508*	-	6050	470
Terreno da bonifiche	170504	262330	59580	36440
Trasformatori e condensatori contenenti PCB	160209*	-	26020	-

<sup>(1)</sup> Dato 2008

I rifiuti prodotti dalla Raffineria vengono stoccati nelle aree e secondo le modalità specificate in Tabella 29 (nella Figura 34 è riportata la planimetria della Raffineria con l'ubicazione delle aree di stoccaggio rifiuti, i cui numeri identificativi sono riferiti alla Tabella 29):



**Tabella 29: Aree di stoccaggio rifiuti**

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
1	Piazzola rifiuti solidi speciali (nuova)	320 m <sup>3</sup>	1350 m <sup>2</sup> (*)	16 cassoni	Catalizzatori esausti con allumina e con metalli preziosi e catalizzatore da impianto polimerizzazione
2	Serbatoio TK2524	87 m <sup>3</sup>	n.a.	Serbatoio	Olii usati
3	Parco rottami ferrosi	n.a.	1670 m <sup>2</sup>	Area idonea	Rottami ferrosi
4	Silo D-803 (FCCU)	430 m <sup>3</sup>	-	Silo	Catalizzatore esausto
5	Area cantiere Ecodeco	20 m <sup>3</sup>	n.d.	Cassone	Rifiuti non pericolosi
6	Area laboratorio per deposito temporaneo rifiuti	-	10 m <sup>2</sup>	Area idonea	Lattine e bottiglie inquinate da idrocarburi

(\*) Si tratta della superficie totale della nuova piazzola





### 3.1.7 Applicazione delle migliori tecnologie disponibili

Nel seguito si fornisce una sintesi delle Migliori Tecnologie Disponibili (MTD) previste dalla normativa vigente e applicate dalla Raffineria.

#### Adozione di un sistema efficace di gestione ambientale

La Raffineria gestisce la propria attività secondo il **sistema di gestione OIMS** (*Operation Integrity Management System*) che riguarda gli aspetti di **sicurezza, ambiente e rapporti con la comunità esterna**.

Il Sistema Integrato di Gestione della Sicurezza OIMS della ExxonMobil, in vigore dal 1992, indirizza la gestione dei rischi nel campo della salute, della sicurezza e dell'ambiente all'interno dei siti in cui la Società opera. OIMS è un modello di gestione progettato per identificare i pericoli e gestire i rischi associati. OIMS fornisce un approccio sistematico, strutturato e disciplinato a tutte le linee operative e permette di valutare periodicamente il progresso e la condotta delle organizzazioni della Società in queste aree. Assicura inoltre il coinvolgimento e l'integrazione con le comunità nelle quali la Società opera.

OIMS è parte integrante del processo di lavoro giornaliero e stabilisce un modello comune che ogni realtà operativa è tenuta a seguire per migliorare l'affidabilità delle operazioni e ridurre rischi e impatti nei campi della sicurezza, della salute e dell'ambiente. L'efficacia di OIMS è valutata, rivista e migliorata continuamente ed è per questo che ha inglobato, nel suo cammino di miglioramento, i processi di gestione della Salute, Sicurezza e Ambiente basati sul comportamento (*Loss Prevention System Behavior Based Process*).

Il *Lloyd's Register Quality Assurance* ha attestato che OIMS soddisfa i requisiti dello Standard ISO 14001 per la gestione ambientale e che soddisfa anche i requisiti OHSAS 18001 (*Occupational Health and Safety Assessment Series for health and safety management systems*).

#### Adozione di un sistema di gestione dell'energia come parte integrante del più ampio sistema di gestione ambientale

La Sarpom ha in essere un sistema denominato G-EMS (*Global Energy Management System*) il quale, per ogni unità di combustione di Raffineria identifica dei parametri di risparmio/efficienza energetica che vengono monitorati con frequenza settimanale, mensile e annuale. L'Energy Coordinator di Raffineria si occupa del monitoraggio dei consumi energetici e dell'efficienza degli impianti e compila gli indici per il raffronto dei dati di Raffineria con le altre raffinerie del mondo.

L'efficienza energetica dei singoli impianti di processo di Raffineria è stata determinata in base agli intervalli di riferimento, riportati dalle Linee Guida per le raffinerie oppure nel BREF per le raffinerie, per i consumi specifici di combustibile, vapore ed energia.

La Sarpom prevede di pervenire alla riduzione dei consumi energetici della Raffineria mediante l'adozione di una serie di specifiche azioni, quali:

- interventi di ottimizzazione delle variabili di processo collegate ai consumi di natura energetica;
- pulizia degli scambiatori;
- miglioramento delle integrazioni termiche tra le varie componenti dell'impianto;
- gestione dell'ottimizzazione dei consumi di vapore e utilizzo di scaricatori di condensa ad alta efficienza (riduzione delle perdite);
- eventuale sostituzione (durante i periodi di fermata programmata e in *turn around*) di motori elettrici di grandi dimensioni con motori ad alta efficienza elettrica (che attualmente sono in prova presso altre raffinerie del circuito della ExxonMobil);



### Gestione ottimale delle operazioni di combustione, ricorso a campagne analitiche e di controllo periodiche per il miglioramento della combustione

Tutte le unità di combustione vengono monitorate giornalmente secondo i criteri del sistema G-EMS precedentemente descritto. Il calcolo delle efficienze delle unità di combustione è fatto mediante un software dedicato alimentato in tempo reale con i dati di processo. I risultati del calcolo sono archiviati in un database informatico. Di conseguenza, anche il monitoraggio delle efficienze avviene in tempo reale.

Il forno F101, che ha presentato un'efficienza nel 2007 pari all'82,6%, è stato oggetto di modifica. Gli interventi hanno compreso le seguenti attività:

- sostituzione di 56 tubi (su 116) nella sezione radiante;
- modifiche della sezione radiante con installazione di due file aggiuntive di tubi per incrementare l'efficienza del forno;
- completa sostituzione di fuel oil a favore di fuel gas per l'alimentazione del forno F101.

### Ottimizzazione del recupero di calore dei flussi caldi di processo all'interno del singolo impianto e/o tramite integrazioni termiche tra diversi impianti/processi, attraverso per esempio l'applicazione di tecniche di process integration basate sull'utilizzo della pinch analysis o di altre metodologie di ottimizzazione di processo

La Raffineria, sia in fase di progettazione di nuovi impianti sia nel caso di *revamping* di impianti esistenti, mira all'ottimizzazione del recupero di calore applicando sistematicamente la *pinch analysis*. In un'ottica di miglioramento continuo e applicazione sempre più estensiva della MTD sono attualmente in fase di studio i recuperi di due salti termici principali:

- prodotto estratto dallo stripper dell'impianto LSADO (2,3 MW);
- prodotto estratto dallo stripper dell'impianto KHS (4 MW).

### Valutazione delle possibilità dell'applicazione di efficienti tecniche di produzione di energia

La Raffineria dispone di una turbina alimentata a gas di raffineria per la produzione in cogenerazione di energia elettrica e calore. Annualmente, per le Autorità di controllo, vengono calcolati gli indici IEN, IRE ed ENT, che soddisfano pienamente i requisiti di legge. Nelle fasi di manutenzione e in caso di sostituzione è valutata la fattibilità tecnica ed economica dell'adozione di apparecchiature ad elevato rendimento.

### Ottimizzazione dell'efficienza di scambio termico, attraverso per esempio l'utilizzo di prodotti antisporcamento negli scambiatori di calore e nei forni e caldaie

Sono utilizzate sostanze disperdenti che, iniettate nei forni (in particolare al forno APS3), migliorano la pulizia dei tubi e consentono di avere un più efficiente scambio termico.

### Riutilizzo dell'acqua di condensa

La condensa viene recuperata e rinvia in circolo. In dettaglio, vengono recuperati circa 80 m<sup>3</sup>/h di condensa, pari a circa 2/3 del totale, per un recupero termico di circa 6 MW su un totale di circa 9 MW.



### Minimizzazione delle emissioni gassose dalla torcia durante le condizioni di funzionamento normale dell'impianto

I sistemi di torcia costituiscono un dispositivo di sicurezza atto a ricevere gli scarichi delle valvole di sicurezza e i drenaggi liquidi e gassosi generati durante le operazioni di avviamento e di fermata normale e di emergenza degli impianti. Le torce sono state progettate per garantire operazioni in sicurezza e includono dispositivi per evitare ritorni di fiamma, bruciatori pilota sempre accesi e sistemi di iniezione di vapore di dispersione e antifumo.

### Riduzione di SO<sub>x</sub> nella combustione, in forni, caldaie e turbine, tramite:

- massimizzazione dell'utilizzo di gas di raffineria desolfurato e soddisfacendo il resto del fabbisogno energetico, ove tecnicamente ed economicamente possibile, con combustibili liquidi a basso tenore di zolfo

Tutto il fuel gas di Raffineria desolfurato (tenore di zolfo circa 0,06% in peso) viene utilizzato come combustibile (massimizzazione). Il fuel oil utilizzato per il fabbisogno residuo di energia della Raffineria presenta un tenore medio di S pari a 1,06%, sostanzialmente in linea con un fuel oil BTZ, seppur leggermente superiore.

Tra gli interventi di miglioramento si sottolinea è avvenuta la progressiva sostituzione di olio combustibile sul forno F101 (tale intervento è associato ai già menzionati interventi di miglioramento dell'efficienza energetica che permetteranno di risparmiare fuel gas su altre unità di combustione a vantaggio di un maggior convogliamento del fuel gas stesso sul forno F101). Attualmente il forno è alimentato esclusivamente a fuel gas;

- ottimizzazione dell'efficienza delle operazioni di desolfurazione negli impianti di lavaggio (amine scrubbing) e recupero zolfo (Claus e Tail Gas clean up)

L'efficienza del recupero di zolfo dal gas di raffineria è superiore al 99%.

### Trattamento dei fumi per la riduzione degli SO<sub>x</sub>: lavaggio/trattamento di desolfurazione

Il controllo dello zolfo nelle emissioni è effettuato mediante la rimozione dello zolfo dal combustibile (fuel gas) prima della sua combustione e comunque mediante l'uso di combustibili a contenuto di zolfo controllato.

Non risulta necessario implementare tali tecniche poiché le emissioni di SO<sub>2</sub> della Raffineria nel suo complesso sono inferiori al range indicato come raggiungibile mediante l'adozione delle MTD (800÷1.200 mg/Nm<sup>3</sup>).

### Riduzione di NO<sub>x</sub> mediante utilizzo di bruciatori low NO<sub>x</sub>, ultra low NO<sub>x</sub>, ricircolazione fumo (FGR), *reburning*

I forni degli impianti NHF2, LSADO, SCANFiner e GHF hanno bruciatori Low NO<sub>x</sub>.

La turbina di cogenerazione ha sia bruciatore Low NO<sub>x</sub> che un sistema di iniezione di vapore in camera di combustione per la riduzione della formazione di NO<sub>x</sub>. Sarpom ha realizzato uno studio costi/benefici ambientali in riferimento alla sostituzione dei bruciatori non low-NO<sub>x</sub> presenti in Raffineria.

I risultati ottenuti dallo studio supportano l'installazione di bruciatori low NO<sub>x</sub> sulle 3 caldaie (SG2001, SG2002, SG2003) e sui 2 impianti di reforming catalitico (forni F301/2/3 dell'impianto PWFSR; forni F304/5/6 dell'impianto PWFCY).

Si rende necessario uno studio di fattibilità tecnica per definire gli interventi necessari nei tempi e nelle modalità ottimali.



Le emissioni di NO<sub>x</sub> sono in linea con le MTD per la Turbina a gas, dove sono installati i LowNO<sub>x</sub>.

La sostituzione di fuel oil con fuel gas permette un miglioramento della concentrazione di NO<sub>x</sub> sul camino del forno F101. A livello di proposta di interventi di mitigazione è prevista l'installazione programmata dei bruciatori low NO<sub>x</sub> per le caldaie SG2001, SG2002 e SG2003 e per i forni degli impianti di reforming catalitico.

### Trattamento dei fumi per la riduzione degli NO<sub>x</sub>: SCR, SNCR

In generale, nelle varie unità, il controllo delle emissioni di NO<sub>x</sub> è effettuato durante la fase di combustione.

Non risulta necessario implementare tali tecniche poiché le emissioni di NO<sub>x</sub> della Raffineria nel suo complesso sono già prossime al limite inferiore del range raggiungibile mediante l'adozione delle MTD (250÷450 mg/Nm<sup>3</sup>).

### Tecniche combinate di riduzione delle emissioni di SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub>

Il controllo dello zolfo nelle emissioni è effettuato mediante la rimozione dello zolfo dal combustibile (fuel gas) prima della sua combustione e comunque mediante l'uso di combustibili a contenuto di zolfo controllato.

Si ritiene non necessario implementare tali tecniche poiché le emissioni di SO<sub>2</sub> della Raffineria nel suo complesso sono inferiori al range indicato come raggiungibile mediante l'adozione delle MTD (800÷1200 mg/Nm<sup>3</sup>).

### Riduzione di particolato tramite gestione globale della combustione con ottimizzazione del rapporto aria/combustibile e della temperatura dei fumi e utilizzo di combustibili a basso contenuto di ceneri

L'olio combustibile utilizzato ha un contenuto di ceneri che consente di garantire buoni livelli emissivi, rispettando i limiti di bolla per il particolato.

### Trattamento dei fumi per la riduzione del particolato: cicloni multistadio, precipitatore elettrostatico (ESP), filtri, wet scrubbers

È presente un impianto di abbattimento polveri (ESP) a valle del cracking catalitico.

### Riduzione di metalli mediante utilizzo delle tecniche per la riduzione del particolato, monitoraggio dei metalli contenuti nei combustibili liquidi e utilizzo di combustibili liquidi a basso contenuto di metalli

L'olio combustibile utilizzato in Raffineria è lo stesso che viene venduto all'esterno e ha un tenore di metalli che rispetta i limiti richiesti per la vendita del combustibile stesso.

### Riduzione di CO e VOC mediante gestione ottimale della combustione con ottimizzazione del rapporto aria/combustibile, attraverso l'utilizzo analizzatori dell'ossigeno, e della temperatura dei fumi

Il tenore di ossigeno mantenuto ai forni è il minimo tecnico (scelto sulla base di test empirici e secondo le linee guida G-EMS per l'ottimizzazione di forni e caldaie) per garantire la combustione completa in CO<sub>2</sub> e limitare la presenza di CO nei fumi. All'impianto FCCU è presente inoltre un CO-boiler che completa la combustione del CO a CO<sub>2</sub>.



### Adozione di un sistema di gestione delle acque, come parte integrante del più ampio sistema di gestione ambientale

La gestione delle acque è parte integrante del Sistema di Gestione OIMS, precedentemente descritto. In ogni impianto di Raffineria, ove possibile, si mira alla riduzione della contaminazione delle acque e alla minimizzazione del volume di acque reflue.

### Analisi integrata e studi sulle possibilità di ottimizzazione della rete acqua e delle diverse utenze, finalizzata alla riduzione dei consumi

A seconda delle esigenze vengono effettuate valutazioni per la riduzione dei consumi idrici. Viene inoltre recuperata l'acqua emunta dalla barriera idraulica per utilizzo nel circuito di raffreddamento.

### Minimizzazione del consumo di acqua fresca aumentando il ricircolo della stessa, applicazione di tecniche per il riutilizzo dell'acqua reflua trattata ove tecnicamente ed economicamente possibile

Il consumo di acqua dolce è minimizzato grazie all'utilizzo di circuiti a ciclo chiuso sia per il raffreddamento che per i lavaggi vari. Gli impianti più recenti utilizzano inoltre raffreddamento ad aria.

### Riduzione della contaminazione dell'acqua reflua proveniente dalle singole unità e trattamento separato di particolari correnti critiche prima del loro invio all'impianto di trattamento acque reflue

La Raffineria applica tale MTD (si rimanda ai §§ 3.1.2 e 3.1.5 per la descrizione rispettivamente dell'impianto di trattamento delle acque e degli scarichi idrici).

### Adozione, come parte integrante del più ampio sistema di gestione ambientale, di un sistema di gestione impostato sull'obiettivo di ridurre la generazione di rifiuti e di prevenire la contaminazione dei suoli

La gestione dei rifiuti è parte integrante del Sistema di Gestione OIMS. Se possibile, in ogni impianto di Raffineria, si mira alla riduzione della produzione di rifiuti e si valutano le opportunità di riciclaggio/riuso/recupero dei rifiuti.

### Ottimizzazione del prelievo, cernita e raggruppamento dei rifiuti

La Raffineria si è dotata di un nuovo sistema per la gestione strutturata dei rifiuti che consente di effettuare uno stoccaggio differenziato in accordo alle vigenti classificazioni tipologiche e di garantire il rispetto delle prescrizioni di legge. Alla base di tale sistema è stata realizzata una nuova stazione di deposito temporaneo dei rifiuti (si rimanda al § 3.1.6 per la descrizione dello stoccaggio dei rifiuti).

### Procedure e tecniche per ridurre, durante il normale esercizio, la generazione di fondami di serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti

È buona pratica della Raffineria minimizzare, anche a fini economici (costi dello smaltimento), i fondami di serbatoio da smaltire. Sono in uso in Raffineria mixer nei serbatoi di grezzo per minimizzare la formazione delle morchie.



### Procedure e tecniche per identificare e controllare la causa di eventuale presenza anomala di olio nei sistemi di trattamento delle acque reflue

Sono presenti 11 pozzetti chiave che raccolgono le acque di scarico di specifiche utenze. L'ispezione e il campionamento di tali pozzetti in un ordine predeterminato permettono di indirizzare la ricerca di eventuali perdite in un'area ristretta di provenienza.

### Esecuzione delle operazioni di pulizia, lavaggio ed assemblaggio attrezzature solo in aree costruite e dedicate allo scopo

Nella Raffineria sono presenti due aree per l'esecuzione delle attività di lavaggio. Esse sono opportunamente pavimentate ed attrezzate e si trovano: in prossimità delle torce e presso il TK1048 dello slop.

### Ottimizzazione dell'utilizzo della soda impiegata nei vari processi di trattamento dei prodotti (aumentandone il riciclo), per assicurarsi che sia completamente esausta (e non più adeguata alle esigenze di processo) prima di essere considerata un rifiuto

L'impianto soda di Raffineria consente di raccogliere la soluzione esausta di ritorno dagli impianti che necessitano di lavaggio caustico dei prodotti petroliferi (ad esempio, impianto di isomerizzazione, impianto di cracking catalitico). Tale soluzione viene in parte riutilizzata in impianti di lavaggio che richiedono soluzioni poco concentrate di soda caustica (essenzialmente l'impianto di distillazione atmosferica). La parte che, per la presenza dei solfuri e mercaptani, non può essere riutilizzata viene stoccata per il successivo smaltimento, tramite incenerimento, da parte di ditta specializzata.

### Segregazione, ove possibile, delle acque effluenti di processo dalle acque piovane

Le acque di dilavamento delle aree di processo, di carico e quelle dei serbatoi a tetto galleggiante, potenzialmente contaminate, sono inviate alla fogna oleosa assieme alle acque di processo. Le acque meteoriche non potenzialmente contaminate sono invece inviate alla rete delle acque bianche (per i dettagli relativi agli scarichi idrici si rimanda al § 3.1.5).

### Procedure per individuare tempestivamente eventuali perdite dalle tubazioni, serbatoi e fognature

Le eventuali perdite dai serbatoi possono essere individuate tempestivamente grazie al sistema computerizzato che controlla la stabilità delle giacenze di prodotti ogni 4 ore.

L'ispezione di fognature e tubazioni interrato viene fatta, in caso di necessità, seguendo le linee guida del Manuale "Sewer Maintenance Manual" redatto da ExxonMobil.

È stata creata una procedura di stabilimento dedicata per individuare tempestivamente eventuali perdite dai serbatoi a partire dal sistema computerizzato e di una seconda procedura per le ispezioni periodiche di tubazioni e fognature.

È stato inoltre realizzato un intervento di adeguamento dei serbatoi comprendente l'installazione di allarmi di alto livello indipendente, finalizzata alla prevenzione di eventuali sversamenti e conseguente potenziale contaminazione di suolo/sottosuolo.



### Installazione di doppia parete per serbatoi interrati

Esiste un unico serbatoio interrato contenente Cetano (esplosivo a 70°C). Tale serbatoio, D2907, è dotato di doppia parete con intercapedine di azoto pressurizzato.

### Applicazione di tecniche per il recupero dei vapori durante le operazioni di carico/scarico di prodotti leggeri: la scelta del tipo di tecnica è legata alla concentrazione di iniziale di VOC e alla portata del flusso da trattare

L'impianto di carico di prodotti leggeri di autobotti e ferrocisterne è dotato di sistema di recupero dei vapori che vengono poi fatti condensare in un serbatoio.

## 3.2 Alternative progettuali

Essendo la Raffineria un'attività industriale esistente e in esercizio, non sono state considerate alternative costruttive e localizzative. Viene presa in esame la sola alternativa "opzione zero", equivalente alla dismissione della Raffineria.

A tale riguardo si ritiene tuttavia che una simile eventualità comporti un impatto significativo dal punto di vista socio-economico ed occupazionale, non solo per il territorio comunale di Trecate ma anche per le ripercussioni che si genererebbero sull'indotto della Raffineria.

Dal punto di vista economico la Raffineria produce circa un terzo del totale prodotto in Val Padana.

Con riferimento all'occupazione, come già evidenziato nel presente SIA e sviluppato nel seguito (valutazione degli impatti sul sistema antropico, cfr. § 4.3.8), la Raffineria rappresenta una solida realtà industriale, presente sul territorio da 60 anni, la quale dà lavoro a circa 400 dipendenti, 100 appaltatori impiegati e 1.500 persone nell'indotto.

Si ricorda inoltre che la Raffineria contribuisce allo sviluppo economico della collettività tramite le accise sul carburante prodotto, destinate in parte allo Stato e, in parte, alla Regione Piemonte.

Nel caso di eventuale cessazione dell'attività di Raffineria, a fronte di una riduzione degli impatti sull'ambiente, si ritiene che i costi in termini socio-economici e di perdita di occupazione non siano sostenibili.



## Firme della Relazione



Dott.ssa Livia Manzone  
Project Manager



Ing. Mario Vaccarone  
Project Director

VAT No.: 3674811009  
Registro Imprese  
Torino

Golder Associates è una società internazionale che offre servizi di consulenza, progettazione e realizzazione nel campo delle scienze ambientali, dell'ingegneria geotecnica e dell'energia. La nostra mission "Engineering Earth's Development, Preserving Earth's Integrity" sottolinea il nostro costante impegno verso l'eccellenza – sia in campo tecnico, sia nella cura del servizio al cliente – e verso la sostenibilità. Da oltre 50 anni la nostra principale caratteristica è la profonda comprensione delle esigenze dei nostri clienti e degli ambiti in cui essi operano. Per questo motivo siamo in grado di offrire loro un supporto concreto perché possano raggiungere i loro obiettivi finanziari, sociali e ambientali, nel breve e nel lungo periodo. Fare la differenza in un mondo in continuo mutamento: questo è l'impegno che ci prendiamo nei confronti dei nostri clienti e delle loro comunità di riferimento.

Africa	+ 27 11 254 4800
Asia	+ 86 21 6258 5522
Oceania	+ 61 3 8862 3500
Europa	+ 356 21 42 30 20
America del Nord	+ 1 800 275 3281
America del Sud	+ 55 21 3095 9500

[solutions@golder.com](mailto:solutions@golder.com)  
[www.golder.com](http://www.golder.com)

**Golder Associates S.r.l.**  
**Banfo43 Centre**  
**Via Antonio Banfo 43**  
**10155 Torino**  
**Italia**  
**T: +39 011 23 44 211**

