

**PROGETTO DI MODIFICA DELL'IMPIANTO IGCC**  
**Modifica del ciclo combinato CCPP a Gas Naturale**

**STUDIO PRELIMINARE AMBIENTALE**  
ai sensi dell'art. 20 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

**SEZIONE III – Quadro di riferimento Progettuale**



Luglio 2012

Id. III-Quadro\_Progettuale

SEZIONE III

INDICE

<b>III.1</b>	<b>Introduzione .....</b>	<b>4</b>
<b>III.2</b>	<b>Motivazioni del progetto .....</b>	<b>5</b>
<b>III.3</b>	<b>Localizzazione del progetto .....</b>	<b>7</b>
<b>III.4</b>	<b>Descrizione dell'iniziativa in progetto .....</b>	<b>8</b>
III.4.1	Assetto attuale Impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) .....	8
III.4.1.1	Sezione di gassificazione (SMPP) .....	9
III.4.1.2	Sezione di cogenerazione (CCPP) .....	12
III.4.1.3	Servizi ausiliari dell'Impianto IGCC .....	16
III.4.1.4	Unità ausiliarie comuni all'intero sito .....	19
III.4.2	Descrizione del progetto proposto .....	20
III.4.2.1	Generalità .....	20
III.4.2.2	Assetto di marcia e portate fumi .....	22
III.4.2.3	Adeguamento impianti, servizi e utilities .....	24
<b>III.5</b>	<b>Attività in fase di cantiere per la realizzazione del progetto .....</b>	<b>31</b>
III.5.1	Dati generali .....	31
III.5.2	Classi di lavoro da eseguire .....	32
III.5.2.1	Opere preparatorie ed infrastrutture .....	32
III.5.2.2	Opere civili .....	33
III.5.2.3	Montaggi meccanici, collaudi ed opere di finitura .....	33
III.5.2.4	Misure di prevenzione e sicurezza durante i lavori .....	34
<b>III.6</b>	<b>Analisi delle interazioni ambientali .....</b>	<b>35</b>
III.6.1	Esercizio dell'Impianto – Emissioni .....	36
III.6.1.1	Emissioni in atmosfera .....	36
III.6.1.2	Emissioni climalteranti .....	39
III.6.1.3	Effluenti liquidi .....	41
III.6.1.4	Rifiuti .....	42
III.6.1.5	Emissioni sonore .....	45
III.6.1.6	Radiazioni ionizzanti/non ionizzanti .....	47
III.6.1.7	Vibrazioni .....	47
III.6.2	Esercizio dell'Impianto – Uso di risorse .....	48
III.6.2.1	Consumi energetici .....	48
III.6.2.2	Prelievi idrici .....	49
III.6.2.3	Consumi di materie prime e combustibili .....	51
III.6.2.4	Uso di suolo, sottosuolo e acque marino costiere .....	55
III.6.2.5	Traffico .....	57
III.6.2.6	Effetti sul contesto socio - economico .....	59
III.6.3	Paesaggio .....	59
III.6.4	Interazioni in fase di cantiere .....	60
III.6.4.1	Emissioni in atmosfera .....	60
III.6.4.2	Effluenti Liquidi .....	61
III.6.4.3	Rifiuti .....	61
III.6.4.4	Emissioni sonore .....	62
III.6.4.5	Uso di risorse .....	63
III.6.4.6	Suolo e sottosuolo .....	63

SEZIONE III

III.6.4.7	Traffico veicolare .....	65
III.6.4.8	Effetti sul contesto socio – economico.....	65
<b>III.7</b>	<b>Piano di monitoraggio e controllo .....</b>	<b>66</b>
<b>III.8</b>	<b>Analisi dei malfunzionamenti .....</b>	<b>67</b>
III.8.1	Introduzione .....	67
III.8.2	Ipotesi incidentali individuate .....	68
III.8.3	Conclusioni dello studio .....	68
<b>III.9</b>	<b>Alternative di progetto .....</b>	<b>69</b>
III.9.1	Alternative di localizzazione .....	69
III.9.2	Alternative progettuali .....	69
III.9.3	Alternativa “zero” .....	70
<b>III.10</b>	<b>Misure di prevenzione e mitigazione .....</b>	<b>71</b>
<b>III.11</b>	<b>Decommissioning degli impianti.....</b>	<b>73</b>
<b>III.12</b>	<b>Sintesi dei parametri di interazione ambientale .....</b>	<b>74</b>
<b>III.13</b>	<b>Identificazione delle componenti ambientali interessate dal progetto .....</b>	<b>75</b>

ELENCO ALLEGATI

- Allegato III.1**    Planimetria generale del Sito con l’ubicazione delle aree interessate dagli interventi in progetto
- Allegato III.2**    Analisi dei malfunzionamenti
- Allegato III.3**    Planimetria percorso della tubazione Gas Naturale e indicazione dei punti di caratterizzazione

**SEZIONE III**

## **III.1 Introduzione**

La presente Sezione III, che costituisce il “Quadro di riferimento Progettuale” dello Studio Preliminare Ambientale predisposto per la verifica di assoggettabilità alla VIA, descrive il progetto proposto e le sue interazioni con le componenti ambientali, sia in fase di realizzazione che di esercizio.

I contenuti della presente Sezione sono integrati dalla documentazione di progetto preliminare presentata contestualmente allo Studio Preliminare Ambientale, in accordo con quanto previsto dalla normativa vigente (D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.).

## SEZIONE III

## III.2 Motivazioni del progetto

L’Impianto IGCC api energia di Falconara Marittima produce vapore per le necessità di funzionamento degli impianti della Raffineria api di Falconara Marittima ed energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale in regime regolato dalla Convenzione CIP 6/92.

L’Impianto è costituito essenzialmente da due sezioni: della Sezione di Gassificazione (SMPP) e la Sezione di Cogenerazione (CCPP). Il progetto proposto prevede la modifica dell’attuale CCPP, in modo da poter essere alimentata con Gas Naturale da rete SNAM, anziché Syngas.

La Sezione SMPP, che è quella destinata alla produzione e al trattamento del Syngas, non sarà pertanto più necessaria e verrà quindi fermata; le relative apparecchiature e linee di processo saranno bonificate.

Le motivazioni alla base dell’iniziativa in progetto si poggiano su considerazioni sia di tipo economico-strategico che di tipo ambientale, come illustrato di seguito.

L’Impianto IGCC genera il vapore richiesto dalla Raffineria api, in cogenerazione con energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale con modalità e tariffa prevista dalla Convenzione stipulata originariamente con ENEL e successivamente trasferita, dopo la liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica, al GSE (Gestore dei Servizi Energetici), in accordo alla Deliberazione CIP n. 6 del 29 aprile 1992.

La società api energia, come previsto dall’art. 30, comma 20, della Legge n. 99 del 23 luglio 2009, ha deciso di aderire alla risoluzione anticipata della Convenzione CIP 6/92, secondo le modalità ed i criteri stabiliti dal successivo D.M. attuativo del Ministero dello Sviluppo Economico del 23 giugno 2011, *“Risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92 per impianti alimentati da combustibili di processo o residui o recuperi di energia”*. La decorrenza della risoluzione anticipata della convenzione CIP 6/92 sarà effettiva a partire dal 1 gennaio 2013.

La decisione di risoluzione anticipata della convenzione CIP 6/92 è connessa alla forte crisi del sistema di raffinazione europeo ed italiano in particolare, attualmente in atto.<sup>1</sup>

A seguito della risoluzione della convenzione CIP 6/92, l’assetto produttivo dell’Impianto IGCC si dovrà adeguare alle richieste del mercato, attualmente, invece, l’Impianto lavora sostanzialmente al massimo carico per tutti i giorni dell’anno (salvo le fermate parziali o totali per attività di manutenzione),

---

<sup>1</sup> Tale situazione di crisi è stata determinata da una parte dal crollo dei consumi petroliferi, per effetto della concomitante crisi economica, e dall’altra l’arrivo di prodotti finiti da quei Paesi in via di forte sviluppo (Cina, India etc.), dove sono state realizzate delle nuove raffinerie, dedicate alle esportazioni e, soprattutto, dove i costi di produzione sono nettamente inferiori a quelli europei (costo inferiore dei lavori, minori vincoli ambientali e, in taluni casi, incentivi a sostegno della produzione). Tale stato di crisi del settore della raffinazione europea è oggetto di grande attenzione sia della Commissione UE sia dei singoli Governi nazionali; in particolare il Governo Italiano ha istituito un tavolo sulla crisi della Raffinazione presso il Ministero dello Sviluppo Economico al quale partecipano sia gli operatori sia le forze sociali. Infatti sono a rischio migliaia di posti di lavoro tra diretti ed indotti (negli ultimi 12 mesi già due raffinerie hanno chiuso), nonché un know-how e delle professionalità di alto livello; si pensi infatti che oggi all’interno di una raffineria la maggior parte del personale è laureato o diplomato. La situazione è quindi oggi molto seria ed impone pertanto scelte ed azioni rapide che consentano almeno di superare l’attuale contingenza economica. Il gruppo api in tale contesto ha ritenuto necessario fare in modo che il sito di Falconara potesse acquisire la massima flessibilità operativa sul ciclo petrolifero, in relazione anche alle varie situazioni di crisi internazionale e quindi alla provenienza e la natura dei greggi lavorati, cosa evidentemente possibile solo svicolando il ciclo di raffinazione dalla produzione di E.E; ciò dovrebbe poter consentire di adeguarsi più prontamente ai mutamenti del mercato interno ed internazionale e ai vari scenari di crisi.

La risoluzione anticipata della Convenzione CIP 6/92 è stato il primo passo per rispondere a tale esigenza; il secondo passo che dovrà essere quanto il più possibile contestuale al primo è il passaggio dell’IGCC da alimentazione a Syngas ad alimentazione a Gas Naturale.

**SEZIONE III**

producendo sia il vapore destinato agli usi interni della Raffineria api che energia elettrica da immettersi sulla rete di trasmissione nazionale.

A partire dal 1 gennaio 2013, la produzione di energia elettrica dovrebbe avere una modulazione oraria e giornaliera in funzione delle richieste di mercato. In questo contesto, la sostenibilità economica dell'intero Impianto IGCC verrebbe meno. Le maggiori problematiche si presenterebbero nella Sezione di gassificazione (SMPP), il cui carico andrebbe modulato in funzione della domanda di energia elettrica dalla rete nazionale, con conseguenti diseconomicità e impatti sul funzionamento dello stesso. Infatti, detta Sezione è progettata per lavorare ad un regime costante che mal si adatta alla continua regolazione in un regime di domanda/offerta.

Tenendo conto del fatto che la Raffineria api necessita del vapore per gli usi interni di produzione, la soluzione tecnica ottimale, in termini di tempi di realizzazione e costi, è quindi quella modificare la Sezione CCPP per consentire l'alimentazione a Gas Naturale in luogo del Syngas, e conseguentemente mettere fuori servizio della Sezione SMPP non più necessaria in quanto dedicata unicamente alla produzione e al trattamento del i Syngas. La Sezione CCPP così modificata sarà in grado di produrre sia il vapore per gli usi interni della Raffineria api che energia elettrica, la cui produzione potrà essere modulata in funzione delle richieste orarie della rete di trasmissione nazionale.

La Sezione CCPP, al fine di poter utilizzare il Gas Naturale quale combustibile, necessiterà di modesti interventi al sistema di combustione in modo da ottimizzare lo stesso per un gas che ha caratteristiche chimico-fisiche diverse dal Syngas. Tale modifica determinerà anche una lieve riduzione della potenza termica del ciclo combinato, nonché una significativa riduzione delle principali emissioni inquinanti e di quelle climalteranti, rispetto allo scenario attualmente autorizzato.

La quota di idrocarburi pesanti, proveniente dal ciclo di Raffineria e non più inviata a gassificazione, sarà destinata a produzioni già presenti in raffineria, ovvero bitumi, di cui api è già uno dei principali attori del mercato italiano, e oli combustibili per mercato interno e/o per l'esportazione. Il ciclo di raffineria non subirà pertanto alcuna modifica, così come il relativo scenario emissivo autorizzato.

### III.3 Localizzazione del progetto

Il progetto in esame è interamente ubicato all'interno della proprietà api di Falconara Marittima. Nella figura seguente viene riportata l'immagine satellitare del sito di Raffineria con l'indicazione dell'area occupata dall'attuale Impianto IGCC, oggetto delle modifiche in progetto.



Figura III.1 – Ubicazione dell'attuale IGCC

Gli interventi in progetto sono localizzati nell'area dell'Impianto IGCC esistente, le opere accessorie per l'adeguamento del sistema di alimentazione da Syngas a Gas Naturale verranno realizzate in aree di proprietà api, sfruttando per quanto possibile le linee e le aree pavimentate già presenti.

In **Allegato III.1** al presente Studio, si riporta la planimetria generale del Sito con l'ubicazione delle aree interessate dall'intervento in progetto.

## III.4 Descrizione dell'iniziativa in progetto

### III.4.1 Assetto attuale Impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)

L'attuale sistema IGCC ha il compito di utilizzare gli idrocarburi pesanti provenienti dal processo di raffinazione, per la produzione di energia elettrica ceduta alla rete di Trasmissione Nazionale e vapore ai livelli di pressione richiesti dalle Unità di processo della Raffineria stessa.

L'Impianto si basa sul processo di gassificazione del residuo mediante reazione sub-stechiometrica con ossigeno per formare un gas di sintesi ricco di idrogeno e di ossido di carbonio. Tale gas, dopo essere stato completamente desolfurato in una Unità di lavaggio viene bruciato in una turbina a gas per produrre energia elettrica. I fumi di scarico della turbina vengono utilizzati in una caldaia a recupero di calore per produrre vapore.

L'ossigeno necessario per la gassificazione viene prodotto in una Unità di frazionamento aria.

L'attuale Impianto IGCC è dotato di tre camini (Caldaia a Recupero, Caldaia Ausiliaria, Ossidatore Termico) tutti dotati di sistemi di analisi e monitoraggio in continuo della composizione dei fumi e dei flussi di massa delle emissioni. Sono misurati i seguenti parametri:  $\text{NO}_x$  ( $\text{NO}$  e  $\text{NO}_2$ ),  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ , umidità,  $\text{O}_2$  e particolato (oltre all' $\text{NH}_3$  nel caso della Caldaia a Recupero e all' $\text{H}_2\text{S}$  per l'Ossidatore Termico).



SEZIONE III

**III.4.1.1 Sezione di gassificazione (SMPP)**

All'interno dell'attuale Sezione di gassificazione (SMPP) gli Idrocarburi pesanti provenienti dal ciclo di lavorazione della Raffineria vengono sfruttati per la produzione del Syngas attraverso la gassificazione e la successiva purificazione del gas prodotto.

In particolare questa Sezione comprende tutti gli elementi necessari allo stoccaggio e trasporto della carica in entrata al gassificatore, dal gassificatore stesso e dai trattamenti secondari che subisce il Syngas per essere purificato e raffreddato. Sono inoltre presenti dei componenti per la rimozione dei residui di lavorazione e per la depurazione dell'acqua di trattamento.

Nel dettaglio la Sezione di gassificazione dell'Impianto IGCC è costituita dai seguenti componenti:

Unità	SEZIONE DI GASSIFICAZIONE (SMPP)
7450	Storage (Serbatoi stoccaggio carica IGCC)
8000	Gasification quench/scrubbing (Gassificazione carica e lavaggio gas).
8100	Carbon extraction/soot water(Recupero residui carboniosi e strippaggio naphtha)
8200	Gas cooling/COS hydrolysis/Syngas expander (Raffreddamento Syngas ed idrolisi COS)
8300	H2S absorption/solventre generation(Assorbimento Idrogeno Solforato)
8400	Sulphur Recovery/Claus plant (Recupero zolfo)
8500	Tail gas treatment /Thermal Oxidiser (Trattamento gas di coda, Ossidatore termico)
8600	Grey water treatment/Ammonia stripper (Depurazione acqua grigia)
8900	Air Separation Unit (Frazionamento aria)
7800	SMPP Steam and Condensate (Rete vapore, Recupero condense, Blow down SMPP)

Tabella III.1 – Unità della SezioneSMPP

Si riporta di seguito il dettaglio delle Unità componenti la Sezione SMPP.

**Unità 7450 – Storage (Serbatoi stoccaggio carica IGCC)**

Unità in cui la carica all'Unità IGCC (freshoil), , viene stoccata in due serbatoi dedicati (TK-38 e TK-39) per essere poi inviata alla successiva Unità di gassificazione (8000);

### SEZIONE III

#### **Unità 8000 Gasification quench/scrubbing (Gassificazione, carica e lavaggio gas)**

Unità all'interno della quale avviene il processo di gassificazione così suddivisibile:

- sistema di carica attraverso il quale la carica viene inviata verso una serie di scambiatori, dagli scambiatori passa al drum di carica D-8001 e quindi aspirazione alle pompe di carica dei gassificatori, parte viene invece inviata al D-8002 e di qui all'Unità 8100 (carbon extraction). Successivamente la carica contenente carboncino e ceneri (soot oil) ritorna dall'Unità 8100 e si miscela con il fresh oil, a monte degli scambiatori;
- gassificazione della carica e quench del Syngas (2 Unità): la carica, premiscelata con vapore proveniente dalla Sezione di cogenerazione, e l'ossigeno, proveniente dall'Unità di frazionamento aria (8900), sono inviati ad un bruciatore installato in testa al gassificatore. I gas uscenti dalla zona di reazione, composti principalmente da CO, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S e minime quantità di COS e CH<sub>4</sub>, sono convogliati nella zona di quench dove si raffreddano a contatto con acqua. L'acqua uscente dal gassificatore è inviata all'Unità 8100 per la rimozione del coke non reagito e delle ceneri (soot);
- lavaggio (scrubbing) del Syngas (2 Unità). Il sistema di scrubbing ha lo scopo di completare la rimozione dei residui carboniosi (soot) dal Syngas. Il gas in uscita dal gassificatore è mescolato con acqua in un mixer allo scopo di bagnare le particelle presenti in modo da favorirne la separazione nella colonna di scrubber T-8001/1-2. Il gas, privo di particolato, è poi inviato all'Unità 8200 al fine di raffreddarlo e condensare l'acqua presente nella corrente gassosa.

#### **Unità 8100 Carbon extraction/soot water (Recupero residui carboniosi e strippaggio naphtha)**

Unità all'interno della quale avviene il processo di recupero dei residui carboniosi e di strippaggio della naphtha.

In particolare un decanter trasferisce ad una corrente di naphtha la soot (cenere e coke non reagito) presente nell'acqua di raffreddamento uscente dai gassificatori, processo completato attraverso il riscaldamento della naphtha miscelata con parte della carica ed il successivo strippaggio della naphtha.

#### **Unità 8200 Gas cooling/COS hydrolysis/Syngas expander (Raffreddamento Syngas e idrolisi COS)**

Il processo di raffreddamento del Syngas, che avviene all'interno di questa Unità, è suddivisibile in tre distinti sistemi:

- Syngas cooling – treno 1° e idrolisi del COS. Questo sistema ha lo scopo di raffreddare il Syngas proveniente dallo scrubber T-8001/1-2. In successione avviene la rimozione del COS presente nel gas mediante una reazione catalitica di idrolisi;
- Syngas cooling – treno 2°. Il sistema ha lo scopo di raffreddare il Syngas uscente dal reattore di rimozione COS e condensare l'acqua ancora presente nel gas;
- Syngas expander, in cui il Syngas proveniente dall'Unità 8300 (assorbimento idrogeno solforato) viene riscaldato e quindi inviato all'expander GI-8201, dove il gas è espanso passando da una pressione di 51 bar fino a 36 bar generando una potenza elettrica di circa 1.600 kW (che viene

### SEZIONE III

immessa direttamente nella rete interna). Il gas è quindi miscelato con azoto ad alta pressione proveniente dall'Unità 8900 di frazionamento aria ed inviato alla turbina a gas.

#### **Unità 8300 H<sub>2</sub>S absorption/solventregeneration(Assorbimento Idrogeno Solforato)**

Unità necessaria all'eliminazione dell'H<sub>2</sub>S dal Syngas tramite il processo di assorbimento con selexol (che viene successivamente rigenerato). Il processo è di tipo fisico e si basa sulla solubilità dell'H<sub>2</sub>S nella soluzione di selexol ed è condotto a pressioni elevate (circa 52 bar) e basse temperature (circa 40°C).

#### **Unità 8400 Sulphur Recovery/Claus plant (Recupero zolfo)**

L'Unità di recupero zolfo è costituita da due sezioni identiche ed è basato sul processo Claus a doppio stadio di conversione, il quale prevede la combustione con ossigeno dell'H<sub>2</sub>S ad alta temperatura in un forno e quindi due stadi di conversione catalitica in un reattore.

#### **Unità 8500 Tail gas treatment /Thermal Oxidiser (Trattamento gas di coda, Ossidatore termico)**

Lo scopo dell'Unità 8500 è quello di trasformare i composti dello Zolfo (ed eventuali tracce di Zolfo liquido e/o vapori di Zolfo presenti nel gas di coda) non convertiti nell'Unità 8400, in H<sub>2</sub>S successivamente ricircolato alla stessa Unità 8400. In carica all'Unità arriva anche il gas acido proveniente dalla Unità 8100 (Sezione di strippaggio naphtha).

#### **Unità 8600 Grey water treatment/Ammonia stripper (Depurazione acqua grigia)**

Unità necessaria al recupero dei metalli pesanti (derivanti dalla carica) nell'acqua di spurgo del separatore D-8102 (Unità 8100 di recupero residui carboniosi) prima che questa sia inviata all'Impianto di trattamento di acque reflue della Raffineria. Il processo di trattamento acqua è di tipo chimico-fisico (licenza Texaco) per la distruzione dei cianuri e la rimozione e recupero di metalli pesanti, seguito da uno stripping delle acque acide per la rimozione dei solfuri, ammoniacca e anidride carbonica. In particolare il fango raccolto sul fondo di un sedimentatore è inviato ad una coppia di filtri pressa dove viene disidratato. Il fango risultante, denominato "filter cake", è conferito all'esterno a società specializzate per il recupero dei metalli presenti (Nichel e Vanadio).

SEZIONE III

**Unità 8900 Air Separation Unit (Frazionamento aria)**

L'Unità 8900 produce, mediante processo di frazionamento criogenico dell'aria, azoto e ossigeno alle condizioni (di purezza e pressione) richieste dagli utilizzatori. L'Unità provvede anche alla produzione di aria strumenti, aria servizi e acqua refrigerata utilizzate nell'ambito dell'IGCC.

**Unità 7800 SMPP Steam and Condensate (Rete vapore, Recupero condense, Blow down SMPP)**

Unità costituita dal sistema di distribuzione del vapore per uso interno e dalla rete di recupero delle condense e dei blow down provenienti dagli impianti SMPP.

L'acqua di condensa viene nuovamente trattata all'Impianto di demineralizzazione mentre l'acqua di blow down si unisce a quella proveniente dalla Sezione di cogenerazione nella vasca di drenaggio del Clean Drains System (9500 – sistema di raccolta acque oleose o pulite) per essere poi inviata alle torri di raffreddamento della Raffineria.

**III.4.1.2 Sezione di cogenerazione (CCPP)**

La Sezione di cogenerazione è la porzione dell'Impianto in cui il Syngas viene sfruttato all'interno di una turbina a gas per la produzione di energia elettrica e vapore.

I fumi prodotti dalla combustione vengono sfruttati per la produzione di vapore utilizzato direttamente nei processi di raffinazione e parzialmente espanso nella turbina a vapore per la produzione di energia elettrica. Fanno parte di questa anche le Unità accessorie la turbina come il sistema di trattamento fumi, la caldaia ausiliaria e la turbina a vapore all'interno della quale si recupera energia dall'espansione del vapore generato.

La Sezione di cogenerazione è costituita dai seguenti componenti:

Unità	SEZIONE COGENERAZIONE (CCPP)
9000	Gas Turbine (Turbina a Gas)
9100	Feedwater Tank-Deaerator (Degasatore), Heat Recovery Steam Generator (Caldaia a Recupero), DeNOx system (Sistema catalitico di abbattimento NO <sub>x</sub> ), Auxiliary Boiler (Caldaia Ausiliaria)
9200	Steam Turbine (Turbina a Vapore), Water & Steam Cycle (Circuiti acqua e vapore)

Tabella III.2 – Unità della Sezione CCPP

Si riporta di seguito il dettaglio delle Unità componenti la Sezione CCPP con i processi realizzati all'interno di ciascuna.

**SEZIONE III****Unità 9000 – Turbina a gas**

L'Unità è costituita dalla turbina a gas modello GT13E2 MBTU, realizzata da Alstom, e dai relativi sistemi ausiliari.

La turbina a gas (GT – Gas Turbine) è dotata di bruciatori a premiscelazione a basso livello di emissione di NO<sub>x</sub> e nelle Normali Condizioni Operative (NOC) è in grado di produrre una potenza elettrica pari a 188,6 MW, processando circa 130 t/h di Syngas diluito con altre 127 t/h di azoto.

Il Syngas uscente dall'expander è diluito con l'azoto ad alta pressione proveniente dall'Unità 8900 di frazionamento aria ed è quindi inviato alla GT. La portata dell'azoto è controllata tramite un controllore di rapporto azoto/Syngas in modo tale che il potere calorifico della miscela di gas sia pari a 7 MJ/kg.

Nei bruciatori della GT il Syngas viene poi miscelato con l'aria comburente compressa fino alla pressione necessaria, proveniente dal gruppo di filtraggio a 4 stadi di filtrazione (demister, coalescenti, prefiltri a tasche, pannelli ad alta efficienza).

I gas di combustione si espandono nella turbina e quindi sono inviati alla Caldaia a Recupero (Unità 9100) per la produzione di vapore a tre differenti livelli di pressione (alta, media e bassa).

Nel caso in cui la turbina non sia in grado di bruciare l'intera produzione di Syngas pur avendo raggiunto le condizioni di massimo carico (Base Load), l'eccedenza di gas è inviata ad un bruciatore (post-combustore) posto in ingresso alla caldaia a recupero, per la produzione di ulteriore vapore a contenuto energetico maggiore.

L'energia elettrica prodotta nell'Unità 9000 dal generatore accoppiato alla turbina viene elevata da 15,75 kV a 132 kV dal trasformatore di Step-up ed è quindi inviata alla sottostazione ENEL di consegna.

L'Unità è costituita essenzialmente dai seguenti componenti:

- compressore dell'aria comburente di tipo assiale a 22 stadi, con un rapporto di compressione pari a circa 15. La palettatura di ingresso ha inclinazione variabile (VIGV) per mantenere una elevata efficienza anche a carichi ridotti. È questo il compressore che comprime l'aria comburente alla pressione richiesta alla turbina ed è calettato sul suo stesso asse;
- camera di combustione: posizionata tra il compressore e la turbina, è di forma anulare ed è costituita da una zona primaria, dove avviene la combustione vera e propria, ed una zona secondaria, dove i gas di combustione vengono inviati alla turbina. Nella zona primaria sono installati 72 bruciatori a bassa emissione (di tipo EV – Environmental Burners) progettati per bruciare sia Syngas (combustibile base) che gasolio (combustibile di riserva), attualmente utilizzato principalmente per l'avviamento della turbina;
- turbina: i gas caldi sono inviati alla turbina a 5 stadi. La palettatura di questa è a contatto con i gas caldi uscenti dalla camera di combustione, e viene quindi raffreddata con aria prelevata direttamente dal compressore. I gas espansi sono poi inviati alla Caldaia a Recupero (Unità 9100) per recuperarne il calore residuo e produrre vapore;
- rotore: su cui sono montate sia la palettature del compressore che quella della turbina, è sostenuto da due cuscinetti portanti posizionati rispettivamente all'ingresso del compressore e all'uscita del condotto dei gas espansi. La posizione assiale dell'intero rotore è fissata tramite un cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del compressore. Il rotore è protetto dalle alte temperature tramite

**SEZIONE III**

un rivestimento con piastre di protezione termica raffreddate ad aria e libere di espandersi in modo da evitare stress termici;

- generatore elettrico Alstom da 221,9 MVA è accoppiato alla turbina tramite un albero di rinvio. Il generatore è di tipo sincrono a due poli e tre fasi, è raffreddato ad aria ed è dotato di sistemi combinati di avviamento e di eccitazione Startex. Il Convertitore Statico di Frequenza (SFC) permette inoltre l'utilizzo del generatore come motore per consentire l'avviamento della GT. Il raffreddamento del generatore è condotto tramite un sistema chiuso aria-acqua;
- eccitatore posizionato sul lato opposto dell'accoppiamento dell'albero.

Il controllo dei parametri di funzionamento di tutti i componenti è realizzato tramite un sistema dedicato EGATROL interfacciato con il sistema DCS (Distributed Control System) dell'IGCC.

**Unità 9100 – Caldaia a recupero, degasatore, sistema catalitico per abbattimento NO<sub>x</sub> e caldaia ausiliaria**

L'Unità9100 è costituita principalmente dalla Caldaia a Recupero (HRSG – Heat Recovery Steam Generator) e dalla Caldaia Ausiliaria (ASG – Auxiliary Steam Generator). L'Unità ha lo scopo di produrre il vapore necessario alle utenze dell'IGCC e della Raffineria, recuperando il calore dai gas di combustione della turbina a gas. Il vapore in eccesso viene sfruttato per generare energia elettrica nella turbina a vapore.

La caldaia è di tipo orizzontale a circolazione naturale. La produzione di vapore, è condotta recuperando il calore residuo dai gas di combustione uscenti dalla turbina a gas. Nel caso in cui la GT abbia raggiunto il suo carico massimo in determinate condizioni ambientali e non sia in grado di bruciare l'intera produzione di Syngas, l'eccedenza di questo può essere inviata ad un bruciatore supplementare (Post combustore o Post Firing) collocato in ingresso alla caldaia a recupero, al fine di produrre una maggiore quantità di vapore a più alto contenuto energetico.

All'interno della Caldaia di recupero è presente un sistema catalitico (DeNO<sub>x</sub>) per una ulteriore riduzione degli ossidi di azoto nei fumi evacuati al camino. Tale sistema prevede l'iniezione di una soluzione ammoniacale (NH<sub>4</sub>OH) mediante un'apposita griglia posizionata in una Sezione opportuna della caldaia.

All'interno dell'Unità è inoltre presente una caldaia ausiliaria (ASG – Auxiliary Steam Generator) che ha lo scopo di produrre il vapore necessario ad alimentare la Raffineria e le utenze più critiche dell'IGCC in caso di fuori servizio della Caldaia a Recupero HRSG.

La caldaia è del tipo a circolazione naturale per la produzione di vapore ad un unico livello di pressione (100 bara – 480°C). L'acqua di alimentazione proviene dallo stesso sistema (degasatore) della Caldaia a Recupero tramite 3 pompe dedicate (al 50% della potenzialità della caldaia).

La caldaia è dotata di 4 bruciatori. Il combustibile di normale alimentazione è il gas di Raffineria (Fuel Gas); viene alimentata a Gas Naturale nei periodi di fermata della Raffineria ed è anche possibile utilizzare olio combustibile (Fuel Oil) come combustibile di backup. La caldaia è inoltre provvista di due ventilatori per aria comburente (ciascuno al 100% della capacità) .

La caldaia è continuamente tenuta in esercizio, a basso carico (25%-30% della potenza termica installata), per poter avere rapidamente la piena disponibilità e ridurre i tempi necessari a raggiungere il massimo carico necessario in caso di fuori servizio dell'HRSG.

## SEZIONE III

Nelle normali condizioni operative il vapore prodotto viene inviato alle utenze di Raffineria.

**UNITÀ 9200 – Turbina a vapore, water & steam cycle**

L'Unità è costituita dalla Turbina a Vapore (ST – Steam Turbine) e dall'insieme dei circuiti per la distribuzione dell'acqua di alimento alle caldaie ed ai sistemi di attemperamento, e del vapore alle utenze dell'IGCC e della Raffineria.

La turbina a vapore è del tipo tandem a condensazione, con un unico rotore e due sezioni:

- HP: alta pressione;
- LP: bassa pressione a doppio flusso.

La Sezione di alta pressione della turbina è dotata di tre immissioni di vapore ed una estrazione: nella prima e nella seconda immissione entra il vapore di alta pressione (circa 100 bar) proveniente dalla HRSG. Nella terza immissione è addizionato il vapore di media pressione (circa 17 bar) proveniente dall'HRSG. A valle di questa il vapore viene estratto ad una pressione di 10 bar per essere immesso nella rete vapore MS.

All'uscita della Sezione di alta pressione il vapore è addizionato con il vapore LS prodotto dall'HRSG ed è inviato alla Sezione di bassa pressione tramite la quarta immissione di vapore. Nella Sezione di bassa pressione sono presenti altre due estrazioni, che forniscono vapore per il preriscaldamento del condensato nello scambiatore E-9210 e per il degasatore TK-9110. il vapore uscente dalla palettatura di bassa pressione è infine inviato al condensatore raffreddato con acqua di mare e rimesso in circolo.

Il rotore della turbina, su cui sono montate le palettature di alta e bassa pressione, è sostenuto da due cuscinetti portanti posizionati rispettivamente all'ingresso del vapore HS ed all'uscita del vapore LS. La posizione assiale dell'intero rotore è fissata tramite un cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del vapore HS.

Il generatore elettrico Alstom da 117,3 MVA è accoppiato alla turbina tramite un albero di rinvio. Il generatore è di tipo sincrono a due poli e tre fasi, è raffreddato ad aria ed è dotato di Unità di eccitazione.

Il vapore che viene inviato alla Raffineria è fornito a tre livelli di pressione:

- Alta pressione HS (42 bar – 420°C);
- Media pressione MS (9,5 bar – 270°C);
- Bassa pressione LS (4 bar – 165°C).

Il vapore HS, laminato e desurriscaldato a partire dal vapore prodotto a 100 bar, è fornito dalla Caldaia Ausiliaria o dalla HRSG (se la Caldaia Ausiliaria è fuori servizio). Parte del vapore HS è inviato anche alla Sezione Gassificazione nell'Unità 8400 di recupero zolfo.

Il vapore MS proviene normalmente da una estrazione della turbina a vapore. In caso di necessità è integrato da vapore HS laminato dalla rete a 42 bar e desurriscaldato con iniezione di acqua demi. Parte del vapore MS è inoltre utilizzato alla Sezione Gassificazione nella colonna di strippaggio della naphtha (T-8101).

SEZIONE III

Il vapore LS proviene direttamente dall'HRSG ed è integrato, se necessario, da vapore HS laminato dalla rete a 42 bar e desurriscaldato con iniezione di acqua demi.

In caso di fuori servizio della Sezione Cogenerazione, il vapore HS, MS e LS è prodotto interamente dalla Caldaia Ausiliaria (Unità 9100), per laminazione del vapore prodotto a 100 bar direttamente sulla rete a 42 bar e da questo sulle reti a 9,5 bar e 4 bar.

I drenaggi esterni del ciclo acqua/vapore della turbina sono raccolti in un collettore dedicato ed inviati al separatore atmosferico GI-9210. La miscela condensato/vapore espande e si separa. Il vapore è scaricato direttamente in atmosfera, il condensato è trasferito, tramite pompe, alla vasca di drenaggio del CleanDrains System (9500 – Sistema di raccolta acque oleose o pulite).

I drenaggi interni alla ST sono inviati alla camera di flash del condensatore e quindi rimessi in circolo nell'acqua di alimento caldaie.

**III.4.1.3 Servizi ausiliari dell'Impianto IGCC**

L'Impianto IGCC presenta le seguenti Unità di servizio ausiliare necessarie al trattamento, alla depurazione e alla demineralizzazione delle acque di processo:

Unità	SERVIZI AUSILIARI
8700	Condensate Treatment (Trattamento condense di recupero, Additivazione acqua di alimento caldaie), Electrochlorination (Sistema di clorazione acqua mare)
8800	Demi water (Produzione acqua demineralizzata e stoccaggio)
9300	Sea Water Intake and Cooling System (Sistema acqua mare e raffreddamento)

Tabella III.3 – Unità ausiliari alla CCPP

Si riporta di seguito il dettaglio delle Unità costituenti i servizi ausiliari, con la descrizione dei processi realizzati all'interno di ciascuna.

**UNITÀ 8700 – Trattamento condense di recupero, additivazione acqua alimento caldaie e clorazione acqua di mare**

La Sezione trattamento condense è posizionata in area Raffineria esternamente all'area IGCC. Essa provvede ad eliminare eventuali sostanze inquinanti presenti nell'acqua di condensa proveniente dai riscaldatori a vapore della Sezione di Gassificazione prima di inviare il condensato all'Unità 8800 (Produzione acqua demineralizzata). Il trattamento viene effettuato mediante filtrazione su carboni attivi del tipo a pressione.

I filtri a carbone sono due da 20 m<sup>3</sup> di capacità utile, funzionanti normalmente in serie, e sono dotati di sistema di controlavaggio con acqua servizi per la pulizia del carbone. I reflui del controlavaggio sono inviati al sistema fognario della Raffineria o, in alternativa, alla vasca di neutralizzazione insieme ai reflui dell'Impianto demi.



**SEZIONE III**

Nella Sezione di additivazione dell'acqua di alimentazione caldaie si provvede alla produzione delle soluzioni dei vari additivi chimici da miscelare all'acqua inviata alle caldaie.

La caldaia HRSG, la caldaia ausiliaria e gli stream principali del ciclo acqua/vapore sono provvisti di un sistema di campionamento e di analizzatori in linea per la verifica della qualità dell'acqua e del vapore. Le principali caratteristiche dell'acqua e del vapore sono mantenute costanti mediante opportuno dosaggio di additivi.

La Sezione di clorazione acqua mare provvede alla produzione di una soluzione di Ipoclorito di Sodio ad una concentrazione non superiore a  $0,2 \text{ mg/l}^2$  restituita al corpo ricettore ricevente. L'Ipoclorito di Sodio è ottenuto mediante elettrolisi dell'acqua di mare; l'elettrolizzatore è composto da quattro moduli costituiti a loro volta da piastre anodiche alternate a piastre catodiche, alimentate a corrente continua.

**UNITÀ 8800 – Produzione acqua demineralizzata**

Questa Unità produce acqua demineralizzata utilizzata sia all'interno dell'IGCC che della Raffineria.

L'Unità è costituita da tre linee gemelle aventi ciascuna capacità di produzione netta pari a  $130 \text{ m}^3/\text{h}$ , di cui normalmente due sono in produzione e la terza è in riserva o in rigenerazione. Per i picchi di richiesta di acqua demi è possibile la marcia con tre linee contemporaneamente.

Attualmente, oltre che dall'Unità 8700 (Sezione trattamento condensato), l'Unità 8800 è alimentata anche con acqua proveniente dalla sezione osmosi dell'Impianto TAF (Trattamento Acque di Falda) della Raffineria api<sup>3</sup>.

Per garantire la qualità dell'acqua richiesta dell'IGCC (conducibilità  $<0,2 \mu\text{S}/\text{cm}$ ), ciascuna linea di produzione dispone di un letto di resine cationiche, un letto di resine anioniche ed un letto misto.

L'acqua di alimentazione attraversa il letto di resine cationiche, dove avviene la rimozione degli ioni Calcio, Magnesio e Sodio, ed è quindi inviata alla Torre di decarbonatazione, comune alle tre Unità, per lo stripping della  $\text{CO}_2$  gassosa. Dal decarbonatore l'acqua è inviata tramite pompe al letto di resine anioniche, dove avviene la rimozione dei radicali degli acidi (Cloruri, Solfati e Nitrati) e della Silice. L'acqua uscente dal letto anionico è inviata al letto misto per eliminare le ultime tracce di sali e Silice.

L'acqua demineralizzata uscente dal letto misto è inviata allo stoccaggio comune del complesso IGCC/Raffineria, e da qui è poi inviata agli utilizzatori dell'IGCC (mediante tre pompe in parallelo) ed a quelli della Raffineria (tramite altre due pompe in parallelo).

La rigenerazione delle resine è condotta con Acido Cloridrico (per le resine cationiche) e con Soda Caustica (per le resine anioniche). Il sistema di rigenerazione è comune per le tre linee ed è del tipo "in controcorrente"; la rigenerazione può essere condotta sia in modo automatico che manuale.

La rigenerazione dei letti misti è condotta in modo analogo ai letti cationici ed anionici prevedendo però anche un insufflaggio con aria per favorire la stratificazione delle resine.

---

2 Limite da ridurre a  $0,15 \text{ mg/l}$  entro l'11/07/2013 (Accordo tra Regione Marche e Gruppo api Reg.Int,N. 15.807).

3 L'impianto TAF effettua il trattamento delle acque di falda emunte dai pozzi della barriera idraulica finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza del sito (D.M.471/99 e successive modifiche).

SEZIONE III

**UNITÀ 9300 – Sistema acqua mare**

L'Unità 9300 ha lo scopo di raffreddare, mediante acqua di mare, le seguenti utenze:

- condensatore della Turbina a Vapore (Unità 9100);
- acqua del sistema di raffreddamento a circuito chiuso della Sezione di Cogenerazione, costituito da due refrigeranti ad acqua di mare che raffreddano l'acqua demi inviata, in circuito chiuso, ai refrigeranti di varie utenze della CCPP;
- acqua del sistema di raffreddamento a circuito chiuso della Sezione di Gassificazione, costituito da quattro refrigeranti ad acqua di mare che raffreddano l'acqua demi inviata, in circuito chiuso, ai refrigeranti di varie utenze della SMPP;
- diverse utenze dell'Unità di Frazionamento aria (8900), tra cui il raffreddamento dell'aria tra i vari stadi del compressore principale.

In nessuna delle utenze sopra citate, l'acqua di mare entra in contatto diretto con sostanze inquinanti o può essere inquinata a seguito di eventuali disservizi.

Il sistema ha una capacità di design di 36.000 m<sup>3</sup>/h. L'acqua di mare è prelevata a circa 1.000 m dalla costa tramite due tubazioni e raccolta in un sistema di vasche e canali di filtrazione; all'imbocco di ciascuna tubazione è installato un filtro a maglia per trattenere i corpi grossolani.

SEZIONE III

**III.4.1.4 Unità ausiliarie comuni all'intero sito**

I circuiti dell'Impianto IGCC sono completati dai seguenti sistemi ausiliari e di distribuzione comuni all'intero sito:

- **7400** – Sistema di distribuzione olio combustibile (Fuel Oil).
- **7500** – Sistema di distribuzione gas di Raffineria (Fuel Gas).
- **7600** – Sistema di distribuzione aria strumenti e servizi.
- **7700** – *Sistema di distribuzione ossigeno, azoto e acqua refrigerante.* All'interno dell'Unità 7700 è presente uno stoccaggio criogenico di azoto analogo a quello esistente in area di Raffineria (Unità 5500).
- **7900** – *Rete di distribuzione elettrica.* L'alimentazione elettrica giunge direttamente dalla sottostazione ENEL a 132 kV. Due trasformatori principali (00BCT01/02) alimentano le sbarre a 10kV per la Sezione Gassificazione e quelle a 6,6 kV per i carichi comuni e per la Sezione Cogenerazione. Le principali utenze ausiliarie della CCPP, in particolare, sono normalmente alimentate da una linea dedicata che preleva direttamente l'energia elettrica prodotta dal generatore della GT. Trasformatori ausiliari alimentano poi la rete LV a 400 V e a 220 V.
- **9400** – *Rete antincendio e acqua potabile.* L'IGCC è dotata di un proprio sistema di acqua antincendio connesso all'anello principale della Raffineria. L'acqua antincendio è alimentata dalle pompe antincendio della sala pompe comune Raffineria/IGCC.
- **9500** – *Sistema di raccolta acque oleose o pulite.* Il sistema riceve tutte le condense ed i blow down provenienti dalle sezioni Gassificazione e Cogenerazione e le invia poi alle torri di raffreddamento della Raffineria dove vengono riutilizzate.
- **9600** – Rete di fognatura.
- **9700** – *Rete di raccolta slop.* Lo slop è rilavorato all'interno dell'IGCC. Normalmente esso è inviato ai reattori di gassificazione dell'Unità 8000; in caso di fuori servizio o fermata impianti è inviato ai serbatoi dedicati di Raffineria.
- **9800** – Collettori di raccolta scarichi al sistema di torcia di Raffineria.

## SEZIONE III

## III.4.2 Descrizione del progetto proposto

### III.4.2.1 Generalità

A seguito della decisione della società api energia di risolvere anticipatamente la convenzione CIP 6/92 per il proprio Impianto IGCC, è stato necessario delineare un nuovo assetto operativo per gli altri impianti del sito di Falconara Marittima (vedere in proposito il paragrafo III.2 in cui sono state descritte le Motivazioni del progetto): tale assetto prevede la conversione a Gas Naturale della Sezione di cogenerazione (CCPP) e la messa fuori servizio della Sezione di gassificazione (SMPP).

La realizzazione del progetto è prevista articolarsi nelle seguenti fasi:

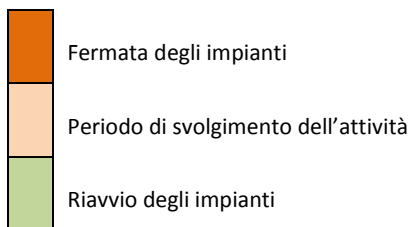
- fermata dell'Impianto IGCC e della Raffineria. Durante tale periodo saranno effettuate tutte le attività necessarie alla conversione a Gas Naturale della Sezione CCPP e la Sezione SMPP sarà bonificata. Una volta ultimate le modifiche saranno effettuate le attività di *Commissioning* e *Performance Test* del ciclo combinato nella nuova configurazione;
- avvio della Sezione di cogenerazione CCPP. Questa sarà esercita al minimo carico tecnico, qualora non sia stato ancora realizzato il potenziamento dell'attuale fornitura di Gas Naturale al sito a cura SNAM. Il riavvio degli impianti di Raffineria sarà possibile solo a valle di tale fase.

SEZIONE III

Si riporta di seguito il crono programma semplificato delle attività di cantiere previste:

Avvio attività in progetto Dicembre 2012												
Attività:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Fermata Impianto CCPP												
Allestimento Cantiere												
Modifiche impiantistiche/installazione Unità												
• Approvvigionamento materiali												
• Modifiche sottostazione elettrica api												
• Rimozione componenti da sostituire												
• Installazione FGTS												
• Installazione unità ausiliarie alla GT												
• Installazione cabina di misura												
• posa condotta Gas Naturale												
Commissioning e performance test run												
Esercizio della CCPP con l'attuale allaccio (Fase 1)												
Adeguamento allaccio SNAM (Fase 2)												

Tabella III.4 – Cronoprogramma delle attività in progetto



[1] Adeguamenti a cura SNAM non facenti parte del progetto in esame e quindi a realizzarsi con tempistiche non prevedibili.

### SEZIONE III

A valle della modifica a Gas Naturale la Sezione CCPP produrrà energia elettrica (destinata agli usi interni di Raffineria e alla cessione alla rete di trasmissione nazionale) e vapore (destinato agli usi di Raffineria).

In caso di fermata della HRSG il vapore necessario ai processi di Raffineria verrà fornito, come accade già attualmente, dalla caldaia ausiliaria (ASG) che manterrà la configurazione attuale.

Nell'assetto modificato resteranno in funzione i due camini relativi alla caldaia a recupero (HRSG) e alla caldaia ausiliaria (ASG), già dotati di sistema di analisi e monitoraggio in continuo della composizione dei fumi e dei flussi di massa.

#### III.4.2.2 Assetto di marcia e portate fumi

Nell'assetto modificato, la marcia della **Sezione CCPP** sarà modulata in funzione della richiesta di energia elettrica dalla rete. In particolare, a regime si prevede il seguente **assetto di normale esercizio**:

- 2.000 ore annue di marcia al massimo carico (Base Load):

questa condizione di marcia prevede l'alimentazione della turbina a gas con circa 9,0 kg/s di Gas Naturale, equivalenti a circa 448 MWt (229 MWe)<sup>4</sup> per la produzione del vapore necessario agli usi interni di sito e corrispondente alla massima potenzialità di produzione elettrica dell'Impianto per la cessione, anche sulla rete di trasmissione nazionale, nei periodi di massima richiesta.

- 6.600 ore annue di marcia al minimo carico (Min Load):

questa configurazione prevede lo sfruttamento della turbina a gas al minimo tecnico alimentata con circa 4,8 kg/s di Gas Naturale, ovvero circa 236 MWt (97 MWe)<sup>5</sup>, nei periodi in cui non è conveniente la vendita sulla rete dell'energia elettrica prodotta. Questo regime di carico risulta comunque sufficiente all'alimentazione delle utenze di sito, sia in termini di energia elettrica che di vapore.

- 160 ore annue di fermata:

nel normale esercizio dell'Impianto si prevede l'arresto della Sezione CCPP per le operazioni di manutenzione ordinaria.

Nell'assetto modificato, la **Caldaia Ausiliaria (ASG)** manterrà lo stesso assetto di funzionamento della configurazione ante operam, ovvero:

- 8.600 ore annue di marcia al minimo carico:

questa condizione di marcia che prevede l'alimentazione della caldaia con circa 2.350 kg/h di Fuel Gas/Gas Naturale, con produzione di 35 t/h di vapore ad un unico livello di pressione (100 bara – 480°C) destinato alle utenze di Raffineria.

- 160 ore annue di marcia alla capacità produttiva:

<sup>4</sup> Valori riferiti alle normali condizioni operative (NOC): Temperatura ambiente: 20°C, Pressione atmosferica: 1013 mbar, Umidità relativa: 60%

<sup>5</sup> Valori riferiti alle normali condizioni operative (NOC): vedere nota precedente.

**SEZIONE III**

questa condizione di marcia prevede l'alimentazione della caldaia con circa 4.700 kg/h di Fuel Gas/Gas Naturale, con produzione di 70 t/h di vapore destinato alle utenze di Raffineria. Tale condizione di funzionamento è prevista solo nel periodo di fermata per manutenzione della Sezione CCPP.

Nell'assetto post operam la **Sezione di gassificazione SMPP** non sarà più in esercizio.

Per quanto concerne i punti di emissione sono previste le seguenti modifiche:

- il camino E26A, asservito alla caldaia a recupero(HRSG), resterà in esercizio;
- il camino E26B, asservito alla caldaia ausiliaria (ASG), resterà in esercizio;
- il camino E26C, asservito al post combustore, sarà messo fuori esercizio.

Di seguito si riportano le caratteristiche emissive relative ai camini E26A ed E26B, a valle delle modifiche previste.

EMISSIONI IN ATMOSFERA				
Camino	Carico	Portata fumi (Nm <sup>3</sup> /h)	Inquinanti	Concentrazione (mg/Nm <sup>3</sup> @15%O <sub>2</sub> )
E26A (HRSG)	Base Load	1.359.729	NO <sub>x</sub>	51
			SO <sub>2</sub>	10,2
			CO	1
			Polveri	1
	MinLoad	660.311	NO <sub>x</sub>	65
			SO <sub>2</sub>	8,4
			CO	50
			Polveri	4
E26B (ASG)	Minimo tecnico	146.880	NOX	65
			SO2	2
			CO	17
			Polveri	0,3

**Tabella III.5 – Caratteristiche emissive dei camini E26A e E26B nell'assetto modificato**

In corrispondenza dei due camini E26A ed E26B resterà attivo il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni già descritto.

SEZIONE III

### III.4.2.3 Adeguamento impianti, servizi e utilities

In **Allegato III.1** al presente Studio si riporta la planimetria con l'ubicazione delle aree interessate dagli interventi in progetto.

Si riporta di seguito una descrizione delle principali modifiche ed integrazioni previste all'attuale Impianto IGCC.

#### Modifiche in area CCPP

Al fine di adeguare l'alimentazione del ciclo combinato a Gas Naturale sono necessarie alcune modifiche alla macchina, al sistema di distribuzione e trattamento del gas e ad alcuni ausiliari.

Le modifiche previste nel progetto preliminare sono descritte di seguito:

- **Turbina a gas (GT).** La turbina a gas, modello GT13E2, dovrà essere riportata alla configurazione "standard" delle turbine a Gas Naturale Alstom. Ciò richiederà la sostituzione completa di:
  - palette turbina e compressore;
  - rotore (il nuovo avrà uno stadio di compressione in meno, 21 contro i precedenti 22);
  - camera di combustione;
  - bruciatori (non saranno più 72 ma 48 di tipo AEV – Advanced Environmental Burners) e relative lance;
  - nuovo sistema aria di raffreddamento al cuscinetto lato turbina del rotore: sistema addizionale per la fornitura di aria di raffreddamento e tenuta (exhaust bearing ventilation skid) che entrerà in funzione quando, con un basso carica della GT, le palettatura di ingresso (VIGV) verrà gestita in posizione di minima apertura.
  - La turbina a gas sarà dotata di bruciatori a premiscelazione a basso livello di emissioni NO<sub>x</sub> e sarà in grado di produrre una potenza elettrica pari a 164,0 MW<sup>6</sup>;
  - l'esistente **sistema di filtrazione e controllo** del gas dovrà essere adeguato insieme a tutti gli accessori (valvola di blocco, misuratore di portata, valvole di controllo, sistema di rilevamento gas).
- **Filtrazione, riscaldamento e decompressione gas (Fuel Gas Treatment System, FGTS).** Dovrà essere installato un nuovo sistema di pretrattamento del gas dotato di filtri coalescenti, analizzatore del gas, sistema di preriscaldamento, sistema di riduzione della pressione e valvole di sicurezza per ogni apparecchiatura in pressione. Questo sistema, progettato e fornito da Alstom Power, occuperà un'esistente area pavimentata di circa 350 m<sup>2</sup>. Tale posizione permetterà di riutilizzare una linea esistente per alimentare il Gas Naturale alla GT;
- **Catalizzatore CO e Pre-riscaldatore aria.** Al fine di raggiungere nella configurazione standard le condizioni di carico minimo della Sezione CCPP compreso tra 80 e 85 MW (in funzione del vapore

<sup>6</sup> Valori riferiti alle normali condizioni ISO



SEZIONE III

esportato verso la Raffineria, delle ore di marcia previste nelle condizioni di minimo carico ed in funzione al necessario abbattimento degli inquinanti); sono necessarie le seguenti ulteriori modifiche:

- installazione di un catalizzatore per la riduzione delle emissioni di CO in condizioni di minimo carico, che verrà posizionato in serie all'attuale catalizzatore DeNOx;
- installazione di un pre-riscaldatore dell'aria in ingresso alla GT ed adeguamento del sistema di anti-icing, al fine di ridurre il carico minimo assoluto della turbina a gas.

Nella nuova configurazione della Sezione CCPP prevista dal progetto in esame il Gas Naturale verrà quindi prelevato dalla rete SNAM ad una pressione mediamente pari a 55 barg, dopo una prima filtrazione e misura della portata in una apposita cabina di misura fiscale, verrà pre-trattato in una particolare Sezione denominata Fuel Gas Treatment System (FGTS), costituita da:

- due filtri coalescenti con all'ingresso un separatore dotato di deflettore (*BafflePlate/Coalescer Vessel*), per la rimozione di trascinamenti di liquidi/condense eventualmente presenti nel gas. Le apparecchiature sono dimensionate ciascuna per il 100% della portata di Gas Naturale prevista e verranno gestite una in servizio, l'altra in stand-by. Il liquido accumulato all'interno delle apparecchiature, miscelato a gas idrocarburi, verrà all'occorrenza drenato verso il sistema di torcia di Raffineria;
- due scambiatori verticali a fascio tubiero (*Dew Point heaters*, uno in servizio, l'altro in stand-by), per far sì che la temperatura del gas si mantenga al di sopra del punto di rugiada dopo la successiva fase di depressurizzazione, quando il gas tenderà a raffreddarsi per effetto Joule-Thomson. Il gas verrà riscaldato mediante acqua calda (circa 115°C) in pressione prelevata dalla mandata delle pompe IP/LP di alimento della HRSG e ricircolata successivamente al degasatore. Il gas dovrà raggiungere una temperatura superiore a 58°C;
- due sistemi per la riduzione e regolazione della pressione del gas (*Pressure Reducing Station*, uno in servizio, l'altro in stand-by). Ciascun sistema sarà composto da un regolatore di pressione principale calibrato al valore di pressione richiesto in ingresso alla GT (minimo 30 barg), da un secondo controllore di pressione di back-up calibrato ad un valore di pressione superiore al primo, e da una valvola di isolamento in caso di sovrappressione.

Il Gas Naturale in ingresso all'Impianto, dopo aver attraversato un'ulteriore Sezione di filtrazione fine, verrà misurato in portata mediante uno strumento a turbina e poi inviato ai bruciatori della GT dove sarà miscelato con l'aria comburente proveniente dal gruppo di filtraggio a 4 stadi di filtrazione (demister, coalescenti, prefiltri a tasche, pannelli ad alta efficienza). Al fine di ridurre il valore di minimo tecnico della GT senza compromettere il livello di emissioni, un sistema di preriscaldamento dell'aria (air pre-heatersystem) permetterà di innalzare, se necessario, la temperatura dell'aria comburente fino a 50°C. Il sistema consiste in 8 moduli di scambio a tubi alettati dislocati all'ingresso del filtro dell'aria. Un'apposita pompa (una seconda pompa verrà mantenuta in stand-by) farà circolare nei moduli, in configurazione a circuito chiuso, una miscela di acqua demineralizzata e glicole (25% in volume), quest'ultimo utilizzato come antigelo.

**SEZIONE III**

L'acqua verrà riscaldata fino alla temperatura necessaria mediante uno scambiatore alimentato con vapore di bassa pressione (heating condenser). Una valvola di controllo avrà il compito di regolare la pressione del vapore in funzione del calore richiesto, mentre una seconda valvola di controllo regolerà il livello dell'acqua nello scambiatore.

L'aria verrà quindi compressa fino alla pressione necessaria dal compressore calettato sull'albero della turbina stessa.

I gas di combustione prodotti si espanderanno in turbina e verranno quindi inviati alla Caldaia a Recupero (Unità 9100) per la produzione di vapore ai tre differenti livelli di pressione richiesti dalle diverse utenze del sito (alta, media e bassa). Il vapore nella configurazione post operam non verrà più fornito alla Sezione SMPP che verrà messa fuori servizio.

All'interno della Sezione CCPP non verranno quindi apportate modifiche agli attuali sistemi di raffreddamento, recupero calore e nella turbina a vapore descritti nei paragrafi precedenti.

L'energia elettrica prodotta nell'Unità 9000 dal generatore accoppiato alla turbina, a valle della realizzazione del progetto proposto, verrà immessa nella rete del sito api per utilizzo interno mentre la quota di energia che, in funzione del carico della Centrale, eccede il fabbisogno della Raffineria verrà inviata alla sottostazione elettrica di consegna a 132 kV.

**Modifiche impiantistiche in area Raffineria**

L'attuale collegamento alla rete SNAM non è sufficiente a garantire l'alimentazione della Sezione CCPP nella configurazione prevista dal progetto proposto. Si prevedono quindi due fasi di esercizio dell'impianto IGCC dopo l'adeguamento a Gas Naturale:

- **Fase 1:** in questa fase il carico della CCPP sarà mantenuto al valore consentito dalla capacità di trasporto dell'attuale condotta da 6", al netto dei consumi di Raffineria;
- **Fase 2:** esercizio normale dell'impianto, variabile in funzione della richiesta di energia elettrica sul mercato (assetto descritto nel paragrafo III.4.2.2) per raggiungere il quale è necessaria la realizzazione di una nuova tubazione per fornire Gas Naturale in quantità sufficiente a soddisfare i fabbisogni del ciclo combinato a massimo carico e dei picchi di prelievo da parte della Raffineria. Tale fase potrà avere tempi di realizzazione più lunghi rispetto a quelli previsti per lo start-up della GT poiché vincolati dai tempi di autorizzazione e costruzione del nuovo allacciamento della Raffineria al Metanodotto della rete SNAM.

Il progetto prevede le seguenti attività connesse che interesseranno unicamente aree di proprietà api necessarie all'adeguamento dell'attuale fornitura di Gas Naturale dalla rete SNAM.

- installazione di un gruppo di misura fiscale, del Gas Naturale, nel nuovo punto di riconsegna SNAM;
- realizzazione di un tratto di condotta di circa 500 m per l'alimentazione del Gas Naturale dal nuovo punto di riconsegna SNAM alla Sezione CCPP.

SEZIONE III

Di seguito si riporta uno schema semplificato del sistema di adduzione e trattamento del Gas Naturale, nel quale in colore rosso si riportano le modifiche relative all'esercizio di Fase 1 ed in colore verde quelle relative al funzionamento dell'Impianto nell'assetto di normale esercizio (Fase 2):

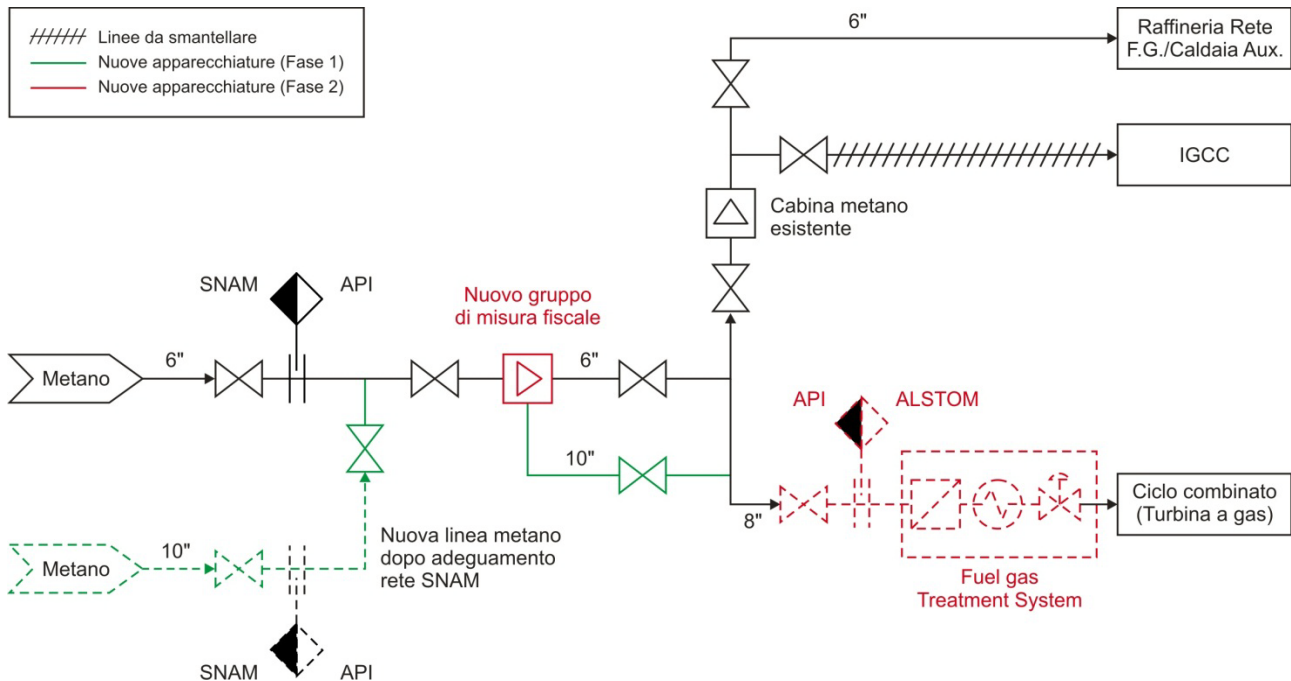


Figura III.2 – Schema finale di progetto

Attualmente il Sito Industriale api è rifornito di Gas Naturale dalla SNAM mediante una linea da 6" sufficiente all'attuale fabbisogno. La linea arriva in zona Idrogeno 1 (U3600) dove è posizionata la cabina di decompressione. Qui il gas, che arriva ad una pressione mediamente pari a 55 barg, viene attualmente filtrato, riscaldato, ridotto ad una pressione di circa 33 barg e misurato con una coppia di contatori fiscali.

Dalla cabina di decompressione il Gas Naturale viene inviato in Raffineria mediante una linea da 6" e con una seconda linea da 4" raggiunge l'IGCC, dove viene utilizzato nelle Unità di recupero zolfo e come gas di supporto torcia in avviamento dell'attuale Impianto IGCC.

Dopo la modifica in oggetto e la messa fuori esercizio della Sezione SMPP di gassificazione tale linea non sarà più utilizzata.

La futura linea di allaccio al Metanodotto (in colore verde nella schema di processo sopra riportato) avrà un diametro di 10" e si svilupperà dal perimetro esterno della Raffineria seguendo il percorso riportato nella planimetria in **Allegato III.1**. La linea, interrata e incamiciata in un tubo incatramato da 16", dovrà passare sotto la ferrovia fino ad arrivare all'esistente stazione di decompressione del Gas Naturale di Raffineria, dove si collegherà ad uno stacco valvolato da 10" appositamente predisposto nel tratto di tubazione di collegamento con la CAPP.

**SEZIONE III**

In prossimità del nuovo punto di riconsegna del gas naturale SNAM ad api sarà installato un nuovo gruppo di misura fiscale idoneo a misurare la nuova capacità erogata al sito.

La cabina attuale manterrà la sola funzione di riduzione di pressione per la rete di Raffineria.

La scelta progettuale di realizzare una nuova cabina è dettata dalle seguenti ragioni:

- l'esistente stazione di riduzione di pressione del Gas Naturale è stata dimensionata per una capacità massima di 35.000 Sm<sup>3</sup>/h, non sufficiente a garantire la fornitura di Gas Naturale alla Sezione CCPP in condizioni di massimo carico (56.000 Sm<sup>3</sup>/h) o della Raffineria con CCPP al minimo carico (51.000 Sm<sup>3</sup>/h);
- la pressione a valle del riduttore (33 barg) è al limite inferiore di pressione necessaria a valle se si considerano le perdite di carico della tubazione e del sistema di trattamento gas. Ciò darebbe luogo ad una gestione della CCPP con margini di regolazione della pressione in ingresso GT molto limitati.

Il collegamento fra il nuovo tratto di condotta in progetto ed il sistema FGTS verrà realizzato utilizzando una linea da 8" già presente che collega l'attuale gruppo di misura fiscale all'area dove sorgerà il gruppo di trattamento del Gas Naturale (FGTS).

Dal FGTS (Fuel Gas Treatment System), si sfrutterà la già esistente linea a valle dell'expander per portare il gas alla GT.

**Messa fuori servizio della Sezione SMPP**

L'attuale Sezione di gassificazione, le cui Unità sono state descritte nel capitolo precedente III.4.1, verrà messa fuori servizio non essendo più utilizzato il Syngas. Si procederà quindi alle seguenti operazioni:

- sezionamento fisico delle linee;
- svuotamento di tutte le linee e apparecchiature di processo;
- depressurizzazione di tutte le linee e apparecchiature;
- bonifica fino a render tutte le linee e le apparecchiature "gas free".

Verranno quindi a decadere tutti gli attuali consumi di energia elettrica, vapore e chemicals attualmente utilizzati da questa Sezione dell'Impianto.

Saranno di conseguenza messi fuori servizio il camino E26C asservito al postcombustore e lo scarico idrico SF-IGCC3, asservito all'Unità di trattamento delle acque grigie.

**Modifiche ai Servizi Ausiliari**

Per quanto riguarda i servizi ausiliari all'attuale Impianto, descritti nel paragrafo III.4.1.3, questi non subiranno modifiche impiantistiche, le uniche variazioni riguarderanno la portate di approvvigionamento idrico, e le portate effluenti.

I consumi di risorse e gli scarichi previsti per il nuovo assetto impiantistico sono descritti nel Capitolo 6.

**SEZIONE III****Modifiche alla sottostazione elettrica**

Il progetto in esame prevede la modifica dell'attuale distribuzione dell'energia elettrica all'interno del sito, in particolare si prevedono le modifiche riportate di seguito.

Nella configurazione attuale tutta l'energia prodotta dall'Impianto IGCC viene ceduta al gestore della rete elettrica (GSE), mentre l'energia assorbita da IGCC e Raffineria viene acquistata da vari operatori. Ogni Impianto (Ciclo Combinato, Gassificazione e Raffineria) è collegato direttamente, tramite due montanti, alla stazione Terna a 132 kV di Falconara Marittima, adiacente alla stazione elettrica api. Le connessioni dalla rete nazionale con la rete di distribuzione interna dello stabilimento sono state realizzate prevedendo, in condizioni di marcia ordinaria, di tenere separata l'energia prodotta da quella acquistata. Configurazione che dovrà essere modificata

La sottostazione elettrica api è dotata di 6 montanti, ciascuno equipaggiato con contatori per la fatturazione dell'energia assorbita/erogata, così suddivisi:

- montanti ENEL 1 (ST) e ENEL 2 (GT) a cui è collegata la Sezione a 132 kV del ciclo combinato di api Energia;
- montanti GASS. 1 e GASS. 2 per l'alimentazione della Gassificazione attraverso due montanti installati all'interno della sottostazione api energia;
- montanti API RAFF. 1 e API RAFF. 3 per l'alimentazione della Raffineria.

La Raffineria dispone inoltre di una terza alimentazione 132 kV, rappresentata dalla stazione ENEL API RAFF. 2, alimentata in derivazione rigida dalla linea aerea transitante nelle immediate vicinanze della stazione api energia.

Infine l'Impianto IGCC ha una ulteriore alimentazione di emergenza a 20 kV per la riaccelerazione dei carichi relativi alla Caldaia Ausiliaria, finalizzata a garantire la ridondanza della produzione di vapore per il Sito Industriale.

La modifica della rete di distribuzione elettrica avrà lo scopo di utilizzare internamente parte della produzione dell'CCPP e di immettere in rete l'eccesso di energia elettrica che, in funzione del carico della Centrale, eccederà il fabbisogno della Raffineria (mediamente di 25 MW). A tal fine si realizzerà un unico punto di consegna verso la rete AT, mantenendo tutte le ridondanze necessarie ad assicurare la massima sicurezza degli impianti.

Il progetto proposto prevede di scollegare dalla sottostazione Terna i montanti "Gassificazione 1&2", "Raffineria 1&3" e lasciare attivi solo i montanti denominati "api energia 1&2" per l'importazione ed esportazione dell'energia elettrica. Si intende quindi realizzare due nuovi nodi elettrici che alimenteranno due linee, derivando tale energia da quella prodotta dal ciclo combinato.

**Modifiche al sistema DCS (Distributed Control System)**

L'attuale Impianto è gestito da un sistema di controllo DCS. Sistema che consente il monitoraggio delle operazioni e dei parametri in continuo, oltre all'attivazioni degli interventi di sicurezza necessari in caso di malfunzionamento delle diverse Unità.

### SEZIONE III

Il progetto di conversione del CCPP a Gas Naturale non prevede alcuna modifica hardware al sistema di controllo e protezione attualmente installato ed utilizzato.

Si renderà comunque necessaria l'adozione di nuove logiche di controllo che saranno ingegnerizzate ed implementate per la gestione delle nuove apparecchiature e di quelle che subiranno modifiche, sarà inoltre necessario l'adeguamento software di alcuni elementi del sistema.

#### **Gestione della carica all'Impianto IGCC**

La frazione di idrocarburi pesanti attualmente utilizzata in carica alla Sezione di gassificazione SMPP verrà gestita all'interno della Raffineria api per la produzione di:

- bitume;
- carica bitume per lavorazione presso terzi;
- olio combustibile prevalentemente per esportazione.

SEZIONE III

### III.5 Attività in fase di cantiere per la realizzazione del progetto

#### III.5.1 Dati generali

Le attività di cantiere per la realizzazione del progetto possono essere suddivise in:

- attività di preparazione del cantiere;
- attività per la realizzazione delle modifiche impiantistiche previste e per l'installazione delle apparecchiature necessarie.

Nella tabella seguente sono sintetizzati i principali dati relativi alla durata e all'organizzazione del cantiere per la realizzazione degli interventi in oggetto comprensivi delle fasi di smontaggio e sostituzione delle componenti non più compatibili con la GT modificata.

Durata del cantiere	Circa 6 mesi
Aree di lavoro	Circa 250 m <sup>2</sup> in area FGTS
	Fascia di lavoro parallela alla nuova condotta
Area magazzino coperta	Area interna al GT Building
Area magazzino scoperta	Circa 1450 m <sup>2</sup> di aree interne al Sito Industriale
Personale appaltatori	Massimo impiego: 200 Unità
	Impiego medio: 100 Unità

Tabella III.6 – Dati generali del cantiere

Il cronoprogramma delle attività è riportato nel paragrafo III.4.2.1. La fase di cantiere avrà una durata complessiva prevista di circa 6 mesi

Per la realizzazione degli interventi in progetto è previsto l'utilizzo dei seguenti mezzi di cantiere:

- escavatori;
- macchina "spingi tubo" per la posa della condotta del Gas Naturale in corrispondenza del sottopasso ferroviario;
- carroponte GT Building;
- trattori posatubi e/o mezzi cingolati per lo sfilamento delle tubazioni lungo il percorso;
- mezzi carrati per la movimentazione delle componenti all'interno del sito.

Nell'ambito delle attività di pianificazione del Progetto, si è provveduto a definire in via preliminare l'ubicazione ed estensione delle aree di cantiere a supporto dell'iniziativa da destinarsi alle imprese appaltatrici così come riportato nel Layout di cantiere in allegato al progetto preliminare.

### SEZIONE III

Nel Layout sono evidenziati:

- i limiti dell'area di cantiere;
- le aree destinate a magazzino;
- le aree destinate allo stoccaggio dei rifiuti prodotti.

#### III.5.2 Classi di lavoro da eseguire

Per la fase di cantiere si prevedono le seguenti tipologie di attività:

- opere preparatorie (preparazione del sito, allestimento aree cantiere, adeguamento viabilità interna al sito);
- opere civili;
- opere di carpenteria metallica;
- opere di collegamento linee;
- montaggio strutture e montaggio apparecchiature, macchine e tubazioni;
- collaudi (controlli non distruttivi e collaudo in corso d'opera di apparecchiature e tubazioni);
- opere di verniciatura;
- opere elettriche e strumentali (quadri, collegamenti elettrici, collegamenti al DCS).

Nel seguito si riporta una descrizione delle attività di cantiere di maggior rilievo in termini di potenziali interazione con l'ambiente.

##### III.5.2.1 Opere preparatorie ed infrastrutture

L'ingresso al cantiere l'approvvigionamento dei materiali avverrà attraverso la viabilità interna al sito che risulta sufficiente, l'ingresso al sito avverrà nel rispetto delle norme aziendali che ne regolano le modalità.

In questa fase saranno necessarie le seguenti attività preparatorie:

- adeguamento della viabilità interna per l'accesso al GT Building;
- preparazione delle aree di stoccaggio materie prime e rifiuti;
- preparazione della fascia di lavoro per la realizzazione del tratto di tubazione in progetto;
- allacci alla rete elettrica e idrica.



### SEZIONE III

#### III.5.2.2 Opere civili

Le opere civili previste consistono:

- nello scavo della trincea per la posa della condotta;
- nella realizzazione della platea di posa della cabina di misura fiscale.

Il progetto prevede infatti lo scavo di una trincea con il deposito del materiale di scavo all'interno della fascia di lavoro, la successiva posa delle condotte su un adeguato letto di posa ed il ricoprimento con il materiale di scavo previa opportuna caratterizzazione.

Per la realizzazione del nuovo allaccio alla rete SNAM risulta inoltre necessaria l'installazione di una nuova cabina di misura fiscale ai limiti del Sito Industriale api e la conseguente realizzazione di un platea di ancoraggio dell'apparecchiatura.

#### III.5.2.3 Montaggi meccanici, collaudi ed opere di finitura

Le operazioni necessarie alla modifica della Sezione CCPP posso essere così suddivise:

- Approvvigionamento di tubazioni e componenti e loro stoccaggio in aree individuate all'interno del sito;
- Realizzazione del tratto di condotta di allaccio alla rete SNAM:
  - sfilamento dei tubi lungo la fascia di lavoro;
  - saldatura in linea della tubazione DN10" e del rivestimento DN16"
  - controlli non distruttivi delle saldature;
  - rivestimento dei giunti;
  - posa e rinterro della condotta;
  - realizzazione attraversamento ferroviario (tubo di protezione) ;
  - inserimento degli elementi in linea;
  - collaudo;
- installazione della nuova Cabina di Misura Fiscale:
  - realizzazione platea;
  - posa e ancoraggio del cabinato;
  - allaccio delle condotte e installazione delle valvole;
  - predisposizione dell'impianto elettrico;
  - prove di collaudo;
  - verniciatura;

### SEZIONE III

- installazione del sistema di trattamento del Gas Naturale in ingresso (FGTS):
  - assemblaggio dei componenti e installazione su platea esistente;
  - allaccio alla linea Gas Naturale e alle utilities del sito;
  - collaudo dei componenti;
  - commissioning;
- interventi al Ciclo Combinato:
  - smontaggio e sostituzione dei componenti non adeguati alla modifica;
  - installazione delle apparecchiature accessorie;
  - collaudo dei componenti;
  - installazione del catalizzatore CO all'interno dell'HRSG;
  - modifiche alla sottostazione elettrica;
  - commissioning e performance test della Sezione CCPP modificata.

Il dettaglio degli interventi in progetto è riportato nella documentazione tecnica di progetto presentata contestualmente al presente studio.

#### III.5.2.4 Misure di prevenzione e sicurezza durante i lavori

L'allestimento delle aree di cantiere e le attività in progetto verranno svolte in osservanza delle precauzioni e misure di sicurezza da adottarsi in base alla normativa applicabile e alle procedure che regolano le attività nel Sito Industriale api.

SEZIONE III

### III.6 Analisi delle interazioni ambientali

Nel presente capitolo vengono esaminati tutti i parametri di interazione con l'ambiente connessi con l'iniziativa in progetto.

Tale analisi parte dalla valutazione delle interazioni previste nella fase di esercizio degli interventi di progetto, considerando i seguenti assetti di riferimento:

- situazione attuale (**ante operam**): riferito alla “capacità produttiva” attuale dell’Impianto IGCC definita dall’Autorizzazione Integrata Ambientale ottenuta per l’Impianto (rif. DVA DEC-2010-0000470 del 02/08/2010);
- situazione futura (**post operam**): a valle della realizzazione degli interventi in progetto, con riferimento alla condizione di funzionamento “assetto di normale esercizio”, illustrata nel paragrafo III.4.2.2.

Nei successivi paragrafi si riporta in dettaglio il confronto tra le interazioni ambientali nella situazione ante operam e nella situazione post operam, suddividendo le interazioni previste in fase di cantiere per la realizzazione del progetto e quelle connesse con l'esercizio a regime della Sezione CCPP.

Le interazioni ambientali potenziali prese in esame sono le seguenti:

- emissioni:
  - emissioni in atmosfera;
  - emissioni climalteranti;
  - effluenti liquidi;
  - produzione di rifiuti;
  - emissioni sonore;
  - radiazioni ionizzanti / non ionizzanti;
  - vibrazioni;
- uso di risorse:
  - consumi energetici;
  - prelievi idrici;
  - consumi di materie prime e combustibili;
  - uso del suolo;
  - traffico;
  - effetti sul contesto socio – economico;
- paesaggio.

SEZIONE III

### III.6.1 Esercizio dell’Impianto – Emissioni

#### III.6.1.1 Emissioni in atmosfera

##### Assetto attuale (ante operam)

Attualmente asserviti all’Impianto di gassificazione e al ciclo combinato sono presenti tre punti di emissione convogliata in atmosfera rappresentati dai seguenti tre camini:

- **E26A:** asservito alla turbina a gas e alla caldaia a recupero di vapore del CCPP; tale punto di emissione risulta dotato di sistema DeNOx (SCR) per l’abbattimento degli Ossidi di Azoto, installato all’interno della Caldaia a recupero (HRSG);
- **E26B:** camino asservito alla caldaia ausiliaria del CCPP, mantenuta al minimo tecnico per poter entrare in funzione tempestivamente in caso di necessità (in caso di arresto della Sezione di cogenerazione);
- **E26C:** camino asservito all’ossidatore termico della Sezione SMPP, posto a valle del trattamento Gas di coda dell’Impianto di recupero Zolfo (Processo Claus).

I dati geometrici dei tre camini sono riportati nella successiva tabella:

CARATTERISTICHE DEI CAMINI		
Camino	Altezza dal suolo	Area sez. di uscita
E26A (HRSG)	43,8 m	40,196 m <sup>2</sup>
E26B (ASG)	49,8 m	4,337 m <sup>2</sup>
E26C (POST-COMB)	40 m	1,150 m <sup>2</sup>

Tabella III.7

I tre camini presenti nell’Impianto sono dotati di sistemi di analisi e monitoraggio in continuo della composizione dei fumi e dei flussi di massa delle emissioni. In particolare vengono monitorati, oltre ai parametri CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O e O<sub>2</sub>, i seguenti inquinanti:

- NO<sub>x</sub> (NO e NO<sub>2</sub>);
- SO<sub>2</sub>;
- CO;
- Particolato;
- NH<sub>3</sub> (misurato solo al camino E26A in quanto utilizzata nel sistema catalitico DeNOx);
- H<sub>2</sub>S (misurato solo al camino E26C dell’Ossidatore Termico).

### SEZIONE III

Le emissioni in atmosfera di tipo non convogliato sono stimate attraverso campagne periodiche LDAR<sup>7</sup> dei componenti di processo delle diverse aree della Raffineria e dell'IGCC. I quantitativi stimati per l'Impianto IGCC risultano complessivamente inferiori a 0,1 t/anno di composti organici volatili.

#### **Assetto futuro (post operam)**

Le modifiche descritte alla Sezione CCPP comporteranno le seguenti variazioni:

- camino E26A: le emissioni del camino saranno sostanzialmente ridotte, in particolare quelle degli Ossidi di Zolfo e degli Ossidi di Azoto;
- camino E26B: non si prevedono modifiche all'assetto emissivo del camino asservito alla caldaia ausiliaria (ASG) in quanto questa manterrà la sua configurazione attuale;
- camino E26C: il contributo emissivo sarà annullato in quanto il camino verrà messo fuori esercizio poiché asservito al post-combustore della Sezione SMPP.

Per quanto concerne le emissioni non convogliate non si prevedono variazioni significative.

---

<sup>7</sup> La tecnica LDAR (Leak Detection And Repair) è annoverata tra le MTD per il contenimento delle emissioni fuggitive di COV (vedere "Linee guida sulle MTD per il settore della raffinazione").

**SEZIONE III**
**Confronto fra assetti**

Nelle tabelle seguenti viene riportato il confronto fra le emissioni nei due assetti ante operam e post operam in termini di concentrazioni di sostanze inquinanti presenti nei fumi ed in termini di flussi di massa su base annua.

CONFRONTO EMISSIONI – Concentrazioni (mg/Nm <sup>3</sup> @15% O <sub>2</sub> )		
Inquinanti	Assetto ante operam (Camino E26A, E26B ed E26C) Prescrizioni AIA bolla Impianto IGCC <sup>(1)</sup>	Assetto post operam (Camini E26A ed E26B) Media giornaliera <sup>(2)</sup>
NO <sub>x</sub>	65	57,03
SO <sub>2</sub>	50	10,55
CO	50	15,11
Polveri	5	2,05

**Tabella III.8**

- (1) Limiti prescritti in termini di medie giornaliere delle concentrazioni sulle portate dei fumi (concentrazione di O<sub>2</sub> pari al 15%), ciascuna media oraria non deve inoltre superare il 125% del limite giornaliero;
- (2) Valore medio giornaliero pesato sulle portate in uscita ai due camini e considerando per l'HRSG (camino E26A) 12 ore di funzionamento Base Load e 12 ore di funzionamento Min Load (Assetto di normale esercizio, Rif. Par.III.4.2.2).

CONFRONTO EMISSIONI – Flussi di massa (t/anno)			
Inquinante	Assetto ante operam (dati tratti da AIA <sup>(1)</sup> ) (t/anno)	Assetto post operam (Normale esercizio <sup>(3)</sup> )	Fattori di riduzione (%)
NO <sub>x</sub>	650	530,2	18,4%
SO <sub>2</sub>	300	84,1	72,0%
CO	325 <sup>(4)</sup>	237,6	26,9%
Polveri	30 <sup>(2)</sup>	21	30,0%

**Tabella III.9**

- (1) Limiti applicabili nel caso in cui si verifichi una delle seguenti condizioni:
- il Gestore del complesso "Raffineria e IGCC" non sia più rappresentato dallo stesso soggetto giuridico;
  - l'esercizio annuale di ciascun Impianto non sia superiore al 50% della capacità produttiva annuale dichiarata.
- (2) Il Decreto AIA impone una riduzione delle emissioni complessive (intero sito) di "Polveri" da 70 t/anno a 56 t/a entro 24 mesi dall'entrata in vigore, in tabella si riporta il limite per il solo Impianto IGCC.
- (3) Rif. Par. III.4.2.2
- (4) In data 23 novembre 2011 il gestore api Raffineria ha trasmesso lo "Studio ai fini dell'identificazione dei limiti emissivi in flusso di massa di CO per il sito "api raffineria" di Falconara M.ma" in attuazione di quanto prescritto all'art. 1, comma 4, del decreto DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010 (AIA Raffineria di Falconara M.ma (AN)) e al paragrafo 8.2 "Emissioni in aria" lett. i) del Parere Istruttorio allegato al Decreto DVA-DEC-2010-0000470 del 02/08/2010 (AIA Impianto IGCC presente nel medesimo sito di raffineria). In esso veniva individuato un valore raggiungibile di emissioni annue di CO di 117 t/anno per il solo Impianto IGCC considerato marciare continuamente al massimo carico. Tale valore sarebbe ancora raggiungibile nel post operam qualora l'assetto fosse costantemente a Base Load ma, considerato l'assetto di normale funzionamento di cui alla nota 3, nell'assetto post operam verrà comunque ampiamente rispettato il limite prescritto in AIA.

**SEZIONE III**

Dal confronto dei dati emissivi nei due assetti ante operam e post operam si evince una riduzione di emissioni dei principali inquinanti considerati, in particolare gli ossidi di zolfo e gli ossidi di azoto.

Per la valutazione delle interazioni sulla componente atmosferica è stata effettuata l'analisi delle ricadute al suolo degli inquinanti tramite un modello previsionale, simulando sia le condizioni di emissione ante operam sia le condizioni post operam. L'analisi effettuata è riportata nell'**Allegato IV.1** al Quadro di riferimento Ambientale.

Dai risultati delle simulazioni si evincono le seguenti considerazioni:

- le emissioni dai camini dell'Impianto IGCC api energia e le corrispondenti ricadute al suolo rispettano ampiamente gli standard di qualità dell'aria applicabili, sia per l'assetto ante operam che per l'assetto post operam.
- nell'assetto post operam si osservano riduzioni in termini di ricadute al suolo rispetto all'assetto ante operam in riferimento a tutti gli inquinanti analizzati;
- dall'analisi dei dati di monitoraggio della qualità dell'aria rilevati dalle centraline più prossime all'area in esame, risulta che il contributo delle ricadute al suolo dell'Impianto IGCC rispetto allo stato di qualità dell'aria locale non risulta significativo in riferimento a tutti gli inquinanti analizzati, sia per l'assetto ante operam che post operam.

Per quanto concerne le emissioni non convogliate, come già evidenziato non si prevedono variazioni significative nel passaggio dall'assetto ante operam all'assetto post operam.

### **III.6.1.2 Emissioni climalteranti**

#### **Assetto attuale (ante operam)**

L'Impianto IGCC ricade nell'ambito di applicazione della Direttiva 2003/87/CE (Direttiva Emissions Trading) fin dall'anno della sua introduzione nel nostro ordinamento avvenuta nel 2004 e risulta autorizzato ad emettere gas ad effetto serra (CO<sub>2</sub>) ai sensi del D.Lgs. 216/06 con autorizzazione n° 562.

Le fonti da cui è possibile emettere biossido di carbonio sono sette e vengono di seguito indicate:

- Turbina a gas (GT - Gas Turbine);
- Caldaia ausiliaria (ASG - Auxiliary Steam Generator);
- Unità di recupero Zolfo (SRU - Sulphur Recovery Unit);
- RGG - Reducing Gas Generator;
- Unità di trattamento del gas di coda (TGT - Tail Gas Treatment);
- Scarichi di emergenza dalle Unità di recupero Zolfo (SE – Scarichi di Emergenza);
- Post bruciatore syngas (PF - Post Firing).

**SEZIONE III**
**Assetto futuro (post operam)**

Nell'assetto futuro, con l'alimentazione della turbina a gas a Gas Naturale, si prevede la messa fuori esercizio della Sezione SMPP, non più necessaria; di conseguenza le uniche fonti di CO<sub>2</sub> che saranno presenti anche nell'assetto futuro sono le seguenti:

- Turbina a gas (GT - Gas Turbine);
- Caldaia ausiliaria (ASG - Auxiliary Steam Generator).

**Confronto fra assetti**

Nella tabella seguente si riporta il confronto fra i due assetti, ante operam e post operam, in termini di tonnellate di CO<sub>2</sub> prodotto ogni anno dall'Impianto in esame.

CONFRONTO EMISSIONI CO <sub>2</sub> – Flussi di massa (t/anno)			
Fonte	Assetto ante operam (media 2009 - 2011)	Assetto post operam (Normale esercizio)	Fattori di riduzione (%)
GT - Gas Turbine	1.341.461	486.841	64%
ASG - Auxiliary Steam Generator	78.188	78.188	0%
SRU - Sulphur Recovery Unit	34.741	Non più presente	100%
RGG - Reducing Gas Generator		Non più presente	100%
TGT - Tail Gas Treatment		Non più presente	100%
SE - Scarichi di emergenza		Non più presente	100%
PF - Post Firing		33.339	Non più presente
Totale	1.487.728	565.029	62%

Tabella III.10 – Confronto delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei due assetti

Dall'analisi dei dati riportati, nell'assetto futuro, la quantità di CO<sub>2</sub> prodotta dall'Impianto risulta ridotta in maniera sostanziale.

In particolare si evidenziano le seguenti modifiche:

- azzeramento delle emissioni legate alla Sezione SMPP;
- riduzione delle emissioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> legate alla Sezione CCPP grazie alla modifica del combustibile utilizzato (si passerà infatti dalle oltre 2.200.000 t/anno di Syngas a circa 180.000 t/anno di Gas Naturale), all'assetto di carico previsto e all'eliminazione della fonte Post Firing.



SEZIONE III

### III.6.1.3 Effluenti liquidi

#### Assetto attuale (ante operam)

Sono presenti tre punti di scarico asserviti all’Impianto IGCC:

- **SF-IGCC-1:** scarico in acque superficiali proveniente dal sistema di raffreddamento che sfrutta l’acqua di mare ed è asservito al Sezione CCPP, che restituisce le acque a mare con un portata media di 36.000 m<sup>3</sup>/h;
- **SF-IGCC-2:** scarico proveniente dall’Unità di demineralizzazione integrata nella Sezione CCPP, che viene convogliato nel collettore delle acque di scarico della Raffineria api recapitante nel punto di scarico autorizzato SF-RAFF2;
- **SF-IGCC-3:** scarico proveniente dall’Unità di trattamento delle acque grigie asservita alla Sezione SMPP, che conferisce il refluo all’impianto di trattamento chimico-fisico-biologico della Raffineria api con una portata media di 35,8 m<sup>3</sup>/h.

#### Assetto futuro (post operam)

A valle della realizzazione degli interventi di modifica in progetto si prevedono le seguenti modifiche ai punti di scarico idrico presenti.

- **SF-IGCC1:** non si prevedono modifiche sostanziali né alla qualità né alla quantità delle acque restituite a mare;
- **SF-IGCC2:** non si prevedono variazioni sostanziali della qualità delle acque al punto di scarico, altresì il nuovo assetto di funzionamento porterà ad una riduzione dei quantitativi di acqua in ingresso all’Unità di demineralizzazione e quindi ad una riduzione delle portate effluenti;
- **SF-IGCC3:** lo scarico (asservito esclusivamente all’Impianto SMPP) verrà messo fuori esercizio.

#### Confronto fra assetti

Nella realizzazione del progetto proposto non si prevedono variazioni delle concentrazioni inquinanti nei punti di scarico asserviti al ciclo combinato. Mentre si prevede la messa fuori esercizio dello scarico SF-IGCC3 asservito alla Sezione di Gassificazione.

La messa fuori servizio della Sezione di gassificazione determinerà una riduzione del carico da trattare all’impianto effluenti della Raffineria api con conseguente miglioramento dei parametri in uscita dal punto di scarico di tale impianto <sup>8</sup>per una serie di inquinanti tra cui si segnalano:

- Cloruri;
- Cianuri;
- Ammoniaca;

<sup>8</sup> Scarico di Raffineria denominato SF-RAFF-1

SEZIONE III

- Nickel;
- Vanadio.

In tabella seguente viene mostrato il prospetto di confronto, in termini di portata degli scarichi, tra l'assetto ante operam e il post operam.

SCARICHI IDRICI ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA – Portate medie annue (m <sup>3</sup> /h)		
Punto di scarico	Assetto ante operam (alla capacità produttiva da Decreto AIA dell'Impianto IGCC)	Assetto post operam (Normale esercizio)
SF-IGCC1	36.000	36.000
SF-IGCC2	50	50 <sup>9</sup>
SF-IGCC3	35,8	Messo fuori servizio

Tabella III.11 – Scarichi idrici

Dall'analisi dei dati riportati, nell'assetto futuro, risulta ridotta la portata totale degli scarichi idrici.

In particolare si evidenziano le seguenti modifiche:

- modifica non sostanziale delle portate effluenti dagli scarichi SF-IGCC1 e SF-IGCC2;
- azzeramento delle portate effluenti dallo scarico SF-IGCC3 grazie alla messa fuori servizio della Sezione SMPP.

### III.6.1.4 Rifiuti

#### Assetto attuale (ante operam)

L'attuale Impianto IGCC produce rifiuti legati alla manutenzione ordinaria e straordinaria delle Unità produttive.

Le seguenti categorie di rifiuto, prodotte durante l'esercizio dell'Impianto o periodicamente in caso di ordinaria manutenzione delle apparecchiature:

- fanghi da filtrazione acque IGCC ("filter cake");
- sabbia e ghiaia da FD-8603/B (Filtri a sabbia);
- cartucce filtranti per Syngas da GT - Prefiltri aria;
- fanghi da serbatoio Soda della Sezione SMPP;
- fanghi da pulizia serbatoio TK-8601;
- catalizzatore DeNOx (ogni 5 anni);

<sup>9</sup> È attesa una riduzione non esattamente quantificabile a questo livello di dettaglio.

**SEZIONE III**

- catalizzatori esauriti tipo S-201 da R-8401;
- lana di roccia (coibentazione HRSG);
- materiale isolante (perlite espansa) Unità 8900;
- soluzione acquosa di pulizia dei serbatoi di Acido Cloridrico e Soda dell'Unità Demi (manutenzione ordinaria ogni 5 anni);
- rifiuti solidi da filtrazione acqua di mare;
- soluzione e fanghi rigenerazione resine demi.

Gli unici rifiuti di processo prodotti dalla Sezione di gassificazione sono costituiti dai fanghi residui smaltiti come filter cake, attualmente conferiti a ditte estere per il recupero dei metalli presenti.

Le tipologie di rifiuto prodotte dall'Impianto solo in caso di manutenzione straordinaria sono le seguenti:

- olio esausto tipo AGIP ARNICA S da ST;
- oli esausti;
- imballaggi in legno;
- rottami ferrosi;
- rifiuti misti da demolizioni;
- terre da scavo;

**Assetto futuro (post operam)**

Grazie alla messa fuori servizio della Sezione di gassificazione SMPP verranno eliminati tutti i rifiuti prodotti esclusivamente da detta Sezione dell'Impianto.

Per le tipologie di rifiuto prodotte durante l'esercizio dell'Impianto si prevede la cessazione nella produzione delle seguenti categorie:

- fanghi da filtrazione acque IGCC ("filter cake");
- sabbia e ghiaia da FD-8603/B (Filtri a sabbia);
- fanghi da serbatoio Soda della Sezione SMPP;
- fanghi da pulizia serbatoio TK-8601;
- catalizzatori esauriti tipo S-201 da R-8401;
- materiale isolante (perlite espansa) Unità 8900.

In particolare il progetto proposto prevede l'eliminazione dei fanghi residui dalla gassificazione (filter cake), unico rifiuto di processo attualmente prodotto.

Per i rifiuti prodotti dalla manutenzione straordinaria si prevedono le seguenti variazioni:

- produzione di oli esausti utilizzati nell'attuale Sezione SMPP: solo del tipo *Lube oil GT*;
- nessuna variazione nelle altre categorie di rifiuto prodotte dalla manutenzione straordinaria;

**SEZIONE III**
**Confronto fra gli assetti**

Nella tabella sottostante sono riportate le principali tipologie di rifiuti prodotti dall’Impianto IGCC, associati al proprio codice CER, durante il normale esercizio e dalla manutenzione ordinaria. In particolare si riporta la produzione annua ante operam e la produzione prevista nel post operam.

PRINCIPALI RIFIUTI PRODOTTO DALL’IMPIANTO IGCC (media annua in kg/anno)				
Codice CER	Descrizione	Fase di provenienza	Ante Operam (Decreto AIA dell’Impianto IGCC) <sup>(1)</sup>	Post Operam (Normale esercizio)
100120 *	Fanghi da filtrazione acque IGCC (“filter cake”)	SMPP	397.475	Non più prodotti
150203	Sabbia e ghiaia da FD-8603/B (Filtri a sabbia)	SMPP	9.202	Non più prodotti
150203	Cartucce filtranti per Syngas da GT - Prefiltri aria	CCPP		2.000 <sup>(2)</sup>
160303 *	Fanghi da serbatoio soda SMPP	SMPP + CCPP	66.304	Non più prodotti
160709 *	Fanghi da pulizia serbatoio TK-8601	SMPP	268.230	Non più prodotti
160799	Fanghi da pulizia serbatoio TK-8601	SMPP	9.884	Non più prodotti
160804	Catalizzatori esauriti tipo S-201 da R-8401	SMPP	10.990	Non più prodotti
170603 *	Lana di roccia (coibentazione HRSG)	CCPP	1.840	1.840
170604	Materiale isolante (perlite espansa) Unità 8900	SMPP	186	Non più prodotti
190906	Soluzione e fanghi rigenerazione resine demi	CCPP	87.355	12.400 <sup>(3)</sup>
161002	Soluzione acquosa pulizia dei serbatoi Soda dell’Unità Demi (manutenzione ordinaria ogni 5 anni)	CCPP	2.000	2.000
060102 *	Acido Cloridrico da pulizia dei serbatoi dell’Unità Demi (manutenzione ordinaria ogni 5 anni)	CCPP	2.000	2.000
190901	Rifiuti solidi da filtrazione acqua di mare	CCPP	3.030 <sup>(4)</sup>	3.030 <sup>(4)</sup>
160807 *	Catalizzatore DeNOx	CCPP	10.000	5.000

**Tabella III.12 – Confronto della produzione dei rifiuti ante e post operam**

(1) Una quota significativa dei rifiuti prodotti dall’IGCC deriva dalle attività di manutenzione (codici CER contrassegnati da \*): può pertanto variare di anno in anno, anche indipendentemente dalla produzione effettiva e non è direttamente correlata alla capacità di produzione. Per queste tipologie di rifiuti, le stime riportate in questa tabella, ottenute da un riproporzionamento dei dati 2004 in base al rapporto tra capacità produttiva e lavorato annuo del 2004, sono indicative.

(2) Rifiuti da cartucce filtri GT, quantità prodotte mediamente nel periodo 2008-2011.

(3) Quantità media prodotta nel periodo 2008-2011, con il nuovo assetto di funzionamento è prevista un’ulteriore riduzione.

(4) Quantità media prodotta nel periodo 2008-2011.

Per quanto concerne il catalizzatore CO non si prevedono degradi significativi nel corso della vita dell’Impianto e quindi non è prevista la sua sostituzione.

### SEZIONE III

In base ai dati riportati in tabella è possibile esprimere le seguenti considerazioni:

- eliminazione totale di alcune categorie di rifiuto prodotte dall'attuale Impianto IGCC;
- le quantità di rifiuto prodotte dalla Sezione CCPP resteranno sostanzialmente invariate rispetto all'attuale configurazione.

L'attuazione del progetto in esame porterà quindi ha una sostanziale riduzione delle quantità di rifiuti prodotti dall'attuale Impianto.

#### III.6.1.5 Emissioni sonore

##### Assetto attuale (ante operam)

api energia ha effettuato la valutazione di impatto acustico dell'Impianto IGCC attraverso uno studio previsionale di propagazione del rumore nell'ambiente (Legge Quadro n. 447/95), così da valutare la situazione di inquinamento acustico prodotto dall'Impianto, nelle condizioni ante operam.

Vista, infatti, la difficoltà nel discernere la rumorosità prodotta dagli impianti produttivi da quella generata dalle altre sorgenti insistenti sull'area di interesse tramite il solo ausilio di misure dirette in campo, è necessario fare ricorso ad un modello di calcolo previsionale, che tenga conto delle norme tecniche nazionali ed internazionali previste in materia di rumore da attività industriali e di altra natura (veicolare, ferroviario, aeroportuale).

L'Impianto IGCC è ubicato nell'area di stabilimento compresa tra il mare e la ferrovia, sede delle attività produttive, cui è attribuita la Classe VI di zonizzazione acustica. In quest'area i limiti di emissione stabiliti dalla classificazione acustica sono di 65 dB(A) nel periodo diurno e di 65 dB(A) nel periodo notturno. Le turbine e i compressori sono ubicati all'interno di edifici, tali da contenere le emissioni sonore all'esterno.

Il piano di monitoraggio e controllo del sito di Raffineria api del 15/01/2010 prevede, inoltre, la misura delle immissioni di rumore nell'ambiente esterno in corrispondenza di ricettori individuati ai confini dello stabilimento in modo da verificare il rispetto della zonizzazione nelle aree esterne al sito.

##### Assetto futuro (post operam)

Gli interventi in progetto comporteranno l'installazione di un numero limitato di nuove apparecchiature, a fronte della fermata dell'intera Sezione di gassificazione (SMPP).

La valutazione della diffusione del rumore verso l'ambiente esterno provocato dalla realizzazione del progetto proposto è stata effettuata, così come l'analisi della situazione attuale, mediante un modello previsionale di propagazione del rumore.

Per approfondimenti riguardanti l'ubicazione delle sorgenti interne all'Impianto IGCC e la loro caratterizzazione si rimanda allo studio previsionale di propagazione del rumore riportato in **Allegato IV.2** al Quadro di Riferimento Ambientale.

**SEZIONE III**
**Confronto degli assetti**

Nell'Allegato IV.2 al Quadro di riferimento ambientale del presente studio si riportano i risultati delle simulazioni di propagazione del rumore effettuate nei due assetti ante operam e post operam.

Nella tabella sottostante si riporta il confronto fra i due assetti simulati nello studio previsionale di propagazione del rumore, in corrispondenza dei punti di monitoraggio del rumore previsti dal piano di monitoraggio e controllo del sito.

PUNTI DI MONITORAGGIO DEL RUMORE AMBIENTALE (Piano di monitoraggio e controllo del sito)					
Ricettore N. (*)	Ubicazione	Livelli emissivi (dB(A))		Classe di zonizzazione acustica	Limite di emissione notturno (dB(A))
		Ante operam	Post operam		
1	Via Fiumesino n. 78	42,3	41,5	IV	50
2	Via Fiumesino n. 67	30,7	29,1	IV	50
3	Via Fiumesino n. 17	44	43,6	IV	50
4	Viale del Conventino n. 46	39,6	39	V	55
5	Via Chiesa n. 15	38,1	34,8	IV	50
6	Via Quadrio n.57	42,3	41	IV	50
7	Via Chiesa n. 3	37,6	35,7	IV	50
8	Via Flaminia (Distributore AGIP)	36	33,1	IV	50
9	Via Monti e Tognetti (Ufficio produzione FS)	39,7	36,3	IV	50
10	Via Monti e Tognetti n.22	31	27,4	IV	50
11	Via Monti e Tognetti (ex tiro a volo)	27,6	24,7	IV	50
12	Via Toselli n.1	40,8	37,4	IV	50
13	Via Flaminia (Supermercato)	41,1	39,7	V	55
14	Via Flaminia (Ingresso dipendenti API)	40,6	38,5	V	55
15	Via Flaminia (Ingresso auto in Raffineria)	45,3	44,6	V	55
16	Via Flaminia (ingresso autobotti)	46,7	45,9	V	55

**Tabella III.13 – Livelli di rumore ambientale ante operam**

(\*) In allegato al Quadro di riferimento ambientale del presente studio si riporta la mappa dei ricettori individuati dal piano di monitoraggio e controllo dell'Impianto IGCC del 15/01/2010.

In allegato allo studio previsionale di propagazione del rumore è riportata la mappatura dell'area in esame nei due assetti simulati ante operam e post operam.

### SEZIONE III

Dai risultati delle simulazioni si evincono le seguenti considerazioni:

- l'intervento in progetto permetterà di ridurre i livelli di pressione sonora interni all'Impianto;
- il confronto tra i valori ottenuti nei due scenari tramite il modello previsionale mostra un generale, seppur lieve, miglioramento dei livelli di pressione sonora all'esterno del sito, con riduzioni attese pari a circa 1-2 dB(A) nella zona lato Ancona (Villanova) di maggior influenza dell'Impianto IGCC;
- non si evidenziano superamenti dei livelli sonori imposti dalla zonizzazione acustica del comune di Falconara Marittima ai confini esterni del sito.

#### III.6.1.6 Radiazioni ionizzanti/non ionizzanti

L'attuale Impianto IGCC non presenta sorgenti di radiazioni ionizzanti ed il progetto in esame non ne prevede l'introduzione nell'assetto post operam.

Per quanto riguarda le radiazioni non ionizzanti, all'interno del sito, la valutazione delle esposizioni a CEM viene opportunamente valutata, mediante l'applicazione di campagne di monitoraggio periodico, nell'ambito del Documento di Valutazione dei Rischi per la protezione dei lavoratori ai sensi del D.Lgs. 81/08 e s.m.i..

Il progetto in esame comporta la messa fuori servizio dell'intera Sezione di gassificazione e quindi la riduzione di tali fonti. L'Impianto comunque non costituisce una fonte apprezzabile di radiazioni non ionizzanti verso l'ambiente esterno al Sito Industriale api.

Per quanto riguarda le nuove installazioni asservite alla Sezione CCPP, la generazione di radiazioni non ionizzanti costituisce un'interazione trascurabile.

#### III.6.1.7 Vibrazioni

Nei due assetti presi in esame, ante operam e post operam, nell'Impianto IGCC non si evidenzia la presenza di apprezzabili sorgenti di vibrazioni.

**SEZIONE III**
**III.6.2 Esercizio dell’Impianto – Uso di risorse**
**III.6.2.1 Consumi energetici**
**Assetto attuale (ante operam)**

Nell’attuale Impianto IGCC i consumi di energia elettrica sono prevalentemente a carico della Sezione di Gassificazione, mentre minori sono i consumi nella Sezione di cogenerazione e nei servizi ausiliari.

All’interno dell’Impianto IGCC le utenze che sfruttano energia termica, sotto forma di vapore, fanno parte del ciclo di gassificazione della Sezione SMPP.

**Assetto futuro (post operam)**

Nella Sezione CCPP si prevede una modifica nei consumi di energia elettrica. in particolare la realizzazione del progetto proposto porterà all’aumento del consumo, dovuto alle modifiche impiantistiche della turbina a gas e all’inserimento di una nuova utenza, ovvero l’Unità di trattamento del Gas Naturale in ingresso alla GT.

Per quanto concerne la Sezione SMPP nell’assetto futuro si prevede l’azzeramento dei consumi energetici, sia elettrici che termici, poiché questa verrà messa fuori servizio.

**Confronto degli assetti**

Di seguito si riporta in formato tabellare il confronto tra i due assetti in termini di energia consumata sia termica che elettrica.

CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA (MWh)			
Descrizione	Fase	Energia elettrica consumata	
		Assetto ante operam (Decreto AIA dell’Impianto IGCC)	Assetto post operam (Normale esercizio)
Gassificazione	SMPP	418.695	0
Cogenerazione	CCPP	8.201	46.736
Servizi ausiliari	UAC	2.196	3.182
TOTALE		429.092	49.918

**Tabella III.14 – Confronto dei consumi elettrici**



SEZIONE III

CONSUMO DI ENERGIA TERMICA ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA					
Descrizione	Fase	Energia termica consumata (MWh)		Quantità di vapore (t/anno)	
		Ante operam (Decreto AIA dell’Impianto IGCC)	Post operam	Ante operam (Decreto AIA dell’Impianto IGCC)	Post operam
Vapore ad utenze IGCC e ai Gassificatori	SMPP	374.438	0	478.503	0

Tabella III.15 – Confronto dei consumi termici

Dall’analisi del confronto effettuato si evince una sostanziale riduzione del consumo energetico dell’Impianto nell’assetto post operam, legato principalmente alla messa fuori servizio della Sezione SMPP.

Si prevede in particolare:

- una riduzione del consumo di energia elettrica complessiva di circa l’88 %;
- l’azzeramento del vapore consumato dall’Impianto IGCC.

### III.6.2.2 Prelievi idrici

#### Assetto attuale (ante operam)

L’attuale assetto dell’Impianto IGCC prevede l’approvvigionamento idrico per le seguenti Unità ausiliarie al ciclo produttivo del sito:

- **Acqua Grezza:** acqua che alimenta l’Unità di demineralizzazione fornita dalla Raffineria, necessaria alla produzione di acqua demineralizzata attraverso letti di resine cationiche e anioniche. Acqua demineralizzata che viene quindi stoccata per essere disponibile alle utenze di Raffineria e IGCC;
- **Acqua Mare:** prelevata dal Mare Adriatico per rifornire il ciclo acqua di mare necessario ai seguenti utilizzi:
  - sistema di raffreddamento della turbina a vapore;
  - sistema di raffreddamento a circuito chiuso della Sezione di cogenerazione;
  - sistema di raffreddamento a circuito chiuso della Sezione di gassificazione;
  - sistema di raffreddamento di alcune utenze dell’Unità di frazionamento aria.

#### Assetto futuro (post operam)

Nel futuro assetto si prevedono modifiche solo quantitative dei prelievi idrici dalle due fonti di approvvigionamento delle acque di processo e di raffreddamento.

- **Acqua Grezza:** riduzione nell’alimentazione all’Unità di demineralizzazione con la diminuzione delle utenze rifornite, grazie alla messa in stato di conservazione delle Unità presenti nella Sezione SMPP;

SEZIONE III

- **Acqua Mare:** non si prevedono variazioni nell'alimentazione dei circuiti di raffreddamento riforniti da questa fonte di approvvigionamento.

**Confronto degli assetti**

Nella tabella seguente si riporta il confronto fra gli assetti ante operam e post operam in termini di consumi idrici previsti per le due fonti di approvvigionamento dell'Impianto in oggetto.

CONSUMO DELLE RISORSE IDRICHE				
Approvvigionamento	Fase	Utilizzo	Consumo annuo (m <sup>3</sup> )	
			Assetto ante operam (Decreto AIA dell'Impianto IGCC)	Assetto post operam (Normale esercizio)
Acqua grezza in ingresso al demineralizzatore, (fornita dalla Raffineria)	CCPP (Unità demi)	Industriale di processo	2.277.600	1.226.400
Mare Adriatico	CCPP (sistema di raffreddamento ad acqua mare)	Industriale di raffreddamento	315.360.000	312.070.000

Tabella III.16 – Confronto dei consumi idrici

Dall'analisi del confronto proposto si evincono le seguenti considerazioni:

- si prevede la riduzione della portata in ingresso all'Unità di demineralizzazione che continuerà a servire il sito di Raffineria e la Sezione CCPP ma con portate ridotte nelle condizioni di normale esercizio previste;
- nell'assetto post operam non verranno sensibilmente modificati i consumi relativi al ciclo di raffreddamento con acqua di mare.

SEZIONE III

### III.6.2.3 Consumi di materie prime e combustibili

#### Assetto attuale (ante operam)

Attualmente all'interno delle due sezioni principali dell'impianto IGCC, si utilizzano i seguenti combustibili, materie prime e chemicals:

- **Idrocarburi pesanti:** materia prima in carica alla Sezione di gassificazione (SMPP);
- **Gas di Sintesi:** prodotto dalla gassificazione di Idrocarburi pesanti nell'attuale Sezione SMPP e sfruttato nella turbina a gas;
- **Gas Naturale:** sfruttato dall'Unità di trattamento gas di coda della Sezione SMPP;
- **Fuel Gas:** utilizzato in alimentazione alla caldaia ausiliaria (ASG);
- **Gasolio semifinito:** necessario all'avviamento della GT nell'attuale configurazione;
- **Gasolio semilavorato:** necessario al flussaggio degli strumenti;
- **Virgin Naphtha:** utilizzata dalle Unità della Sezione SMPP;
- **Gasolio HVGO:** sfruttato per flussaggio tenute pompe;
- **Olio combustibile BTZ:** necessario all'avviamento della gassificazione;
- **Olio combustibile ATZ:** sfruttato in caso di emergenza come combustibile nella caldaia ausiliaria (ASG).

#### Assetto futuro (post operam)

Nel passaggio dall'assetto ante operam a quello post operam si prevede:

- l'aumento della fornitura di Gas Naturale in sostituzione del Syngas per l'alimentazione della GT. Sarà infatti necessario, a cura SNAM, l'adeguamento dell'allaccio alla rete del Gas Naturale, poiché questo verrà utilizzato per la produzione di vapore ed energia necessari all'attività di raffinazione e per la vendita di energia elettrica;
- la cessazione nell'utilizzo del gasolio necessario all'avviamento della turbina a gas, che non risulta più necessario;
- la messa fuori servizio della Sezione SMPP e quindi la cessazione dei consumi relativi alla gassificazione dei residui di Raffineria.

**SEZIONE III**
**Confronto degli assetti**

Nella tabella seguente viene riportato il confronto fra gli assetti ante e post operam, relativo ai combustibili e alle materie prime, suddivise in base alla fase di utilizzo all'interno dell'Impianto.

COMBUSTIBILI E MATERIE PRIME UTILIZZATE ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA (t/a)				
Combustibile / materia prima		Fase	Assetto ante operam (Decreto AIA dell'Impianto IGCC)	Assetto post operam (Normale esercizio)
Idrocarburi pesanti per gassificazione		SMPP	466.608	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Gas di sintesi		SMPP	2.223.213	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Gas Naturale	Unità di trattamento gas di coda	SMPP	3.017	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
	turbina a gas (**)	CCPP	0	178.423
Fuel Gas		SMPP/ CCPP	43.486	20.962
Gasolio semifinito		CCPP	18.340	Non più necessario all'avviamento della GT nella configurazione prevista
Gasolio semilavorato per flussaggio strumenti		SMPP	3.053	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Virgin Naphtha		SMPP	3.094	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
HVGO per flussaggio tenute pompe		SMPP	5.740	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Olio combustibile BTZ per avviamento gassificazione		SMPP	1.441	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Olio combustibile ATZ alla caldaia ausiliaria		CCPP	11	0 (*)

**Tabella III.17 – Confronto dei consumi di combustibile e materie nei due assetti**

(\*) Combustibile tecnicamente utilizzabile per il funzionamento della ASG, ma il cui utilizzo è previsto solo in caso di emergenza.

(\*\*) Consumo stimato in corrispondenza di una temperatura ambiente media di 20°C.

**SEZIONE III**

Lo stesso confronto è riportato di seguito in termini energetici.

<b>COMBUSTIBILI E MATERIE PRIME UTILIZZATE ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA (MJ)</b>				
<b>Combustibile / materia prima</b>		<b>Fase</b>	<b>Assetto ante operam (Decreto AIA dell’Impianto IGCC)</b>	<b>Assetto post operam (Normale esercizio)</b>
Idrocarburi pesanti per gassificazione		SMPP	18.840.036.880	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Gas di sintesi		SMPP	15.562.488.605	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Gas Naturale	Unità di trattamento gas di coda	SMPP	166.340.765	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
	Turbina a gas (**)	CCPP	0	8.840.869.560
Fuel Gas		SMPP/ CCPP	2.204.756.755	1.062.773.400
Gasolio semifinito		CCPP	764.064.733	Non più necessario all’avviamento della GT nella configurazione prevista
Gasolio semilavorato per flussaggio strumenti		SMPP	130.297.336	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Virgin Naphtha		SMPP	142.415.608	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
HVGGO per flussaggio tenute pompe		SMPP	231.764.087	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Olio combustibile BTZ per avviamento gassificazione		SMPP	58.353.790	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Olio combustibile ATZ alla caldaia ausiliaria		CCPP	428.442	0 (*)

**Tabella III.18 – Confronto dei consumi di combustibile e materie nei due assetti**

(\*) Vedi nota tabella precedente.

(\*\*) Vedi nota tabella precedente.

**SEZIONE III**

Dall'analisi dei dati riportati si evidenzia la modifica delle materie prime in ingresso all'Impianto:

- nell'assetto ante operam i flussi in ingresso sono essenzialmente costituiti da Idrocarburi pesanti (in ingresso all'attuale Sezione di gassificazione) e dal Gas di Sintesi prodotto (Syngas in ingresso all'attuale CCPP), mentre con la messa fuori servizio della Sezione SMPP il principale combustibile utilizzato per la produzione di energia sarà il Gas Naturale.
- Con la fermata della Sezione SMPP si prevede la cessazione nell'utilizzo di ulteriori materie prime sfruttate, in quantità minori quali il Gasolio, gli Oli combustibili, Virgin Naphtha e HVGO.

Nella tabella successiva viene invece proposto il confronto fra la produzione attuale di energia elettrica e termica e la produzione prevista nella nuova configurazione della Sezione CCPP.

<b>PRODUZIONE DI ENERGIA NETTA (MWh/anno)</b>			
<b>Tipologia</b>	<b>Fase</b>	<b>Ante operam (Decreto AIA dell'Impianto IGCC alla capacità produttiva)</b>	<b>Post operam Assetto di normale esercizio</b>
<b>Energia termica prodotta</b>			
Vapore da caldaia a recupero	CCPP	2.572.890	1.660.450
Vapore da caldaia ausiliaria	CCPP	562.981	288.204
<b>Energia termica utilizzata</b>			
Vapore HS a Raffineria	CCPP	71.895	79.912
Vapore MP a Raffineria	CCPP	200.273	204.164
Vapore LS a Raffineria	CCPP	120.177	68.335
Vapore in alimento alla gassificazione	SMPP	620.843	Non necessario per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
<b>Energia elettrica prodotta</b>			
Prodotta dalla turbina a gas	CCPP	1.582.930	651.580
Prodotta dalla turbina a vapore	CCPP	799.790	447.698

**Tabella III.19 – Confronto energia prodotta**

Sulla base delle modifiche analizzate ai flussi di massa e di energia in ingresso e in uscita dall'Impianto è stato possibile fare un confronto fra l'efficienza globale dell'Impianto nell'assetto ante operam e l'efficienza prevista per il nuovo ciclo combinato. I risultati di tale analisi sono riportati nella tabella seguente.

SEZIONE III

EFFICIENZA GLOBALE DELL'IMPIANTO		
Parametro	Ante operam (Dati di progetto impianto IGCC)	Post operam
Efficienza	45,62 % (*)	51,83 %

Tabella III.20 – Confronto fra l'efficienza globale nei due assetti

(\*) Il rendimento effettivo è pari a 44,93% (dati storici 2004).

L'efficienza globale è stata calcolata come rapporto tra i flussi energetici in ingresso ed in uscita nelle due rispettive configurazioni impiantistiche. Nel dettaglio sono stati considerati i flussi di energia costituiti dalle materie prime in ingresso all'intero Impianto, dall'energia termica ed elettrica consumate e dall'energia termica ed elettrica prodotte.

Il calcolo delle efficienze è stato effettuato con le seguenti assunzioni:

- nel calcolo non sono stati considerati i seguenti combustibili, usati occasionalmente ed in quantità limitate: Gasolio semifinito per avviamento Turbina a Gas, Olio combustibile ( $S < 1\%$ ) per avviamento Gassificazione, Olio combustibile ( $S > 1\%$ ) alla Caldaia Ausiliaria (utilizzato solo in caso di emergenza);
- l'efficienza globale dell'Impianto IGCC ante operam è stata stimata con i dati storici dell'anno di riferimento (2004) e con i dati di progetto;
- l'efficienza globale nell'assetto post operam della Sezione CCPP è stata calcolata prendendo in considerazione i dati preliminari di progetto ed i bilanci di energia disponibili. Calcolando l'efficienza sia alla capacità produttiva sia all'assetto di normale esercizio previsto (2000 ore/anno di marcia alla capacità produttiva e 6600 ore/anno di marcia alla minima capacità).

Come evidenziato nella tabella sopra riportata, con il futuro assetto impiantistico della CCPP alimentata direttamente a Gas Naturale, l'efficienza globale migliora nettamente in quanto vengono a mancare tutti i processi di trasformazione dell'energia operati dalle Unità a monte: nelle Unità costituenti l'attuale Sezione SMPP (principalmente gassificazione e frazionamento aria) infatti i rendimenti di conversione, nella configurazione IGCC, gravano sull'efficienza complessiva.

#### III.6.2.4 Uso di suolo, sottosuolo e acque marino costiere

##### Assetto attuale (ante operam)

Il Sito Industriale di Falconara Marittima è classificato Sito di Interesse Nazionale con Legge n. 179 del 2002 "Disposizioni in materia ambientale" che integra la Legge n. 426 del 1998.

L'intero sito, incluse le aree di competenza di api energia, è stato sottoposto ad attività di caratterizzazione del suolo e del sottosuolo, con diverse campagne di indagini e monitoraggio a partire dal 1994.

Per quanto concerne la caratterizzazione delle acque sotterranee, il Piano di Caratterizzazione ha visto il completamento della rete di monitoraggio della prima falda (serie di piezometri denominati P) e della

**SEZIONE III**

seconda (serie di piezometri denominati D). In seguito, alla luce dello stato qualitativo emerso dalle indagini ambientali, api Raffineria ha progettato e realizzato un sistema di barriera idraulica delle acque di prima falda, costituito da una barriera idraulica di emungimento e reimmissione e da un impianto di trattamento acque (TAF), avviati nel luglio 2006 e messi a regime dall'aprile 2007.

api ha presentato un progetto unitario di Messa in Sicurezza Operativa (MISO). Lo stesso è stato presentato da api Raffineria nell'agosto 2010 ed è stato oggetto di prescrizioni da parte della CdS Decisoria del 15/11/2010.

api Raffineria ha quindi presentato il "Progetto di Messa In Sicurezza Operativa ai sensi del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Revisione 1" (FWIENV Novembre 2011), attualmente in fase istruttoria presso il MATTM.

Relativamente alle acque marine costiere, le attività di caratterizzazione condotte dal 2008 in corrispondenza delle aree demaniali marine antistanti la Raffineria api hanno confermato l'assenza di criticità ambientali, sia per quanto riguarda le matrici sedimenti/acqua marina che per quanto attiene al comparto biotico.

**Assetto futuro (post operam)**

Il progetto proposto prevede la realizzazione dei seguenti interventi che possono interagire con il suolo e il sottosuolo del sito:

- l'installazione di un nuovo gruppo di misura fiscale in un'area di proprietà api limitrofa ai limiti del Sito Industriale api, esterna alla perimetrazione del Sito di Interesse Nazionale di Falconara M.ma;
- l'esecuzione di uno scavo per la posa della tubazione interrata che collegherà il nuovo allaccio alla rete SNAM del Gas Naturale ad un'area limitrofa all'attuale cabina di misura, dove verrà allacciato alla tubazione da 8" esistente;
- la realizzazione di un nuovo sistema di trattamento del Gas Naturale in ingresso alla GT, esterna all'area dell'attuale IGCC: tali apparecchiature verranno installate in un'adeguata area pavimentata.

In termini di occupazione di suolo, la nuova Sezione di trattamento del Gas Naturale in ingresso occuperà un'area di circa 350 m<sup>2</sup>, già pavimentata, interna al sito api. Per le modifiche che verranno apportate internamente all'attuale Impianto IGCC non si prevedono ulteriori occupazioni del suolo.

**Confronto degli assetti**

Nella realizzazione del progetto proposto l'interazione con il suolo e il sottosuolo verrà minimizzata. In particolare gli interventi previsti verranno così realizzati:

- lo scavo per la posa della tubazione interrata sarà ridotto al minimo. Ad esempio il collegamento del nuovo gruppo di misura fiscale all'Unità FGTS verrà effettuato sfruttando una tubazione in cunicolo già esistente, non prevedendo quindi lo scavo e la movimentazione del suolo per tale collegamento;
- la nuova Unità FGTS verrà installata su aree già pavimentate per minimizzare lo sfruttamento del suolo.



**SEZIONE III**

Gli interventi in progetto non prevedono quindi l'occupazione di ulteriori aree rispetto a quelle del Sito Industriale api, ad eccezione della cabina di misura fiscale che verrà posizionata su una proprietà api immediatamente al di fuori del recinto fiscale del Sito.

Per quanto descritto sopra si può affermare che nel passaggio all'assetto post operam non si prevedono interazioni significative, in termini di uso del suolo.

Per quanto riguarda l'interazione con le matrici suolo e sottosuolo e acque sotterranee in fase di costruzione, le modalità di realizzazione del progetto eviteranno interferenze con l'attività di bonifica delle falde.

**III.6.2.5 Traffico****Assetto attuale (ante operam)**

Il traffico legato all'esercizio dell'Impianto IGCC è sostanzialmente derivante dalla movimentazione di combustibili, materiali ausiliari e rifiuti prodotti approvvigionati tramite automezzi pesanti:

- Chemical:
  - Azoto liquido;
  - Solfato Ferroso;
  - Soda caustica;
  - MDEA;
  - Selexol;
  - altri Chemical e additivi in quantità minime stoccati a magazzino;
  - Acido Cloridrico e Soda (Unità Demi);
- trasporto di rifiuti e sottoprodotti:
  - filter cake;
  - Zolfo;
  - rifiuti ordinari di manutenzione.

**Assetto futuro (post operam)**

Nell'assetto post operam si prevedono le seguenti modifiche dei trasporti legati all'esercizio del nuovo Impianto:

- riduzione del traffico dovuto alla movimentazione dei rifiuti grazie alla messa fuori esercizio della Sezione SMPP con la cessazione nella produzione delle seguenti tipologie di rifiuti e sottoprodotti:
  - Filter cake;
  - Zolfo;

SEZIONE III

- riduzione del traffico dovuto al trasporto dei chemicals e dei combustibili non più utilizzati dall’Impianto in oggetto:
  - Azoto liquido;
  - Solfato Ferroso;
  - Soda caustica;
  - MDEA;
  - Selexol.

**Confronto degli assetti**

Nella seguente tabella sono quantificate le variazioni previste nel traffico legato all’esercizio dell’Impianto nelle due configurazioni ante operam e post operam:

CONFRONTO DEI VOLUMI DI TRAFFICO (Numero di mezzi/anno)			
Materiale trasportato	Tipologia Mezzi	Ante operam	Post operam
Azoto liquido	ATB	12	0
Solfato Ferroso	ATB	24	0
Soda caustica al SMPP	ATB	42	0
MDEA	ATB	1	0
Selexol	ATB	1	0
Acido Cloridrico	ATB	46	46 [1]
Soda	ATB	26	26 [1]
Filter Cake	ATB	12	0
Zolfo	ATB	1080	0

Tabella III.21 – Confronto fra i volumi di traffico

[1] Nella realizzazione degli interventi in progetto è attesa una riduzione dovuta al minor utilizzo di acqua demi, non quantificabile al momento.

### SEZIONE III

Sulla base dei dati sopra riportati si possono trarre le seguenti considerazioni nel passaggio dall'assetto ante operam all'assetto post operam:

- riduzione del traffico di Chemical e di rifiuti prodotti nella Sezione CCPP;
- cessazione del traffico di Chemical e di rifiuti prodotti nella Sezione SMPP.

La riduzione di traffico risulta comunque non significativa rispetto al traffico di prodotti petroliferi della Raffineria api.

#### III.6.2.6 Effetti sul contesto socio - economico

In fase di esercizio sarà necessaria una riorganizzazione del personale addetto all'Impianto per effetto della messa fuori servizio della Sezione di Gassificazione (SMPP).

#### III.6.3 Paesaggio

Gli interventi in progetto sono previsti in un'area ubicata all'interno del sito di Raffineria api di Falconara Marittima, ad eccezione dell'installazione di una cabina di misura fiscale del Gas Naturale, situata ai limiti del confine fiscale del sito.

In particolare le modifiche all'Impianto IGCC non ne modificheranno la volumetria. Verranno installate esternamente all'attuale Impianto le attrezzature di trattamento del Gas Naturale in ingresso che presenteranno una volumetria di 15 m<sup>3</sup> ed un'altezza massima di 7 m.

Gli interventi si inseriscono quindi in aree occupate da impianti analoghi e non alterano l'attuale assetto plano-volumetrico attuale.

In particolare la struttura dei camini di emissione in atmosfera dell'IGCC non verrà modificata.

Gli interventi in progetto non comportano quindi modifiche apprezzabili al profilo architettonico e all'immagine del sito percepibili dall'esterno.

SEZIONE III

### III.6.4 Interazioni in fase di cantiere

Le principali interazioni dovute all'attività di cantiere sono imputabili al traffico veicolare dovuto al trasporto del personale e dei materiali necessari, alle emissioni prodotte (emissioni di rumore, emissioni gassose in atmosfera, reflui liquidi e rifiuti) ed al consumo di risorse (acqua ed energia).

#### III.6.4.1 Emissioni in atmosfera

Durante la fase di cantiere sono prevedibili le seguenti emissioni in atmosfera:

- gas di scarico dei mezzi di cantiere contenenti prodotti di combustione quali NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO e polveri;
- polveri generate dalle attività di scavo o dovute al trasporto eolico del materiale più leggero (es. da stoccaggi in cumulo di terreno e altri materiali da costruzione).

Nella predisposizione del cantiere si prevede l'organizzazione degli approvvigionamenti in modo da minimizzare l'interferenza tra il traffico di cantiere e la viabilità ordinaria. Verrà quindi limitata la presenza di gas di scarico nel sito.

Verranno inoltre previsti regolari controlli e manutenzione dei mezzi di cantiere.

Per minimizzare la produzione di polveri, è prevista l'attuazione delle seguenti misure:

- minimizzazione della movimentazione dei terreni e delle rocce da scavo con l'accumulo nella fascia di lavoro e reimpiego in loco, previa adeguata caratterizzazione;
- i percorsi previsti per gli automezzi verranno, se necessario, inumiditi;
- delimitazione aree stoccaggio rifiuti e materiali.

La stima delle emissioni dai mezzi di cantiere può essere effettuata mediante l'utilizzo di fattori di emissione standard da letteratura (EPA 12, AP-42 per mezzi di cantiere e Sinanet<sup>10</sup>- Rete del sistema Informativo Nazionale Ambientale per mezzi su strada), così come riportato in dettaglio in tabella seguente:

Tipologia di mezzo	N° mezzi	Km/giorno Percorsi da ogni mezzo	Giorni di attività
Automezzi pesanti	5	40	15
Autovetture	5	20	60
Mezzi di cantiere	10	---	100

Tabella III.22 – Impiego di automezzi pesanti/autovetture/mezzi di cantiere

<sup>10</sup> <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sinanet/fetransp/>

**SEZIONE III**

Tipologia di mezzo		Emissioni CO	Emissioni NOX	Emissioni polveri
		tonnellate	tonnellate	tonnellate
Automezzi pesanti		0,013	0,002	0,001
Autovetture		0,004	0,005	0,001
Mezzi di cantiere	Escavatori gommati, pale gommate, etc.	0,42	1,37	0,12
	Autobetoniere, autogru, autocarri, etc.	0,98	2,27	0,14
	Gru, compressori aria, motosaldatrici, etc.	0,37	0,92	0,08
<b>TOTALE</b>		<b>1,78</b>	<b>4,57</b>	<b>0,34</b>

**Tabella III.23 – Emissioni stimate da mezzi di cantiere**

Per quanto riguarda invece la stima delle emissioni di polveri derivanti dalle attività di cantiere, si tratta di una stima di difficile valutazione. Dati di letteratura (USEPA AP-42) indicano un valore medio mensile di produzione polveri da attività di cantiere stimabile in 0,02 kg/m<sup>2</sup> di area dedicata al cantiere.

### III.6.4.2 Effluenti Liquidi

La produzione di effluenti liquidi nella fase di cantiere è sostanzialmente imputabile ai reflui civili legati alla presenza del personale in cantiere e per la durata dello stesso.

In tale fase non è prevista l'emissione di reflui sanitari in quanto per i servizi igienici, qualora non sia possibile utilizzare i servizi presenti nel sito api, saranno utilizzati servizi con trattamenti chimici.

### III.6.4.3 Rifiuti

Le opere e le attività da realizzarsi per l'attuazione del progetto proposto sono così suddivisibili:

- modifiche impiantistiche alla turbina a gas e alle unità della Sezione CCPP;
- installazione dell'Unità di trattamento del Gas Naturale in ingresso alla turbina a gas;
- installazione del nuovo gruppo di misura fiscale;
- realizzazione dello scavo e posa della condotta di allaccio al Metanodotto SNAM.

Considerata la tipologia delle opere da realizzare, è prevista la produzione di rifiuti non pericolosi, distinti in ferrosi e non ferrosi.

Non sono previste attività di demolizione di edifici esistenti.

**SEZIONE III**

I rifiuti prodotti dalle attività di cantiere saranno raccolti all'interno di un'area di cantiere in apposite aree dedicate utilizzate come deposito temporaneo, per poi essere smaltiti, in funzione della tipologia del rifiuto stesso, in accordo con la normativa vigente.

Complessivamente, i quantitativi di rifiuti prodotti in fase di cantiere, se confrontati con i quantitativi prodotti dall'Impianto IGCC e, più in generale, dall'intero sito, risultano di entità trascurabile.

**III.6.4.4 Emissioni sonore**

Le attività di cantiere produrranno un incremento della rumorosità nelle aree interessate, dovuta al traffico veicolare e all'utilizzo di mezzi meccanici. Tali emissioni saranno comunque organizzate in modo da essere limitate alle ore diurne.

Le attività di cantiere produrranno un incremento limitato della rumorosità nelle aree interessate dai lavori, dovuta al traffico veicolare e all'utilizzo di mezzi meccanici.

Tali emissioni sono inoltre limitate alle ore diurne e solo a determinate attività tra quelle previste.

Le interazioni sull'ambiente che ne derivano sono modeste, dato che la durata dei lavori è limitata nel tempo e la maggior parte delle attività si svolgeranno all'interno del perimetro api.

Al fine di ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente fisico potranno essere adottate specifiche misure di prevenzione e mitigazione, comprendenti le seguenti tipologie di interventi:

- interventi attivi:
  - utilizzo delle attrezzature conformi ai limiti imposti dalla normativa vigente applicabile (D.Lgs 4 settembre 2002, n. 262 "Macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto - Emissione acustica ambientale - Attuazione della direttiva 2000/14/Ce "così come modificato da D.M. Ambiente 24 luglio 2006);
  - implementazione di eventuali accorgimenti tecnici sulle macchine, finalizzate a contenere le emissioni sonore;
  - effettuare regolari controlli e manutenzioni di tutti i mezzi di cantiere e delle attrezzature impiegate potranno garantirne lo stato di efficienza e la conseguente minimizzazione delle emissioni sonore;
  - fare un uso ed un funzionamento appropriato delle attrezzature di cantiere;
- interventi passivi:
  - esecuzione di talune attività al di fuori dell'area di cantiere, in aree destinate allo scopo e lontane da potenziali recettori (ad esempio quelle relative alla preparazione dei conglomerati) ;
  - programmazione delle operazioni più rumorose durante il periodo diurno, specificatamente negli intervalli 8:00-12:00 e 15:00-19:00;
  - programmazione delle operazioni meno rumorose nel periodo serale e notturno, specificatamente nell'orario 19:00-7:00;
  - installazione di schermi e/o barriere provvisorie che devono essere poste in modo tale che il recettori si trovino posizionati nella zona d'ombra della barriera stessa;

### SEZIONE III

- garantire una adeguata formazione del personale di cantiere;
- garantire un'organizzazione delle operazioni di costruzione, evitando per quanto possibile la sovrapposizione delle attività che comportano il contemporaneo utilizzo delle attrezzature e dei macchinari più rumorosi.

Nel caso si rendessero necessarie, potranno essere allestite barriere provvisorie antirumore.

#### III.6.4.5 Uso di risorse

L'uso di risorse durante la fase di cantiere è riconducibile a:

- utilizzo di acqua sanitaria ed acqua industriale a supporto delle attività di cantiere e del personale coinvolto;
- utilizzo di energia elettrica.

Il fabbisogno idrico necessario allo svolgimento delle attività di cantiere, verrà soddisfatto mediante approvvigionamento dalla rete di sito .

La portata necessaria per usi sanitari è stimabile nel periodo di punta in 500 m<sup>3</sup>/giorno circa. Per gli usi di servizio (es. lavaggi), le portate richieste sono compatibili con le portate prelevabili.

L'alimentazione dei quadri elettrici di cantiere sarà garantita dalla rete del sito. Sulle aree di cantiere, ove necessario saranno previsti quadri elettrici per l'alimentazione alle utenze di cantiere.

#### III.6.4.6 Suolo e sottosuolo

Il Sito Industriale api è classificato come sito di interesse nazionale e come tale il sottosuolo e le acque di falda sono state caratterizzate attraverso sondaggi a carotaggio continuo in numerosi punti all'interno dei suoi confini.

L'analisi di tutte le risultanze analitiche, acquisite nell'ambito delle attività di caratterizzazione dei terreni, effettuate tra il 2005 e il 2010, e di monitoraggio periodico delle acque di falda, ha messo in evidenza, per alcuni parametri, la non conformità alle CSC (D.Lgs. 152/06).

Ai sensi del D.Lgs. 152/06 è stata quindi eseguito uno studio di Analisi di Rischio (AdR) sanitario ed ambientale, finalizzato alla definizione delle Concentrazioni Soglia di Rischio (CSR): livelli di accettabilità sito

Si evidenzia che dalle verifiche mediante indagini dirette sulle matrici soil gas ed aria ambiente, il rischio sanitario associato all'inalazione dei vapori, è risultato accettabile per l'intero sito e non è risultato necessario procedere ad interventi di mitigazione del rischio in tal senso.

Per la realizzazione degli interventi in progetto è prevista l'esecuzione di scavi per la posa della tubazione di collegamento del nuovo allaccio alla rete SNAM e il collegamento alla nuova stazione di misura fiscale. Le attività prevedranno un volume di scavo pari a circa 750 m<sup>3</sup>.

Il tracciato della condotta a realizzarsi è riportato in **Allegato III.3**. Nella planimetria sono indicati i punti di caratterizzazione del sottosuolo rappresentativi delle aree attraversate dallo scavo in progetto.

**SEZIONE III**

La società proponente, al solo fine di confermare il quadro conoscitivo sullo stato qualitativo dei terreni insaturi e delle acque di falda, predisporrà uno specifico piano di indagini integrative che interesserà le matrici suolo insaturo lungo il tracciato della condotta del Gas Naturale mentre per quanto concerne le matrici acque sotterranee e soil gas si rimanda ai risultati delle campagne di monitoraggio già previste nell'ambito del progetto Unitario di Messa in Sicurezza Operativa (MISO) presentato da api Raffineria nell'agosto 2010 e successivamente integrato dal "Progetto di Messa In Sicurezza Operativa ai sensi del D.Lgs. 152/06 e s.m.i Revisione 1" presentato nel dicembre 2011 ed attualmente in fase istruttoria presso il MATTM.

La totalità delle terre e rocce da scavo saranno caratterizzate per verificarne l'idoneità al riutilizzo. In ogni caso la gestione dei terreni di risulta avverrà nel pieno rispetto della normativa vigente, delle procedure di sito e delle eventuali prescrizioni del Ministero dell'Ambiente del Territorio e del Mare nell'ambito delle procedure amministrative previste dalla Direzione per la tutela del territorio e delle risorse idriche.

Per quanto concerne l'occupazione del suolo il layout di cantiere prevede l'occupazione di 1450 m<sup>2</sup> per lo stoccaggio dei rifiuti prodotti e dei materiali approvvigionati.

Il cantiere sarà comunque interamente allestito all'interno del Sito Industriale api e non prevederà quindi l'occupazione di suolo pubblico.

Al fine di evitare il rischio di contaminazione di suolo e sottosuolo in fase di cantiere verranno comunque adottate specifiche misure di prevenzione, quali:

- il terreno scavato, una volta caratterizzato, verrà riutilizzato per quanto possibile per il successivo rinterro, altrimenti verrà adeguatamente stoccato e smaltito in accordo con la normativa vigente;
- le imprese esecutrici dei lavori adotteranno tutte le precauzioni idonee ad evitare spillamenti/spandimenti di oli ecc. da macchinari al suolo;
- ogni modificazione connessa con gli spazi di cantiere, strade e percorsi d'accesso, spazi di stoccaggio, ecc., verrà ridotta all'indispensabile e strettamente relazionata alle opere da realizzare;
- si opererà affinché le superfici alterate/modificate nel corso dei lavori siano ridotte al minimo;
- a lavoro finito l'area sarà ripristinata nelle originarie condizioni di pulizia e sicurezza.



**SEZIONE III****III.6.4.7 Traffico veicolare**

Il traffico veicolare riconducibile alle attività di cantiere sarà principalmente legato all'approvvigionamento di materiali e componenti per la realizzazione della modifica in progetto.

Al fine di limitare al minimo l'impatto prodotto in fase di cantiere, eventuali trasporti eccezionali saranno opportunamente programmati ed effettuati nelle ore di minima interferenza con il traffico locale.

Per la valutazione degli effetti sul traffico generati dalla fase di cantiere è necessario considerare, oltre agli automezzi per la movimentazione dei materiali di cantiere, anche le autovetture impiegate dal personale in fase di cantiere.

Per quanto riguarda il traffico collegato al personale di cantiere, si specifica però che questo non si accumulerà con quello dei mezzi destinati al trasporto dei materiali, in quanto avverrà prima e dopo l'orario di lavoro.

Il traffico indotto dalle attività di cantiere non inciderà in maniera significativa sul traffico locale. L'area di inserimento dell'Impianto è infatti caratterizzata da traffico sostenuto, ma le infrastrutture viarie presenti sono tali da garantire un adeguato smaltimento dello stesso.

**III.6.4.8 Effetti sul contesto socio – economico**

A fronte di una inevitabile riorganizzazione del personale addetto all'Impianto IGCC per effetto della messa fuori esercizio della Sezione di Gassificazione (SMPP), si prevede un effetto positivo sul territorio limitatamente alle attività di realizzazione degli interventi in progetto.

In particolare è prevedibile l'impiego medio di 100 addetti con punte di circa 200 addetti, fra cui operai civili, meccanici, elettrostrumentali, etc.

### III.7 Piano di monitoraggio e controllo

L’Impianto IGCC api energia di Falconara M.ma risulta già dotato di un Piano di Monitoraggio e Controllo redatto nell’ambito dell’Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) ai sensi del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

Tale Piano ha la finalità principale della verifica di conformità dell’esercizio dell’Impianto alle condizioni prescritte nella stessa AIA, della quale costituisce parte integrante.

Il Piano di Monitoraggio e Controllo prevede sezioni specifiche per la descrizione delle modalità di monitoraggio di ciascuna componente ambientale (emissioni in atmosfera, scarichi idrici, rumore, produzione di rifiuti, ecc).

La realizzazione degli interventi in progetto comporterà modifiche al Piano di Monitoraggio e Controllo definito in sede di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) legate alla riduzione di determinati fattori di interferenza come appresso descritto.

#### Emissioni gassose:

- riduzione dei punti di emissione monitorati per messa fuori esercizio del camino **E26C** asservito al post combustore dell’attuale Impianto IGCC

#### Scarichi idrici:

- riduzione dei punti di emissione monitorati per messa fuori esercizio dello scarico idrico **SF-IGCC3** proveniente dall’unità di trattamento delle “acque grigie” (grey water)

#### Monitoraggio dei consumi:

- riduzione dei parametri monitorati (consumi elettrici, idrici, di combustibili e di chemicals) attualmente utilizzati nella Sezione di gassificazione dell’Impianto IGCC che verrà messa fuori esercizio

Il Piano di Monitoraggio e Controllo esistente rappresenta inoltre un valido strumento che permetterà di verificare, dopo la realizzazione del progetto, che le interazioni e gli impatti siano corrispondenti a quelli individuati e valutati nel presente Studio.

## SEZIONE III

## III.8 Analisi dei malfunzionamenti

### III.8.1 Introduzione

In relazione alle opere in progetto, è stata effettuata valutazione delle possibili variazioni del profilo di rischio esistente (così come descritto nel Rapporto di Sicurezza di Stabilimento, edizione 2009), in caso di anomalie di funzionamento, tali da originare possibili eventi incidentali e compromettere la sicurezza delle persone e l'ambiente.

A tal proposito è stato effettuato uno studio dettagliato, riportato in **Allegato III.2**, al quale si rimanda per maggiori dettagli.

I criteri adottati per lo sviluppo dello studio sono conformi a quelli di cui al Rapporto di Sicurezza edizione 2009. In particolare, per ciascuno degli eventi incidentali individuati, l'analisi è stata articolata nei seguenti punti:

- esperienza storica;
- analisi preliminare per la valutazione delle aree critiche;
- individuazione delle ipotesi incidentali;
- determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali;
- individuazione della classe di probabilità delle ipotesi e degli eventi incidentali;
- individuazione degli scenari incidentali e relative frequenze di accadimento;
- selezione degli scenari incidentali credibili e relativa valutazione delle conseguenze;
- rappresentazione delle mappe delle conseguenze;
- valutazione dei potenziali "effetti domino".

**SEZIONE III**
**III.8.2 Ipotesi incidentali individuate**

Nella seguente tabella sono elencate le Ipotesi incidentali individuate.

N.	Tipo Ipotesi	Item analizzato	IPOTESI INCIDENTALI INDIVIDUATE
1	Rottura random	Linea 10"	Rottura parziale tubazione D>6"
2	Rottura random	Linea 8"	Rottura parziale tubazione D>6"
3	Rottura random	Apparecchiature a pressione	Rilascio continuo da un foro di 10 mm di diametro
4	Rottura random	Scambiatori	Rilascio continuo da un foro di 10 mm di diametro
5	Analisi Operativa	Linee a valle gruppo di riduzione	Sovrappressione a valle con danneggiamento linee e accoppiamenti flangiati
6	Analisi Operativa	Scambiatori	Sovratemperatura delle connessioni lato mantello/lato tubi
7	Analisi Operativa	Linee a valle gruppo di riduzione	Riduzione della temperatura al di sotto delle temperature di progetto delle linee, con conseguente danneggiamento
8	Analisi Operativa	Turbina (esistente)	Trasferimento di liquidi in turbina con relativo danneggiamento

**Tabella III.24 – Ipotesi incidentali individuate**

**III.8.3 Conclusioni dello studio**

I risultati delle analisi effettuate, riportati in dettaglio nello specifico studio citato, sono così sintetizzabili:

- gli interventi in progetto non comportano significative variazioni dei quantitativi detenuti di sostanze o preparati classificati pericolosi;
- a seguito dell'analisi di rischio condotta in relazione alle modifiche previste, non sono ipotizzabili accadimenti di incidenti rilevanti più gravosi rispetto a quelli identificati per la Raffineria api di Falconara Marittima nell'ultima revisione del Rapporto di Sicurezza (Giugno 2009);
- non sono stati rilevanti effetti domino credibili fra gli impianti esistenti e le installazioni oggetto del progetto;
- in conclusione si può affermare che gli interventi previsti in oggetto non determinano un aumento del preesistente livello di rischio di incidenti rilevanti nell'area di intervento e, più in generale, nell'intera Raffineria.

## III.9 Alternative di progetto

Nel presente capitolo vengono espone le principali ipotesi alternative al progetto in esame, valutate dalla società proponente. Nella fase di predisposizione del progetto sono state, infatti, prese in esame ipotesi alternative sia di tipo tecnico-impiantistico che di localizzazione.

### III.9.1 Alternative di localizzazione

Trattandosi di un Impianto inserito all'interno del ciclo produttivo del sito industriale di Falconara Marittima e indispensabile al funzionamento della Raffineria api, non sono state prese in esame localizzazioni alternative esterne all'area in oggetto.

Il progetto è stato quindi configurato come modifica all'attuale Impianto IGCC, conseguente al cambio del combustibile utilizzato dal ciclo combinato e le relative modifiche impiantistiche.

La localizzazione delle opere accessorie di nuova realizzazione (Cabina di misura fiscale e Fuel Gas Treatment System) necessarie alla realizzazione della conversione è stata effettuata in modo da soddisfare i seguenti obiettivi:

- ottimizzazione della posizione delle apparecchiature in modo da essere prossime all'utenza servita, minimizzando le distanze e le conseguentemente le lunghezze delle relative linee di collegamento;
- minimizzazione degli interventi sul suolo (scavo e movimentazione terre) grazie alla disposizione delle apparecchiature su aree già pavimentate e il riutilizzo di tratti idonei di tubazioni esistenti;
- realizzazione di interventi di scavo su aree sulle quali è stata preventivamente verificata l'assenza di contaminazioni.

### III.9.2 Alternative progettuali

E' stata esaminata la possibilità di mantenere l'attuale configurazione dell'Impianto IGCC prevedendo, al fine di svincolare la raffinazione dalla produzione di E.E., di alimentare la Sezione di gassificazione con oli vegetali, anziché con gli idrocarburi pesanti provenienti dal ciclo di raffinazione.

E' stata verificata, anche con marce controllate di breve durata, la fattibilità tecnica e ambientale di un assetto al 10% di oli vegetali estendibile, senza modifiche all'Impianto e con investimenti limitati sulla logistica di raffinazione, fino al 20%.

L' assetto al 100% ad oli vegetali, che sarebbe quello necessario per lo svincolo della raffinazione, è risultato economicamente non percorribile, in quanto al di la degli investimenti necessari sulla logistica di raffinazione, le tariffe di cessione di energia elettrica non sarebbero state in grado di compensare il solo costo della materia prima, lievitato in questi ultimi anni, anche in presenza degli incentivi previsti per le rinnovabili dalla attuale e dalla futura legislazione.

SEZIONE III

### III.9.3 Alternativa “zero”

Una potenziale alternativa alla realizzazione del progetto in esame è rappresentata dalla così detta “alternativa zero”, che consiste nella non realizzazione della modifica proposta.

A causa della scarsa flessibilità intrinseca del gassificatore, i sistemi integrati IGCC sono competitivi solamente per elevati fattori di utilizzazione; pertanto l’utilizzo di tale tecnologia ha senso principalmente se destinata alla copertura del carico elettrico di base, fatto che con la risoluzione della Convenzione Cip 6/92 verrebbe meno. Infatti l’attuale mercato dell’energia è invece caratterizzato dalla presenza di numerosi produttori in regime di concorrenza, per cui richiede impianti di generazione elettrica con bassi costi di produzione e ampi margini di flessibilità alle variazioni di carico. La marcia del gassificatore al massimo carico comporterebbe, nei periodi di bassa richiesta di energia elettrica da rete, la necessità, assurda in termini energetici, di inviare a torcia la quota parte in eccesso di Syngas, con un duplice impatto negativo, ambientale ed economico.

Nel presente quadro normativo e in considerazione dello scenario economico attuale, l’alternativa zero non può quindi essere presa in considerazione.

## SEZIONE III

### III.10 Misure di prevenzione e mitigazione

Nel presente capitolo vengono esaminate le misure di prevenzione e di mitigazione previste dal progetto proposto, volte a minimizzare le interferenze con l'ambiente.

Vengono qui di seguito elencate le principali misure di tutela dell'ambiente adottate nella redazione del progetto in esame:

- installazione di un sistema catalitico per l'abbattimento delle emissioni di CO dal camino E26A;
- mantenimento del sistema catalitico DeNO<sub>x</sub> per l'abbattimento delle emissioni di NO<sub>x</sub> dal camino E26A;
- minimizzazione dell'uso del suolo, mediante realizzazione degli interventi prevalentemente in zona interna allo stabilimento;
- utilizzazione di pavimentazione già esistente per la realizzazione della nuova Sezione di trattamento del Gas Naturale, adeguatamente delimitata e cordolata;
- utilizzazione dell'attuale sistema fognario, segregato per le diverse tipologie di effluenti liquidi, ed invio degli effluenti che necessitano di un trattamento all'Impianto chimico fisico biologico del sito;
- minimizzazione delle interferenze con il sottosuolo grazie all'utilizzo di una condotta già esistente per la connessione dal gruppo di misura fiscale al Fuel Gas Treatment System;
- adeguamento ed ammodernamento dell'attuale sistema di controllo dei processi (DCS), delle relative postazioni operatore e della sala controllo;
- sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera;
- gestione delle segnalazioni e allarmi da sala controllo;
- gestione della rete di rilevamento delle condizioni di esplosività, con allertamento automatico degli operatori in sala controllo;
- sistemi antincendio.

Oltre alle misure sopra riportate nell'ambito dei piani di sicurezza e coordinamento, necessari per la gestione del cantiere, verranno definite ulteriori misure di prevenzione e mitigazione degli impatti provocati dall'attività di cantiere.

Tra le misure adottate le principali sono:

- piano di sicurezza e coordinamento per i lavori di realizzazione;
- massimo rispetto e sorveglianza accentuata sulla applicazione delle procedure di sicurezza e tutela ambientale nelle fasi di cantiere presso gli impianti;
- formazione specifica a tutto il personale delle imprese impegnato nell'area di cantiere;

**SEZIONE III**

- realizzazione di un sistema di rilevamento ed allarme in area cantiere per l'eventuale presenza di sostanze infiammabili.
- misure organizzative per evitare e ridurre al minimo le attività che comportano emissione del rumore;
- bagnatura strade per evitare movimentazione di polveri;
- raccolta differenziata scarti e rifiuti di montaggio;
- aree dedicate di stoccaggio chemical, oli, etc.;
- misure per il ripristino ambientale delle aree coinvolte nelle attività di cantiere.



SEZIONE III

### III.11 Decommissioning degli impianti

In questo capitolo si intende illustrare le azioni e le procedure che verranno messe in atto al termine dell'attività dell'Impianto, al fine di attuare il ripristino ambientale del sito.

Le fasi antecedenti la fine della vita produttiva dell'Impianto e le fasi successive l'interruzione della produzione necessitano di un'adeguata pianificazione, volta ad individuare le attività da attuare, con le relative tempistiche e priorità.

In accordo con quanto previsto dal decreto AIA dell'Impianto in oggetto, verrà comunicata all'autorità competente la cessazione definitiva dell'attività e verrà predisposto un piano di dismissione del sito in cui saranno presenti:

- l'identificazione dei potenziali impatti ambientali associati alle attività di chiusura dell'Impianto;
- il programma temporale delle attività di chiusura dell'Impianto e del relativo smantellamento di linee di trasmissione e infrastrutture;
- l'identificazione e previsioni di utilizzo delle strutture che non verranno smantellate;
- la conformità delle attività di dismissione alle normative e ad i piani vigenti;

Il piano di decommissioning prevedrà in particolare:

- la rimozione dei materiali pericolosi e dei rifiuti presenti nell'area;
- il drenaggio dei prodotti chimici dai serbatoi, dalle apparecchiature e dalle linee di processo;
- la fermata in sicurezza di tutte le Unità di produzione.

Nel caso specifico del presente progetto, è prevista la messa in conservazione delle installazioni messe fuori servizio, come descritto nel paragrafo III.4.2.

**SEZIONE III**
**III.12 Sintesi dei parametri di interazione ambientale**

Nella tabella seguente vengono riportate le principali interazioni ambientali individuate per la fase di realizzazione e di esercizio del progetto in esame, confrontate con la situazione ante operam.

VARIAZIONE RISPETTO ALLA SITUAZIONE ANTE OPERAM		
Parametro di interazione	Descrizione	Variazione
Emissioni in atmosfera	Cessazione delle emissioni dal camino E26C. Riduzione delle emissioni in atmosfera inquinanti e climalteranti, sia in termini di concentrazioni che di flussi di massa.	Complessiva riduzione delle emissioni, particolarmente significativa per SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> e CO <sub>2</sub>
Scarichi idrici	Riduzione degli scarichi in termini di portate, eliminazione di inquinanti specifici (cianuri) per messa fuori esercizio dello scaricoSF-IGCC3.	Riduzione apprezzabile delle portate effluenti.
Produzione di rifiuti	Riduzione delle quantità ed eliminazione dei rifiuti di processo della Sezione SMPP (Filter Cake).	Riduzione significativa della produzione di rifiuti pericolosi
Emissioni sonore	Nessun incremento apprezzabile di immissioni di rumore verso l'esterno del sito.	Nessuna variazione apprezzabile
Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti	Non previste sorgenti di radiazioni ionizzanti. Nessuna variazione nelle emissioni di CEM verso l'ambiente esterno.	Nessuna variazione apprezzabile
Vibrazioni	Assenza di fonti di vibrazioni apprezzabili.	Nessuna variazione
Uso di risorse	Consumi energetici	Riduzione dei consumi energetici a seguito della messa fuori esercizio della Sezione SMPP.
	Prelievi idrici	Nessuna variazione significativa in termini di consumi di acqua mare per usi di raffreddamento e riduzione dei consumi di acqua grezza in ingresso all'unità demi nell'assetto di normale esercizio.
	Combustibili e materie prime	Conversione dell'alimentazione con significativo miglioramento dell'efficienza globale
Suolo e sottosuolo	Utilizzo di aree pavimentate interne al sito e minimizzazione degli scavi.	Nessuna variazione apprezzabile
Traffico	Riduzione del traffico dovuto alla messa fuori servizio della Sezione SMPP.	Nessuna variazione apprezzabile (trascurabile rispetto al traffico di sito)
Aspetti socio-economici	Riorganizzazione del personale addetto all'Impianto per effetto della messa fuori servizio della Sezione di Gassificazione (SMPP).	Variazione al momento non quantificabile
Impatto visivo	Nessuna variazione sostanziale del profilo architettonico e di immagine percepibile dall'esterno.	Nessuna variazione apprezzabile
Interazioni in fase di cantiere	Le interazioni ambientali generate dalla realizzazione del progetto saranno di entità limitata.	Nessuna variazione apprezzabile
	Impegno di personale nella fase di realizzazione.	Variazione positiva (incremento occupazionale in fase di cantiere)
Anomalie in fase di esercizio	Nessuna variazione al quadro di rischio del sito.	Nessuna variazione apprezzabile

**Tabella III.25 – Interazioni ambientali**

**SEZIONE III**

### III.13 Identificazione delle componenti ambientali interessate dal progetto

Di seguito vengono riportate le principali componenti ambientali che possono interagire con il progetto in esame, in fase di cantiere ed in fase di esercizio.

COMPONENTI AMBIENTALI INTERESSATE		
Componente o fattore ambientale interessati	Interazioni indotte sull'ante operam	Fase
Atmosfera	Riduzione delle emissioni in atmosfera per effetto della conversione a Gas Naturale e della messa fuori esercizio del camino E26C (post-combustore).	Esercizio
	Emissioni da mezzi d'opera (in area IGCC) e da traffico veicolare, di entità trascurabile nel contesto delle attività del Sito.	Cantiere
Ambiente idrico	Nessuna variazione significativa in termini di consumi di acqua mare per usi di raffreddamento e riduzione dei consumi di acqua grezza in ingresso all'unità demi nell'assetto di normale esercizio. Riduzione degli scarichi in termini di portate, eliminazione di inquinanti specifici (cianuri) per messa fuori esercizio dello scarico SF-IGCC3.	Esercizio
Suolo e sottosuolo	Nessuna variazione dell'estensione dell'area industriale. Utilizzo di aree già pavimentate e di una tubazione interrata già esistente. Minimizzazione degli scavi. Variazione trascurabile della superficie occupata all'interno del Sito.	Esercizio Cantiere
Ambiente fisico - rumore	Eliminazione delle fonti di rumore in area SMPP. Nessuna variazione apprezzabile ai confini del sito di Raffineria.	Esercizio
	Emissioni da mezzi d'opera (in area IGCC) di entità trascurabile nel contesto delle attività del Sito.	Cantiere
Sistema antropico	Riduzione dei fattori di impatto sull'atmosfera e sui corpi idrici. Riduzione significativa delle risorse utilizzate. Variazione non significativa del traffico veicolare.	Esercizio
	Risorse per imprese e forza lavoro locali.	Cantiere
Flora, fauna ed ecosistemi	Riduzione dei fattori di impatto sull'ambiente idrico e in atmosfera.	Esercizio
Paesaggio e beni culturali	Nessuna modifica apprezzabile al profilo architettonico e all'immagine del sito percepibili dall'esterno.	Esercizio

**Tabella III.26 – Componenti ambientali interessate**

Complessivamente le interazioni del Progetto proposto sono positive o non presentano impatti negativi significativi nei confronti dell'ambiente e del territorio.