



STABILIMENTO DI FALCONARA M.MA (AN)

PROGETTO DI MODIFICA DELL'IMPIANTO IGCC

Modifica del ciclo combinato CCPP a Gas Naturale

PROGETTO PRELIMINARE

Relazione Tecnica

Luglio 2012

Id. Progetto_preliminare

INDICE

1	Introduzione generale.....	5
1.1	Obiettivi e Motivazioni del Progetto.....	5
1.2	La società proponente.....	8
2	Inserimento urbanistico.....	13
2.1	Ubicazione.....	13
2.2	Inserimento urbanistico.....	13
2.3	Accesso allo stabilimento.....	15
2.4	Servizi e infrastrutture del sito.....	15
3	Basi di progetto e dati ingegneristici.....	17
3.1	Norme e codici progettuali.....	18
3.2	Principali norme di sicurezza e ambientali applicabili.....	18
4	Assetto attuale Impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle).....	22
5	Descrizione Impianto nella nuova configurazione.....	23
5.1	Descrizione di processo e impiantistica.....	23
5.2	Servizi ausiliari.....	43
5.3	Prestazioni e flessibilità operativa.....	44
5.4	Approvvigionamento materie prime e servizi.....	47
6	Descrizione degli interventi.....	48
6.1	Tubazione Gas Naturale.....	49
6.2	Nuovo Gruppo di Misura Fiscale.....	53
6.3	Sistema FGTS (Fuel Gas Treatment System).....	55
6.4	Unità 9000: Turbina a gas.....	56
6.5	Unità 9100: HRSG.....	57
6.6	Sottostazione elettrica.....	57
7	Organizzazione di esercizio, manutenzione e HSE.....	59
8	Sicurezza dell’Impianto e tutela ambientale.....	60
8.1	Principi di sicurezza, protezione e tutela ambientale.....	60
8.3	Organizzazione delle attività di ispezione, controllo e manutenzione.....	61
9	Fattori/prestazioni ambientali in fase di esercizio.....	63
9.1	Analisi dell’efficienza energetica.....	63
9.2	Emissioni gassose.....	66
9.3	Emissioni climalteranti.....	67
9.4	Effluenti liquidi.....	69
9.5	Produzione rifiuti.....	71
9.6	Sorgenti di emissioni sonore.....	72

9.7	Consumi di risorse (materie prime, ausiliarie e servizi)	73
9.8	Produzione.....	75
9.9	Traffico	77
9.10	Uso del suolo e Impatto visivo.....	77
10	Attività di cantiere	78
10.1	Tubazione Gas Naturale	78
10.2	Cabina di Misura Fiscale.....	82
10.3	Fuel Gas Treatment Station (FGTS).....	87
10.4	Interventi al Ciclo Combinato	91
10.5	Interventi alla Sottostazione Elettrica.....	96
11	Programma di realizzazione del progetto.....	99
11.1	Organizzazione di cantiere e richiesta di manodopera.....	101
11.2	Layout di cantiere.....	101
11.3	Volumi di scavo.....	102
11.4	Modalità di gestione delle terre da scavo.....	102
12	Fattori ambientali nella fase di realizzazione.....	103
12.1	Traffico veicolare	103
12.2	Emissioni in atmosfera	103
12.3	Scarichi idrici	104
12.4	Emissioni sonore.....	104
12.5	Suolo e sottosuolo.....	104
12.6	Rifiuti.....	105
12.7	Uso di risorse.....	106
12.8	Effetti sul contesto socio - economico	106
12.9	Misure di prevenzione	106

INDICE ALLEGATI

- Allegato 1 Corografia dell'area
- Allegato 2 Planimetria del sito industriale e delle aree interessate dal progetto
- Allegato 3 Planimetrie di dettaglio delle aree di intervento
- Allegato 4 Schema a blocchi quantificato Sezione CCPP
- Allegato 5 Schemi di flusso Sezione CCPP
- Allegato 6 P&Id modifiche Turbina a Gas
- Allegato 7 P&Id preliminare sistema Gas Naturale
- Allegato 8 P&Id Gruppi di Misura Fiscale
- Allegato 9 P&Id FGTS
- Allegato 10 Planimetria e vista Sezione CCPP
- Allegato 11 Planimetria e sezioni nuovo Gruppo di Misura Fiscale
- Allegato 12 Planimetria e vista FGTS
- Allegato 13 Planimetrie di dettaglio della tubazione Gas Naturale
- Allegato 14 Sezioni della tubazione Gas Naturale
- Allegato 15 Schemi unifilari elettrici
- Allegato 16 Relazione di calcolo efficienza energetica
- Allegato 17 Sistema di controllo e protezione
- Allegato 18 Planimetria punti di emissione in atmosfera
- Allegato 19 Planimetria scarichi idrici
- Allegato 20 Punti di caratterizzazione del terreno lungo il tracciato della tubazione del Gas Naturale
- Allegato 21 Layout di cantiere
- Allegato 22 Cronoprogramma dei lavori
- Allegato 23 Dati ingegneristici e basi di progetto
- Allegato 24 Descrizione ciclo produttivo attuale
- Allegato 25 Curve di Start-up della Turbina a Gas

1 Introduzione generale

La presente relazione tecnica ha lo scopo di illustrare il progetto preliminare riguardante la conversione dell'alimentazione dell'attuale Sezione di cogenerazione (CCPP) dell'Impianto IGCC a Gas Naturale. L'Impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), oggetto della modifica, è di proprietà di api energia S.p.A. ed è gestito da api raffineria di Ancona S.p.A.

Detto Impianto produce vapore per le necessità di funzionamento degli impianti della Raffineria api di Falconara M.ma 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: la Sezione di Gassificazione (SMPP) e la Sezione di Cogenerazione (CCPP). Il progetto proposto prevede la modifica dell'attuale Sezione 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 saranno bonificate da tutte le sostanze fino ad essere rese "gas free".

1.1 Obiettivi e Motivazioni del Progetto

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 ¹.

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), 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

¹ 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 indotto (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.

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 la Sezione SMPP non più necessaria in quanto dedicata unicamente alla produzione e al trattamento del 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: si prevede infatti la riduzione dei flussi di massa emessi annualmente in termini di Ossidi di zolfo, Ossidi di azoto e Polveri ed un dimezzamento delle emissioni di CO₂.

Al fine di contenere le emissioni di Monossido di Carbonio, derivanti dalla necessità di modulare il carico della turbina anche a bassi regimi, sarà installato un sistema catalitico per il trattamento dei fumi di combustione.

La quota di idrocarburi pesanti, proveniente dal ciclo di Raffineria, 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 l'esportazione. Il ciclo di raffineria non subirà pertanto alcuna modifica, così come il relativo scenario emissivo autorizzato.

1.2 La società proponente

Il Gruppo api è uno dei più importanti gruppi industriali italiani e gestisce, attraverso diverse società operative, l'intero ciclo petrolifero: dall'approvvigionamento di materia prima alla raffinazione, sino alla distribuzione e vendita dei prodotti finiti. Dalla fine degli anni Novanta, il Gruppo api ha anche intrapreso la strada della produzione di energia elettrica sia da fonti tradizionali che rinnovabili e/o assimilate.

Cuore dell'attività produttiva è il sito di Falconara M.ma, in provincia di Ancona, che rappresenta il più importante polo energetico delle Marche e uno dei più importanti del centro Italia. Qui, infatti, viene svolta sia l'attività di raffinazione che quella di produzione di energia elettrica, quest'ultima attraverso l'impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle).

La gestione delle attività presenti sul sito nonché la proprietà della parte di raffinazione è di api raffineria di ancona Spa, mentre la proprietà dell'impianto IGCC è di api energia Spa; entrambe le società del gruppo hanno la loro sede legale a Falconara M.ma.

api energia S.p.A è la società proponente la realizzazione degli interventi previsti dal progetto in esame.

Tutta la distribuzione dei prodotti finiti in rete e in extrarete è gestita direttamente dall'api anonima petroli italiana che, dopo l'acquisizione della IP, è divenuta il primo operatore italiano in quanto a numero di punti vendita, con una diffusione capillare su tutto il territorio italiano.

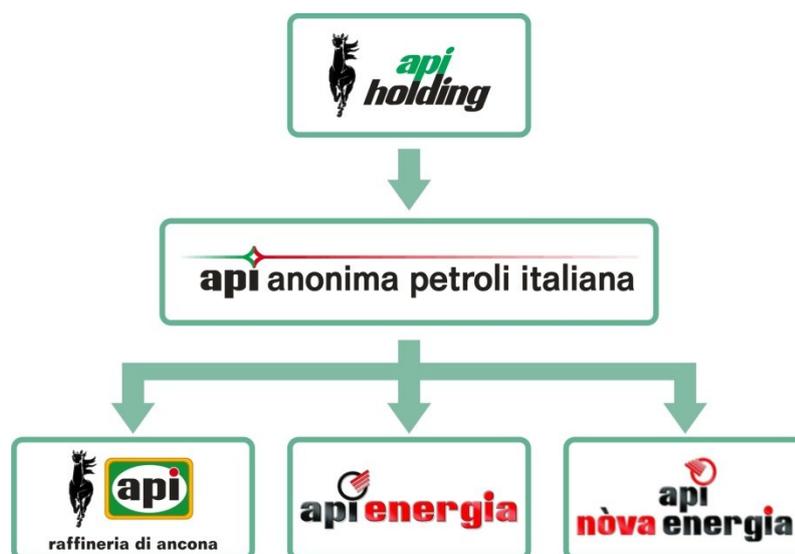


Figura 1 – Assetto del Gruppo api

Sul fronte non petrolifero, ed in particolare della produzione di energia elettrica, oltre alla società proponente api energia, è presente api nòva energia, società costituita alla fine 2006, per sviluppare varie iniziative nel campo delle rinnovabili, e non solo. E' ormai consolidata la partnership con Iberdrola, uno dei protagonisti nel settore delle fonti alternative.

Api holding si trova al vertice del Gruppo. Alla holding riporta direttamente api anonima petroli che a sua volta controlla al 100% api raffineria, api energia ed api nòva energia.

Il sito di Falconara M.ma

Il sito api di Falconara M.ma nasce come deposito costiero di oli minerali nel 1933. Il polo energetico api comincia a delineare la sua attuale configurazione nel 1950, quando entra in produzione la Raffineria.

Il sito si estende su di una superficie di circa 70 ettari, che su due lati confina rispettivamente con il mare e il fiume Esino. Questa configurazione ha permesso all'insediamento industriale di rivestire un ruolo importante nell'area, sfruttando sia i collegamenti su strada che quelli via mare Adriatico.

Attraverso diverse fasi evolutive, che hanno portato avanti di pari passo miglioramenti in affidabilità, impatto ambientale e tutela della sicurezza, l'insediamento industriale ha consolidato la sua funzione strategica nell'approvvigionamento di prodotti petroliferi e semilavorati per tutta l'area centro-orientale della penisola.

In particolare la raffineria di Falconara M.ma rifornisce direttamente di prodotti petroliferi un vasto hinterland che comprende le Marche, l'Umbria, l'Abruzzo e parte dell'Emilia Romagna.

A partire dagli anni 2000, con l'integrazione nel ciclo di raffineria dell'Impianto IGCC, proprietà di api energia, il sito ha assunto un ruolo rilevante anche per la copertura del fabbisogno di E.E. della Regione Marche, che ciò nonostante presenta, ancora oggi, un deficit tra produzione e consumi che è tra i più elevati d'Italia, come risulta dal grafico che segue (Statistiche TERNA anno 2010).

Energia richiesta

Energia richiesta nelle Marche	GWh	8.158,0	
Deficit (-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta	GWh	-3.858,6	(-47,3%)

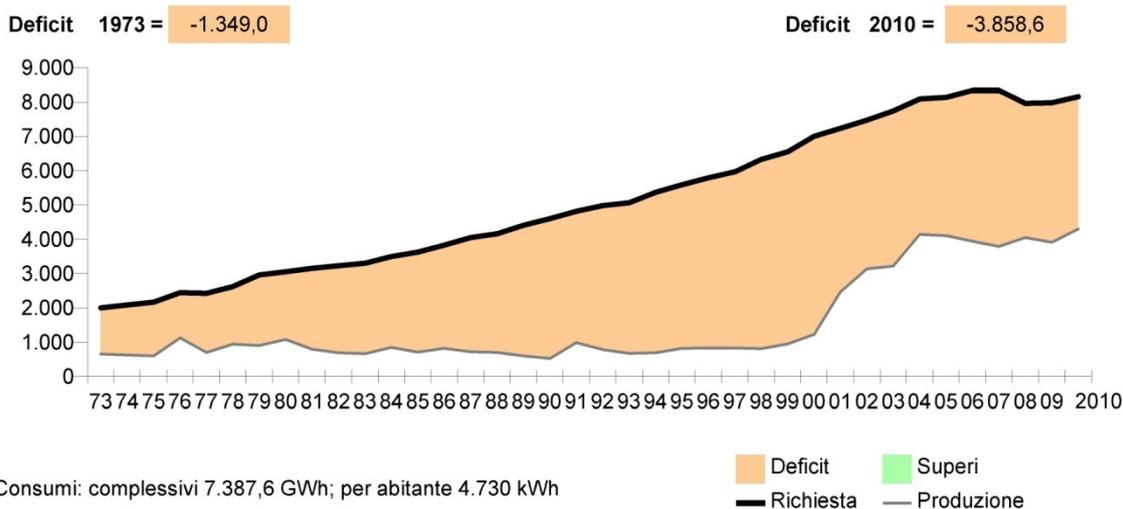


Figura 2 – Richiesta regionale di Energia Elettrica

In particolare l'Impianto IGCC di Falconara contribuisce al bilancio energetico della Regione Marche per circa 2.200 GWh, pari a circa il 25% del fabbisogno regionale con un importante ruolo, peraltro, sulla regolazione della tensione di rete.

Per le attività esistenti nel sito, raffinazione e produzione di energia elettrica sono state rilasciate nel corso del 2010 le rispettive AIA:

- per la Raffineria con Decreto DVA-DEC-2010-0000167 del 19/4/2010;
- per l' Impianto IGCC con Decreto DVA-DEC-2010-0000470 del 2/8/2010.

La Raffineria api, che gestisce anche l'Impianto IGCC, risulta soggetta alla normativa sui pericoli di incidente rilevante di cui al D.Lgs. 334/99 e s.m.i., in particolare per quanto previsto negli artt. 6, 7 ed 8, in relazione ai quantitativi di sostanze pericolose detenute.

L'Impianto IGCC

Il progetto in esame riguarda esclusivamente l'attuale Impianto di gassificazione e cogenerazione (IGCC) di proprietà di api energia.

L'Impianto, in esercizio commerciale dal 2001, è attualmente regolamentato dalla cosiddetta Convenzione CIP 6/92 che oltre a prevedere un particolare regime tariffario per l' E.E. ceduta alla rete di trasmissione nazionale, prevede per la stessa E.E. la priorità di dispacciamento; il che consente di mantenere l'Impianto in un regime produttivo pressoché costante per circa l'intero anno (mediamente oltre 8.000 ore/anno). In particolare l'Impianto utilizza gli idrocarburi pesanti provenienti dal ciclo di raffinazione per la produzione, in una specifica Sezione, di un gas di sintesi (Syngas) che, previo lavaggio e abbattimento della maggior parte delle sostanze inquinanti, viene inviato, con caratteristiche ambientali simili a quelle del Gas Naturale (Metano), in alimentazione ad una Sezione di produzione di E.E. in cogenerazione. Questa produce sia il vapore ai tre livelli di energia richiesti dal Sito Industriale api, sia l'energia elettrica immessa sulla rete di Trasmissione Nazionale.

La società api energia ha aderito, con decorrenza 1 gennaio 2013, alla risoluzione anticipata della convenzione Cip 6/92, così come previsto dalla legge 23 luglio 2009, n.99 e dai successivi decreti attuativi, quale in particolare il D.M. 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).

Tale risoluzione anticipata renderà necessaria una modifica dell'assetto produttivo dell'Impianto all'interno della quale si inserisce il progetto in esame.

2 Inserimento urbanistico

2.1 Ubicazione

In Allegato 1 viene riportata la Corografia dell'area (scala 1:10.000) nella quale è evidenziata l'ubicazione dello stabilimento interessato dagli interventi in progetto. Le modifiche previste dal progetto proposto saranno ubicate all'interno del Sito Industriale api di Falconara M.ma (AN), ad eccezione della nuova cabina di misura fiscale che verrà posizionata in un'area di proprietà api immediatamente al di fuori del recinto fiscale del Sito.

In Allegato 2 si riporta la planimetria del Sito (scala 1:1.000) con evidenziate le aree di intervento previste dal presente progetto.

Nell'Allegato 3 si riportano le planimetrie di dettaglio delle aree di intervento. In queste si evidenziano l'area dove sorgerà la stazione di trattamento del Gas Naturale (Fuel Gas Treatment Station) e l'area della Sezione di cogenerazione oggetto della conversione a Gas Naturale.

In particolare gli interventi in progetto sono localizzati nell'area dell'Impianto IGCC esistente, ubicato lungo la costa nella parte nord del sito, nell'area in cui sono presenti le apparecchiature a terra del sistema di raffreddamento ad acqua di mare, in prossimità della radice delle condotte di adduzione alle opere di presa e di scarico.

Le opere accessorie necessarie alla conversione del processo verranno realizzate nell'area limitrofa sfruttando per quanto possibile le linee e le aree pavimentate già presenti.

2.2 Inserimento urbanistico

Piano Regolatore Generale Comunale di Falconara M.ma

Il sito industriale, all'interno del quale è previsto l'intervento in progetto ricade all'interno dell' Ambito territoriale B (A.T.O. B (pianura alluvionale) – S.A.T. B2, ZUD1), pianificato dal PRGC di Falconara M.ma.

Le Norme Tecniche del PRGC definiscono le Zone Omogenee di cui al D.M. 1444/68². La ZUD1, all'interno della quale ricade l'Impianto IGCC di api energia, viene definita come Zona Omogenea D - parti del territorio destinate a nuovi insediamenti per impianti industriali o ad essi assimilati.

Il progetto risulta pertanto compatibile con la destinazione d'uso del territorio prevista dal PRGC.

In particolare le modifiche in progetto non presentano elementi in contrasto con gli obiettivi e gli indirizzi del Piano, non prevedendo infatti l'occupazione di ulteriori aree rispetto a quelle del Sito Industriale api, ad eccezione della cabina di misura fiscale che verrà posizionata in un'area di proprietà api immediatamente al di fuori del recinto fiscale del Sito.

Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Ancona (PTCP)

L'area all'interno della quale ricade l'Impianto IGCC di api energia di Falconara M.ma appartiene all'Ambito Territoriale del litorale e della prima collina (Ambito Territoriale A).

Il PTCP individua inoltre 6 Aree Progetto in cui definisce gli interventi infrastrutturali previsti. L'Impianto IGCC di api energia di Falconara M.ma ricade all'interno dell'Area Progetto di Ancona Nord.

L'Area Progetto in questione comprende la parte terminale della pianura alluvionale del fiume Esino fino alla foce, nel territorio dei Comuni di Falconara M.ma, Chiaravalle e Jesi, e l'ambito costiero a Nord di Ancona a cavallo dei Comuni di Ancona e Falconara.

² Decreto Interministeriale 2 Aprile 1968 n.1444, Limiti inderogabili di densità edilizia, di altezza, di distanza fra i fabbricati e rapporti massimi tra gli spazi destinati agli insediamenti residenziali e produttivi e spazi pubblici o riservati alle attività collettive, al verde pubblico o a parcheggi, da osservare ai fini della formazione dei nuovi strumenti urbanistici o della revisione di quelli esistenti, ai sensi dell'art. 17 della legge n. 765 del 1967.

In quest'area vi è la più alta concentrazione a livello regionale di nodi di interscambio e reti infrastrutturali di rilevanza regionale e nazionale, oltre che di insediamenti industriali.

Gli interventi in progetto non presentano elementi in contrasto con gli obiettivi e gli indirizzi del Piano ed inoltre non risultano in contrasto con gli interventi infrastrutturali di progetto previsti per l'“Area Progetto di Ancona Nord”.

2.3 Accesso allo stabilimento

Le modalità di accesso allo stabilimento per la fase di esercizio sono individuabili nella planimetria generale riportata in Allegato 2.

Il traffico connesso al normale esercizio dello stabilimento sfrutterà le infrastrutture viarie esistenti.

Per le fasi di cantiere si prevede l'utilizzo della normale viabilità del Sito Industriale, che risulta essere adeguata e sufficiente.

Per la realizzazione delle modifiche in progetto non si prevede al momento la necessità di avvalersi di trasporti eccezionali e comunque non sarà necessario adeguare i punti di accesso al sito.

2.4 Servizi e infrastrutture del sito

I servizi del Sito Industriale utilizzati nell'attuale Impianto IGCC sono di seguito elencati:

- acqua grezza fornita all'Impianto di demineralizzazione;
- Fuel gas (Refinery gas) per alimentare la Caldaia Ausiliaria;
- idrocarburi necessari all'avviamento delle Unità e all'alimentazione in caso di emergenza;
- Gas Naturale (Metano) dalla rete SNAM per l'alimentazione del postcombustore.

Le infrastrutture di sito che vengono impiegate dall’Impianto IGCC sono:

- viabilità interna e varchi di accesso del Sito;
- rete fognaria e Unità di trattamento effluenti per la presa in consegna e il trattamento delle acque reflue;
- serbatoi di stoccaggio di acqua demi.

Inoltre l’Impianto dispone di un’Unità di presa dell’ acqua mare di raffreddamento prelevata dal Mare Adriatico.

L’attuale Impianto fornisce energia termica sotto forma di vapore alle Unità di Raffineria attraverso le reti interne di distribuzione del vapore, ai livelli di pressione e di temperatura richiesti. L’energia elettrica prodotta è ceduta alla rete di trasmissione nazionale.

Con l’attuazione delle modifiche in progetto la Sezione CCPP modificata verrà alimentata con Gas Naturale (Metano) prelevato dalla rete SNAM grazie alla realizzazione della tubazione in progetto ed alla realizzazione di un nuovo Punto di Riconsegna. La Sezione di gassificazione dell’Impianto verrà messa fuori servizio, bonificata e resa “gas-free”.

I servizi di sito utilizzati dall’attuale Impianto continueranno ad essere utilizzati nella nuova configurazione prevista con il solo adeguamento dell’allaccio alla rete SNAM.

A valle delle modifiche previste la Sezione CCPP continuerà a fornire vapore al sito per gli utilizzi di Raffineria, fornirà inoltre energia elettrica sia al Sito Industriale, sia alla rete di trasmissione nazionale in funzione delle richieste del mercato.

3 Basi di progetto e dati ingegneristici

Le caratteristiche delle utilities e i dati ingegneristici utilizzati nel presente progetto sono descritti nell'Allegato 23.

In particolare in allegato si riportano le caratteristiche di progetto dei servizi esistenti nel Sito api, e asserviti all'Impianto quali:

- Fuel Gas all'ASG;
- fuel oil all'ASG;
- linee Gas Naturale nelle linee in ingresso dalla rete SNAM e dopo i trattamenti previsti;
- azoto;
- aria strumenti aria impianti;
- acqua grezza;
- acqua potabile;
- acqua servizi e antincendio;
- collettore di torcia;
- rete elettrica (alta, media e bassa tensione).

In allegato si riporta le caratteristiche dei servizi prodotti dall'Impianto e distribuiti alle utenze del sito quali:

- acqua demineralizzata;
- vapore alta pressione;
- vapore media pressione;
- vapore bassa pressione.

Si riportano inoltre i principali dati meteo dell'area considerati nel progetto delle modifiche previste.

Di seguito vengono elencate le principali norme tecniche, codici progettuali e normative considerate nella progettazione della modifica all'Impianto.

3.1 Norme e codici progettuali

Il progetto dei componenti previsti per le modifiche in progetto verrà eseguito nel rispetto delle norme vigenti ed in particolare seguendo le norme tecniche progettuali elencate di seguito:

- PED Directive (Italian D.Lgs. 93/2000 of the Europe Directive 97/23/EC);
- ATEX 95 Directive (Italian D.Lgs 126/1998 of the Europe Directive 1994/9/EC);
- Machinery Directive (D.Lgs. 17/2010 of the Europe Directive 2006/42/EC);
- Electromagnetic Compatibility (EMC) (Europe Directive 2004/108/EC);
- Low Voltage Directive (LVD) (Europe Directive 2006/95/EC);
- ASME B31.1 “Power Piping”;
- ASME B16.5 “Pipe Flanges and Flanged Fitting NPS ½ Through NPS 24 Metric/Inch”;
- ASME III, Div. 1 and Tema C;
- D.M. 23/02/1971 “Norme tecniche per gli attraversamenti e per i parallelismi di condotte e canali convoglianti liquidi e gas con ferrovie ed altre linee di trasporto”;
- D.M. 17/04/2008 “Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8”;
- “Codice di progettazione: DIMENSIONAMENTO degli impianti REMI”, Snam Rete Gas.

3.2 Principali norme di sicurezza e ambientali applicabili

La progettazione, i materiali delle apparecchiature e la loro installazione dovranno essere in accordo con le Leggi e Normative italiane ed europee in vigore.

Si riporta di seguito una sintesi delle principali Norme vigenti in materia ambientale e di sicurezza che verranno considerate nella progettazione.

Norme di natura ambientale

- D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006, "Norme in materia ambientale" e s.m.i.;
- Direttiva 94/62/CE del 20 dicembre 1994 sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, come modificata dalle successive Direttiva 2004/12/CE del 18 febbraio 2004 e Direttiva 2005/20/CE del 5 aprile 2005;
- R.D. 1775/33 "Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici";
- D.Lgs n. 42 del 22 gennaio 2004, "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137" e s.m.i.;
- Legge n. 447 del 26 ottobre 1995, "Legge quadro sull'inquinamento acustico" e s.m.i.;
- D.Lgs n. 216 del 4 aprile 2006, "Attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella ComUnità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto" e s.m.i.;
- Large Combustion Plants (LCP) Bref 07/2006.

Norme tecniche di carattere geologico-geotecnico

- D.M. 11 marzo 1988, "Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione";
- Circ. Min. LL.PP. n. 30483 del 24 settembre 1988, "Legge 2.2.1974 n. 64, art.1 – D.M. 11.3.1988. "Istruzioni riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione. Istruzioni per l'applicazione";
- D.M. 14 settembre 2005 "Norme Tecniche per le Costruzioni";

- Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”;
- Deliberazione della Giunta Regionale n. 15/31 del 30 marzo 2004, “Disposizioni preliminari in attuazione dell'O.P.C.M. 20 marzo 2003, n. 3274 recante Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.

Norme tecniche di carattere idraulico e difesa del suolo

- D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006, “Norme in materia ambientale”, che ha abrogato e sostituito la Legge n.183 del 18 maggio 1989 “Norme per il riassetto organizzativo e funzionale della difesa del suolo”;
- Delibera della Giunta Regionale n. 54/33 del 30/12/2004 “Approvazione del Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.) e relative Norme di Salvaguardia”.

Norme in materia di sicurezza

- D.P.R. 689/59 “Determinazione delle aziende e lavorazioni soggette, ai fini della prevenzione degli incendi, al controllo del Comando del Corpo dei vigili del fuoco”;
- D.P.R. 577/82 “Approvazione del regolamento concernente l'espletamento dei servizi di prevenzione e di vigilanza antincendi”;
- D.M. 16 febbraio 1982 “Modificazioni del decreto ministeriale 27 settembre 1965, concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi”;
- D.M. 16/02/1982 “Modificazioni del D. M. 27 settembre 1965, concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi”;

- Legge 818/84 “Nullaosta provvisorio per le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi, modifica degli articoli 2 e 3 della legge 4 marzo 1982, n. 66, e norme integrative dell'ordinamento del Corpo nazionale dei vigili del fuoco”;
- D.P.R. 37/98 “Regolamento recante disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 20, comma 8, della legge 15 marzo 1997, n. 59”;
- D.M. 04/05/98 “Disposizioni relative alle modalità di presentazione ed al contenuto delle domande per l'avvio dei procedimenti di prevenzione incendi, nonché all'uniformità dei connessi servizi resi dai comandi provinciali dei Vigili del Fuoco”;
- D.M. 10/03/98 “Criteri generali di sicurezza antincendio e per la gestione dell'emergenza nei luoghi di lavoro”;
- D.Lgs. 334/1999 “Attuazione della DIR 96/82/CEE”;
- D.Lgs 238/2005 “Attuazione della direttiva 2003/105/CE, che modifica la direttiva 96/82/CE, sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose”;
- D.Lgs. 139/06 “Riassetto delle disposizioni relative alle funzioni ed ai compiti del Corpo nazionale dei vigili del fuoco, a norma dell'articolo 11 della legge 29 luglio 2003, n. 229”;
- D.Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- D.Lgs. 3 agosto 2009, n. 106 “Disposizioni correttive e integrative al decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- D.Lgs. n. 17 del 27 gennaio 2010 “Attuazione della Direttiva 46/2002/CE relativa alle macchine e che modifica la Direttiva 95/16/CE”;
- D.P.R. 151/2011 “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi”.

4 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, che viene 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 degli idrocarburi pesanti 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 e depurato in una Unità di lavaggio viene inviato in alimentazione ad una turbina a gas per produrre energia elettrica.

I fumi di scarico della turbina vengono utilizzati in una caldaia a recupero di calore (HRSG) per produrre vapore per la Raffineria e per la Turbina a Vapore operante in ciclo combinato.

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: NO_x (NO e NO₂), SO₂, CO, CO₂, umidità, O₂ e particolato (oltre all'NH₃ nel caso della Caldaia a Recupero e all'H₂S per l'Ossidatore Termico).

La descrizione di tutte le Unità costituenti l'Impianto e la descrizione dell'attuale ciclo produttivo è riportata nell'Allegato 24.

5 Descrizione Impianto nella nuova configurazione

Il presente capitolo ha lo scopo di illustrare le modifiche previste dal progetto all'attuale processo dell'Impianto IGCC, con l'adeguamento della Sezione di cogenerazione CCPP a Gas Naturale la conseguente messa fuori servizio della Sezione di gassificazione SMPP.

Nel successivo paragrafo verrà quindi descritto il processo impiantistico della Sezione CCPP nella configurazione a valle delle modifiche in progetto.

5.1 Descrizione di processo e impiantistica

Nella futura configurazione la Sezione CCPP verrà alimentata con Gas Naturale prelevato dalla rete SNAM e opererà producendo energia elettrica sia per il fabbisogno del sito sia in base alla richiesta del mercato.

I fumi di scarico della turbina verranno utilizzati in una caldaia a recupero di calore (HRSG) per produrre vapore per la Raffineria e per la Turbina a Vapore operante in ciclo combinato.

La quota di energia elettrica che eccederà il fabbisogno della raffineria sarà inviata alla sottostazione elettrica di consegna a 132 kV ed immessa nelle Rete di Trasmissione Nazionale.

La Sezione CCPP sarà costituita dalle Unità principali, con l'attuale denominazione, illustrate nella Tabella successiva.

Successivamente si descrivono le principali Unità della Sezione CCPP nella nuova configurazione prevista dopo la realizzazione del progetto.

UNITÀ	DESCRIZIONE
SEZIONE COGENERAZIONE IN CICLO COMBINATO E UNITÀ AUSILIARIE	
9000	Gas Turbine (Turbina a Gas), FGTS e Gruppo di misura fiscale
9100	Feedwater Tank-Deaerator (Degasatore), Heat Recovery Steam Generator (HRSG - Caldaia a Recupero), DeNOx system (Sistema catalitico di abbattimento NOx), Auxiliary Steam Generator (ASG Caldaia Ausiliaria)
9200	Steam Turbine (Turbina a Vapore), Water & Steam Cycle (Circuiti acqua e vapore)
8700	Condensate Treatment (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)
UNITÀ AUSILIARIE DEL SITO INDUSTRIALE	
7400	Fuel oil distribution (Sistema di distribuzione olio combustibile, emergency fuel)
7500	Fuel gas distribution (Sistema di distribuzione gas di raffineria)
7600	Instrument and Plant air distribution (Sistema di distribuzione aria strumenti e servizi)
7700	Nitrogen distribution (Sistema di distribuzione azoto)
7900	Electrical systems (Rete distribuzione elettrica)
9400	Fire fighting system and potable water (Rete antincendio e acqua potabile)
9500	Oily/Clean drains system (Sistema drenaggi)
9600	Sewer system (Rete di fogna)
9800	Flare system header (Collettori di raccolta scarichi in torcia)

Tabella 1- Unità di processo della Sezione CCPP

UNITÀ 9000 – TURBINA GAS/ SISTEMA DI MISURA E TRATTAMENTO GAS NATURALE

L'Unità è costituita dall'esistente turbina a gas modello GT13E2 MBTU, realizzata da Alstom, e dai relativi sistemi ausiliari; il progetto proposto prevede che la GT venga modificata e riportata alla configurazione "standard" delle turbine a Metano Alstom.

La turbina a gas convertita (GT – Gas Turbine) sarà dotata di un numero di bruciatori inferiore all'attuale (da 72 a 48), del tipo a premiscelazione a basso livello di emissione di NOx (AEV – Advanced Environmental Burner). Nelle Normali Condizioni Operative (NOC, temperatura ambiente 20°C) la GT sarà in grado di produrre una potenza elettrica pari a 150,9 MW, processando circa 32,5 t/h di Gas Naturale.

Descrizione di processo

Il progetto in esame prevede che la GT venga alimentata a Gas Naturale prelevato dalla rete SNAM. Per la realizzazione dell'allaccio alla rete saranno necessarie:

- la realizzazione di un nuovo punto di consegna idoneo ad assicurare al sito Industriale il nuovo fabbisogno di Gas Naturale;
- l'installazione di una nuova cabina di misura fiscale in prossimità del punto di riconsegna;
- la posa di un nuovo tratto di tubazione per Gas Naturale da 10", della lunghezza di circa 500 m, in sostituzione funzionale dell'attuale (del diametro di 6"), che alimenterà sia la GT sia le attuali utenze di Raffineria;
- La cabina di misura fiscale da realizzarsi opererà una prima filtrazione e misura della portata del Gas Naturale prelevato dalla rete SNAM ad una pressione mediamente pari a 55 barg.

La nuova condotta da 10" a sua volta si conetterà, in corrispondenza dell'attuale cabina di riduzione (posta in prossimità della sala controllo) alla rete di distribuzione del Sito Industriale, che comprende un tratto da 8" (per l'alimentazione diretta della Sezione CCPP) e un tratto da 6" a servizio delle utenze di Raffineria.

Il Gas Naturale alimentato attraverso la linea da 8" verrà inviato alla FGTS (Fuel Gas Treatment Station) che avrà il compito di effettuare un pretrattamento del Gas Naturale in ingresso al ciclo combinato.

Il sistema FGTS verrà installato su una platea esistente e si svilupperà su una superficie complessiva di circa 350 m². Il gas 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 verrà 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 nella nuova configurazione, senza compromettere il livello di emissioni, verrà inserito un sistema di preriscaldamento dell'aria (air pre-heater system) che permetterà di innalzare, se necessario, la temperatura dell'aria comburente fino a 50°C.

Il sistema consisterà in 8 moduli di scambio a tubi alettati dislocati all'ingresso del filtro dell'aria. Un'apposita pompa (una seconda pompa è tenuta 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. L'acqua verrà riscaldata fino alla temperatura necessaria mediante uno scambiatore alimentato con vapore di bassa pressione (Heating Condenser). Una valvola di controllo regolerà 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 poi compressa fino alla pressione necessaria dal compressore calettato sull'albero della turbina stessa.

Il sistema di alimento della GT verrà quindi modificato dalle apparecchiature sopracitate, mentre non si prevedono modifiche per le successive apparecchiature del ciclo combinato. In particolare, come già ora avviene, i gas di combustione si espanderanno nella turbina e quindi verranno inviati alla Caldaia a Recupero (Unità 9100) per la produzione di vapore a tre differenti livelli di pressione (alta, media e bassa).

L'energia elettrica che verrà prodotta nella nuova configurazione nell'Unità 9000 dal generatore accoppiato alla turbina verrà infine 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.

Descrizione FGTS

Il Sistema di trattamento denominato Fuel Gas Treatment Station (FGTS) sarà composto dalle seguenti apparecchiature:

- 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 ad acqua calda (Dew Point heaters), uno in servizio, l'altro in stand-by), per far sì che la temperatura del gas sia mantenuta al di sopra del punto di rugiada dopo la successiva fase di depressurizzazione;
- 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.

Descrizione meccanica del gruppo Turbina a Gas – Generatore Elettrico

Il presente progetto prevede che la Turbina a gas (GT) venga riportata alla configurazione “standard” delle turbine a Metano Alstom. Ciò richiederà la sostituzione completa di:

- palette della turbina;
- compressore;
- rotore (per cui si prevedono 21 stadi di compressione, contro i precedenti 22);
- camera di combustione;
- bruciatori: verranno installati 48 bruciatori AEV (Advanced Environmental Burners) e le relative lance.

Verrà inoltre introdotto un nuovo sistema aria di raffreddamento al cuscinetto lato turbina del rotore. Questo costituirà un sistema addizionale per la fornitura di aria di raffreddamento e tenuta (Exhaust Bearing Ventilation Skid) che entrerà in funzione quando, con un basso carico della GT, la palettatura di ingresso (VIGV) verrà gestita in posizione di minima apertura.

Si riporta di seguito la descrizione del gruppo meccanico costituito dalla turbina a gas e dal generatore elettrico, a valle della conversione in progetto.

La turbina a gas sarà costituita essenzialmente dai seguenti componenti: compressore aria comburente, camera di combustione, turbina, rotore e cuscinetti di sostentamento, generatore ed eccitatore. Il controllo dei parametri di funzionamento di tutti i componenti verrà realizzato tramite un sistema dedicato EGATROL interfacciato con il sistema DCS dell’attuale Impianto IGCC.

Il nuovo compressore sarà di tipo assiale a 21 stadi, con un rapporto di compressione pari a circa 15. La nuova palettatura di ingresso avrà inclinazione variabile (VIGV) per mantenere una buona efficienza anche a carichi ridotti. La regolazione dell’inclinazione verrà effettuata automaticamente tramite il sistema di controllo e di supervisione della GT sulla base della temperatura dei fumi di combustione in ingresso al primo stadio

della turbina. Per prevenire eventuali stress alla palettatura durante le fasi di avviamento e fermata della GT il compressore sarà dotato di un sistema di scarico dell'eccesso di aria costituito da 4 valvole di blow-off provviste di silenziatore.

Un apposito sistema di lavaggio mobile, inoltre, consentirà il recupero di efficienza e di energia prodotta dall'Impianto a seguito di periodiche pulizie del compressore.

La camera di combustione che verrà installata in sostituzione dell'attuale, verrà posizionata tra il compressore e la turbina, sarà di forma anulare e sarà 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 verranno installati 48 bruciatori a bassa emissione (di tipo AEV - Advanced Enviromental Burners). I bruciatori sono disposti ad anello su due file, per consentire una combustione completa ed una distribuzione di temperatura uniforme nei gas caldi di combustione. Essi sono progettati in modo tale da ottimizzare la miscelazione di gas e aria comburente e mantenere temperature di fiamma poco elevate. Ciò garantirà bassi livelli di emissione di NOx ed una buona stabilità di fiamma.

La combustione verrà controllata da tre rilevatori di fiamma; se due rilevatori su tre non riscontrano presenza di fiamma, interviene la logica di sicurezza del sistema mandando in blocco l'Unità.

I gas caldi in uscita dalla camera di combustione verranno inviati alla turbina a 5 stadi. Poiché la palettatura della turbina verrà a contatto con i gas caldi uscenti dalla camera di combustione, le prime tre corone di palette rotoriche e le prime due di quelle statoriche saranno completamente raffreddate con aria prelevata direttamente dal compressore. I gas espansi verranno poi inviati alla Caldaia a Recupero (Unità 9100) per recuperarne il calore residuo e produrre vapore.

La temperatura dei gas espansi nella turbina verrà misurata tramite 15 termocoppie disposte sul diffusore di uscita; la temperatura sarà calcolata come media pesata delle 15 misurazioni. Insieme alla pressione di uscita dal compressore, essa verrà utilizzata

per calcolare la temperatura in ingresso alla turbina (TIT). Il sistema di controllo EGATROL provvederà dunque alla regolazione della corsa delle valvole di controllo del combustibile e dell'inclinazione delle VIGV per mantenere costante la TIT al valore del carico base. Quando le VIGV sono nella posizione di completa apertura, la GT opererà in condizioni di carico massimo.

Il rotore, su cui verranno installate sia la palettature del compressore che quella della turbina, sarà 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 verrà fissata tramite un cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del compressore. Il rotore sarà protetto dalle alte temperature tramite un rivestimento con piastre di protezione termica raffreddate ad aria e libere di espandersi in modo da evitare stress termici. Tutto il sistema verrà inoltre monitorato in termini di temperatura cuscinetti, velocità di rotazione, vibrazioni e dilatazioni.

Nella nuova configurazione è inoltre previsto un sistema addizionale per la fornitura di aria di raffreddamento e tenuta (Exhaust Bearing Ventilation Skid) che entrerà in funzione quando, con un basso carico della GT, le VIGV verranno gestite in posizione di minima apertura.

Il generatore elettrico Alstom da 221,9 MVA accoppiato alla turbina tramite un albero di rinvio non verrà modificato rispetto alla configurazione attuale. Il generatore è di tipo sincro 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.

L'albero del rotore è sostenuto da tre cuscinetti portanti radiali a strisciamento (due principali ed uno ausiliario) posizionati fuori della cassa del generatore. La posizione assiale dell'intero albero è fissata tramite il cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del compressore della GT. Il raffreddamento del generatore è condotto tramite un

sistema chiuso aria-acqua. L'aria calda è raffreddata in un gruppo di quattro scambiatori in cui circola l'acqua di raffreddamento del circuito chiuso. L'eccitatore è posizionato sul lato opposto dell'accoppiamento dell'albero.

L'energia elettrica prodotta è poi elevata da 15,75 kV a 132 kV dal trasformatore di Step-up e nella nuova configurazione verrà quindi immessa direttamente nella rete del sito Industriale api per utilizzo interno, mentre la quota di energia che, in funzione del carico della Centrale, eccederà il fabbisogno della Raffineria verrà inviata alla sottostazione elettrica di consegna.

UNITÀ 9100 – CALDAIA A RECUPERO, DEGASATORE, SISTEMA CATALITICO PER ABBATTIMENTO NO_x e CO, CALDAIA AUSILIARIA

L'Unità 9100 è costituita principalmente dalla Caldaia a Recupero (HRSG – Heat Recovery Steam Generator) e dalla Caldaia Ausiliaria (ASG – Auxiliary Steam Generator). Di seguito si descrive il processo operato da queste apparecchiature e delle modifiche in progetto.

L'Unità continuerà ad avere lo scopo di produrre il vapore necessario alle utenze della CCPP e della Raffineria, recuperando il calore dai gas di combustione della turbina a gas. Il vapore in eccesso verrà sfruttato per generare energia elettrica nella GT.

Caldaia a Recupero

La struttura della caldaia a recupero (HRSG) non verrà modificata dagli interventi in progetto, fatta eccezione per l'installazione dei pannelli del catalizzatore CO. Questa infatti sfrutta i fumi di combustione uscenti dalla Turbina per la produzione di vapore surriscaldato a tre livelli di pressione:

- Alta pressione HP (99,7 bara – 489°C);
- Media pressione IP (17,5 bara – 491°C);
- Bassa pressione LP (4,8 bara – 170°C).

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. Il vapore HP in uscita dai banchi surriscaldatori della caldaia è inviato alla prima immissione della ST. Il vapore IP è surriscaldato ed inviato alla terza immissione della ST. Il vapore LP, infine, è surriscaldato ed inviato al collettore di bassa pressione della raffineria ed alla quarta immissione della ST.

La pressione dei tre livelli di vapore è controllata tramite le regolatrici di ingresso (immissione) alla turbina a vapore. In caso di disservizio, fermata o avviamento della ST, le pressioni sono controllate tramite le rispettive regolatrici di by-pass della ST.

Sistema acqua di alimento

Tale sistema non è interessato da interventi di modifica. Sia nella configurazione attuale che in quella futura due pompe (una titolare ed una di riserva) di tipo verticale hanno il compito di trasferire in continuo il condensato dal condensatore della turbina a vapore al degasatore TK-9110. Il condensato è utilizzato come fluido di condensazione dei vapori/gas estratti dal condensatore tramite gli eiettori J-9220 e J-9230 (uno in servizio, l'altro in riserva), quindi è preriscaldato nello scambiatore E-9210 con vapore a bassa pressione prelevato all'uscita della ST ed inviato al degasatore.

Il reintegro dell'acqua di alimento caldaia necessario a sopperire sia il blow-down delle caldaie sia il condensato non recuperato (vapore inviato alla Raffineria) è realizzato con acqua demineralizzata proveniente dalla Unità 8800.

L'acqua di alimento caldaia deve essere preriscaldata fino a 94°C per evitare fenomeni di condensazione acida nell'economizzatore a bassa temperatura della caldaia. Pertanto al degasatore sono alimentati anche l'acqua di ricircolo dall'economizzatore LP e vapore a bassissima pressione (1,4 bara) prelevato dalla ST allo scopo di degasare il condensato ed incrementarne la temperatura. Qualora il vapore della ST non fosse sufficiente (come nel caso, di marcia della ST a carico ridotto), questo può essere integrato con vapore direttamente dal collettore a 4,5 bar.

Dal degasatore l'acqua è inviata alla Caldaia a Recupero tramite due pompe per acqua ad alta pressione e altre due pompe per acqua a pressione bassa/intermedia. La Caldaia Ausiliaria è invece alimentata mediante tre pompe dedicate.

Impianto DeNOx per l'abbattimento degli NOx (esistente) e catalizzatore (nuovo) CO

All'interno della Caldaia di recupero è già presente, un sistema catalitico (DeNOx) per l'eventuale ulteriore riduzione delle emissioni degli ossidi di azoto nei fumi evacuati al camino, ove necessaria. Tale sistema prevede l'iniezione di una soluzione ammoniacale (NH₄OH) mediante un'apposita griglia posizionata in una sezione opportuna della caldaia; il pacco catalitico, posto a valle, provoca l'abbattimento degli ossidi di azoto.

Il sistema si compone di due parti principali:

- sistema di ricezione, stoccaggio ed iniezione dell'Ammoniaca in soluzione acquosa (inferiore al 25% in peso);
- sistema di riduzione mediante catalizzatore (SCR–Selective Catalytic Reduction).

La soluzione ammoniacale viene caricata tramite tubo flessibile per caduta direttamente nel serbatoio di stoccaggio. Questo è di tipo cilindrico orizzontale, progettato per essere esercito alla pressione di vapore dell'NH₃ alle condizioni ambientali del sito. Dal serbatoio la soluzione è inviata tramite pompe alla linea di ricircolo di una parte dei gas di scarico, dove evapora per effetto del calore dei gas prima di essere miscelato ed inviato alla griglia di iniezione.

Nella realizzazione del presente progetto è prevista l'installazione nella caldaia di un catalizzatore per l'ossidazione del CO (CO catalyst), avente la funzione di mantenere entro i limiti le emissioni di monossido di carbonio quando la GT è in esercizio al minimo carico. Tale sistema sarà costituito da una serie di moduli posizionati a valle di quelli del catalizzatore SCR e da appositi provini sostituibili per il monitoraggio periodico delle condizioni del catalizzatore.

In Allegato 10 si riporta le viste del ciclo Turbogas. In particolare nella sezione del HRSG è indicata la posizione delle due apparecchiature descritte

Caldaia Ausiliaria

La Caldaia Ausiliaria (ASG – Auxiliary Steam Generator) 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.

Nella realizzazione del progetto proposto la Caldaia Ausiliaria non subirà modifiche. Questa 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), mentre in particolari condizioni di funzionamento è possibile bruciare olio combustibile (fuel oil). La caldaia è inoltre provvista di due ventilatori per aria comburente (ciascuno al 100% della capacità) e di un sistema di preriscaldamento dell'olio combustibile con le relative pompe.

Tutti i principali controlli della caldaia (livello nel corpo cilindrico, temperatura del vapore, rapporto aria/fuel) sono realizzati automaticamente. La caldaia è continuamente tenuta in esercizio per poter avere rapidamente la piena disponibilità – e ridurre i tempi necessari a raggiungere il massimo carico – in caso di fuori servizio dell'HRSG oppure per elevati picchi di prelievo da parte della Raffineria, e continuerà a svolgere lo stesso ruolo nella nuova configurazione dell'Impianto.

Nelle normali condizioni operative il vapore prodotto può essere inviato sia alla Raffineria (come avviene in via preferenziale), come vapore HS, sia alla turbina a vapore nella sezione ad alta pressione.

UNITÀ 9200 – TURBINA A VAPORE, WATER & STEAM CYCLE

L'Unità è costituita dalla Turbina a Vapore (ST – Steam Turbine, progetto di Ansaldo Energia) e dall'insieme dei circuiti per la distribuzione dell'acqua di alimento alle caldaie ed ai sistemi di attemperamento e del vapore alle utenze del ciclo combinato e della Raffineria. La turbina a vapore ed i relativi componenti non subiranno modifiche, e continueranno ad operare secondo i processi descritti di seguito.

Turbina a Vapore

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

- Alta pressione;
- 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 rispettivamente dalla HRSG e dalla Caldaia Ausiliaria. 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 MS.

All'uscita della sezione di alta pressione il vapore è addizionato con il vapore LP 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 controllo della turbina, sia in marcia normale che durante le fasi di avviamento e fermata, è effettuato tramite un sistema automatico elettroidraulico (TURBOTROL). Le funzioni di controllo sono realizzate elettronicamente mentre gli attuatori delle varie valvole sono messi in azione idraulicamente. La parte principale del sistema è costituita

dal controllo di velocità durante le fasi di avviamento e fermata della turbina, che sono condotte completamente in automatico.

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 HP ed all'uscita del vapore LP. La posizione assiale dell'intero rotore è fissata tramite un cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del vapore HP. Tutti i cuscinetti sono lubrificati e raffreddati tramite un sistema chiuso di olio di lubrificazione.

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.

L'albero del rotore è sostenuto da tre cuscinetti portanti radiali a strisciamento (due principali ed uno ausiliario) posizionati fuori della cassa del generatore. La posizione assiale dell'intero albero è fissata tramite il cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del vapore HP della ST. Il raffreddamento del generatore è condotto tramite un sistema chiuso aria-acqua. L'aria calda è raffreddata in un gruppo di quattro scambiatori in cui circola l'acqua di raffreddamento del circuito chiuso. L'eccitatore è posizionato sul lato opposto dell'accoppiamento dell'albero.

L'energia elettrica prodotta è poi elevata da 15,75 kV a 132 kV dal trasformatore di Step-up verrà immessa direttamente 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.

Ciclo vapore agli utenti di Raffineria

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, può essere fornito dalla Caldaia Ausiliaria o dalla HRSG (se la Caldaia Ausiliaria è fuori servizio).

La laminazione alla rete a 42 bar è realizzata tramite due linee operanti in regolazione split-range: la prima è utilizzata per richieste comprese tra 300 e 7.000 kg/h, la seconda per richieste comprese tra 7.000 e 140.000 kg/h. Il vapore laminato è anche desurriscaldato tramite iniezione di acqua demi sotto controllo di temperatura.

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.

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 alla Raffineria 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.

Sistema di drenaggio

I drenaggi esterni del ciclo acqua/vapore 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 Clean Drains 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.

La caldaia HRSG e la Caldaia Ausiliaria dispongono ciascuna di un recipiente per la raccolta degli spurghi dei corpi cilindrici (serbatoio di blow down). Il serbatoio raccoglie gli scarichi di blow down (continui ed intermittenti) dai corpi cilindrici HP, IP e LP per l'HRSG, HP per la Caldaia Ausiliaria. Il vapore è scaricato in atmosfera, mentre il condensato è scaricato per gravità nella vasca di drenaggio del Clean Drains System (9500 – Sistema di raccolta acque oleose o pulite).

Dal Clean Drains System le condense sono poi inviate alle torri di raffreddamento della Raffineria.

UNITÀ 8700 – ADDITIVAZIONE ACQUA ALIMENTO CALDAIE E CLORAZIONE ACQUA MARE

L'Unità 8700 ha lo scopo di produrre gli additivi chimici da miscelare all'acqua di alimento, e di provvedere alla clorazione dell'acqua mare di raffreddamento. Questa Unità manterrà le sue funzioni e la sua configurazione anche dopo la conversione del ciclo combinato a Gas Naturale.

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 infatti 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. In particolare, nei corpi cilindrici delle caldaie viene iniettata una soluzione a base di fosfato trisodico per il controllo della corrosione interna, mentre al degasatore viene immesso un deossigenante, per eliminare ogni traccia di gas disciolto, ed un alcalinizzante a base di ammoniacca, per alzare il pH.

La Sezione di clorazione acqua mare provvede alla produzione di una soluzione di Ipoclorito di Sodio ad una concentrazione non superiore a 0,2 mg/l³ restituita al corpo ricettore ricevente. L'Ipoclorito è ottenuto mediante elettrolisi dell'acqua mare; l'elettrolizzatore è composto da quattro moduli costituiti a loro volta da piastre anodiche alternate a piastre catodiche, alimentate a corrente continua.

La soluzione di Ipoclorito di Sodio è immagazzinata in un serbatoio di stoccaggio (TK-9361) da 100 m³ di capacità, dal quale è poi iniettata in modo continuo, tramite pompe, nel sistema di circolazione acqua mare, in modo da controllare lo sviluppo di incrostazioni di origine organica nelle tubazioni e nelle apparecchiature interessate.

Durante il normale esercizio, all'interno degli elettrolizzatori si ha anche la formazione di idrossidi insolubili, bicarbonati e carbonati che danno luogo a depositi sulle piastre del pacco elettrolitico. Per tale motivo la superficie degli elettrodi deve essere periodicamente lavata con Acido Cloridrico con concentrazione compresa tra il 3% e il 5%. L'acido è stoccato nel serbatoio TK-9362 da 3 m³ di capacità.

UNITÀ 8800 – PRODUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA

Questa Unità, nella nuova configurazione dell'Impianto continuerà a produrre acqua demineralizzata che verrà utilizzata sia all'interno della Sezione CCPP che della Raffineria.

L'Unità è costituita da tre linee gemelle aventi ciascuna capacità di produzione netta pari a 130 m³/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.

L'acqua di alimentazione alle linee demi proveniva, fino al 2005, dal sistema di pretrattamento acque di superficie e di pozzo della Raffineria e dalla sezione trattamento condensato dell'Unità 8700. Attualmente, oltre che dalla sezione 8700, l'alimentazione proviene da pozzi di messa in sicurezza d'emergenza, previo

³ Limite da ridurre a 0,15 mg/l entro l'11/07/2013 (Accordo tra Regione Marche e Gruppo api Reg.Int,N. 15.807)

trattamento nell'Impianto TAF (Trattamento Acque di Falda) della raffineria api ⁴. E' previsto che rimanga, comunque, presente l'assetto originario, già autorizzato, di alimentazione con acque provenienti da pozzi di raffineria e Vallato del Molino, che verrà utilizzato solo in caso di necessità e che quindi a regime ha portata nulla.

Per garantire la qualità dell'acqua richiesta dalla CCPP (conducibilità <0,2 µS/cm), ciascuna linea di produzione dispone di un letto di resine cationiche, un letto di resine anioniche ed un letto misto.

Nell'assetto di marcia normale dell'Impianto 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 CO₂ 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 CCPP/Raffineria, costituito dai due serbatoi TK-8871 e TK-8872 di capacità pari a 5.000 m³ ciascuno, e da qui è poi inviata agli utilizzatori della CCPP (mediante tre pompe in parallelo) ed a quelli della Raffineria (tramite altre due pompe in parallelo).

L'avviamento e la fermata delle linee di produzione è fissato in base al livello dei due serbatoi di stoccaggio, mentre l'esclusione di una linea per rigenerazione è effettuata automaticamente per raggiungimento di un tempo prefissato o per elevata conducibilità dell'acqua in uscita.

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.

⁴ 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)

L'Acido Cloridrico al 30% e la Soda Caustica al 50% sono stoccati nei rispettivi serbatoi (uno da 63 m³ di capacità utile per l'acido ed un altro da 33 m³ per la soda) dai quali sono inviati ai rispettivi letti da rigenerare tramite pompe volumetriche. Entrambi sono diluiti con acqua demineralizzata fino alla concentrazione del 3% per l'acido e del 5% per la soda.

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.

L'effluente della rigenerazione è raccolto in una vasca comune di neutralizzazione. L'acido e la soda necessari alla neutralizzazione sono dosati automaticamente controllando il pH tramite un analizzatore in continuo installato in prossimità della pompa di trasferimento. Una volta neutralizzato, l'effluente viene quindi trasferito, tramite pompe, al pozzetto di scarico per poi essere immesso nell'attiguo fiume Esino.

UNITÀ 9300 – SISTEMA ACQUA MARE

L'Unità 9300 avrà lo scopo di raffreddare, come nell'attuale configurazione 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.

Non verranno invece più servite le utenze legate alla Sezione SMPP che verrà messa fuori servizio.

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 m³/h. L'acqua di mare è prelevata a circa 1000 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.

Il sistema di filtrazione è costituito da due canali, ciascuno con una griglia a barre (FD-9301A/B) e filtro rotante a maglia (FD-9302A/B). la griglia a barre ha lo scopo di rimuovere detriti presenti nell'acqua di dimensioni superiori a 50 mm; il successivo filtro rotante trattiene i materiali di dimensioni superiori a 4 mm.

Entrambi i sistemi di filtrazione dispongono di un sistema automatico per la rimozione dei detriti accumulati. La pulizia delle griglie a barre è condotta meccanicamente tramite un rastrello che scorre periodicamente tra le barre; la pulizia dei filtri rotanti è condotta tramite lavaggio con acqua spruzzata sulla maglia in modo da rimuovere i detriti. L'acqua di lavaggio è prelevata dal bacino di aspirazione delle pompe di circolazione tramite due pompe dedicate (una titolare ed una di riserva). I materiali rimossi da entrambi i sistemi sono raccolti per la successiva rimozione periodica.

Dopo la filtrazione, l'acqua, da entrambi i canali, è raccolta in una vasca da cui aspirano tre pompe di circolazione alle utenze (P-9301A/B/C). Le pompe sono di tipo verticale ad elica, ciascuna di capacità pari a 18.000 m³/h, di cui due in marcia ed una di riserva. L'acqua è poi immessa nel collettore di mandata pompe per raggiungere la Sezione di Cogenerazione (Condensatore ST e Sistema di raffreddamento a circuito chiuso CCPP). L'acqua mare di ritorno dalle utenze è inviata ad una vasca di raccolta denominata "SiphonPit" da cui parte una tubazione che scarica l'acqua a circa 500 m dalla costa e la cui parte terminale è costituita da più diffusori per limitare la velocità di efflusso. Il SiphonPit è suddiviso in due sezioni delimitate da uno stramazzo.

Un sistema di saracinesche (Stoplog) opportunamente disposte permette di sezionare parte dei circuiti per effettuare la manutenzione della attrezzature e dei canali/vasche.

L'iniezione di Ipoclorito di Sodio, prodotto dalla sezione di clorazione acqua mare dell'Unità 8700, avviene sulle bocche di aspirazione a mare. È anche possibile iniettare la soluzione di Ipoclorito anche direttamente a monte delle griglie a barre, al fine di mantenere un minimo tasso di Cloro attivo nell'acqua alle utenze per evitare la proliferazione di organismi marini all'interno delle tubazioni, delle apparecchiature di scambio termico e dei canali/vasche.

L'Unità è completata da un sistema di monitoraggio dei principali parametri, tra cui:

- temperatura dell'acqua mare di scarico;
- differenza di temperatura tra prelievo e scarico dell'acqua mare;
- incremento di temperatura nel corpo ricettore (mare), misurato entro un raggio di 1000 m dallo scarico;
- contenuto di Cloro attivo residuo nell'acqua mare di scarico.

La temperatura dell'acqua allo scarico è controllata mediante termoresistenze poste nel Siphon Pit, mentre la temperatura dell'acqua prelevata dal mare è misurata tramite termoresistenze collocate in ciascun canale di filtrazione. L'incremento di temperatura nel corpo ricettore è misurato mediante 3 sensori di temperatura fissati ciascuno su pali infissi in mare aperto attorno ai diffusori di scarico (alla opportuna distanza) e che trasmettono il segnale per mezzo di collegamento wireless ad un PC dedicato. La concentrazione di Cloro attivo residuo, infine, è misurata nel SiphonPit in prossimità della tubazione che adduce al mare mediante idoneo analizzatore.

5.2 Servizi ausiliari

Nella nuova configurazione impiantistica i circuiti della Sezione CCPP saranno collegati ai seguenti sistemi ausiliari e di distribuzione già esistenti nel Sito Industriale:

7400 – Sistema di distribuzione olio combustibile (fuel oil, combustibile di emergenza per la Caldaia Ausiliaria).

7500 – Sistema di distribuzione gas di raffineria (fuel gas).

7600 – Sistema di distribuzione aria strumenti e servizi.

7700 – Sistema di distribuzione azoto.

7900 – Rete di distribuzione elettrica. Il progetto proposto prevede delle modifiche interne alla stazione elettrica del sito con modifiche alla configurazione attuale. La rete elettrica verrà strutturata in modo tale da permettere l'utilizzo interno al sito api di parte della produzione di energia elettrica e l'immissione in rete della quota di energia che, in funzione del carico della Centrale, eccederà il fabbisogno della raffineria. In pratica lo scambio di energia con l'adiacente sottostazione Terna a 132 kV avverrà

mediante due nodi elettrici denominati “api energia 1” e “api energia 2”: ciascuno dei quali alimenterà una linea dedicata alla raffineria ed una alla CCPP, derivando tale energia da quella prodotta dal ciclo combinato. Due trasformatori principali (00BCT01/02) alimenteranno le sbarre a 10 kV (che non verranno più utilizzate) e quelle a 6,6 kV per i carichi comuni e per la Sezione Cogenerazione. Le principali utenze ausiliarie della CCPP, in particolare, verranno alimentate da una linea dedicata che preleverà direttamente l’energia elettrica prodotta dal generatore della GT. Trasformatori ausiliari alimenteranno poi la rete LV a 400V e a 220V. Nell’Allegato 15 si riporta lo schema unifilare attuale e lo schema unifilare previsto nella nuova configurazione della stazione elettrica.

9400 – Rete antincendio e acqua potabile. L’area CCPP 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/CCPP.

9500 – Sistema di raccolta acque oleose o pulite. Il sistema riceve tutte le condense ed i blow down provenienti dalla Sezione Cogenerazione e le invia poi alle torri di raffreddamento della Raffineria dove vengono riutilizzate.

9600 – Rete di fognatura.

9800 – Collettori di raccolta scarichi al sistema di torcia di raffineria.

5.3 Prestazioni e flessibilità operativa

Per la Sezione CCPP si prevede una marcia a carico variabile in funzione della richiesta di energia elettrica sul mercato. In particolare la GT opererà ai seguenti due regimi di carico:

- Min Load (35% NOC Normali Condizioni Operative ⁵): minimo tecnico corrispondente ai periodi di scarsa richiesta sul mercato dell’energia elettrica. Carico comunque sufficiente alla produzione di vapore ed energia elettrica necessarie alle Unità del sito;

⁵ NOC: Temperatura ambiente: 20°C, Pressione atmosferica: 1013 mbar, Umidità relativa: 60%.

- Base Load (100%): massimo carico raggiunto nei periodi di massima richiesta di energia elettrica sul mercato.

Il minimo tecnico è stato fissato in modo da garantire i limiti emissivi prescritti dall'AIA dell'Impianto IGCC (Decreto DVA-DEC-2010-0000470 del 2/8/2010) in termini di concentrazione degli inquinanti.

Nelle Normali Condizioni Operative (NOC) la potenza risulterà leggermente ridotta rispetto a quella attuale, passando da circa 275,6⁶ MWe a 228,6⁷ MWe.

In particolare per il futuro funzionamento si prevede un Assetto di Normale Esercizio caratterizzato dalle seguenti ore di funzionamento ai due regimi di carico:

- 2.000 ore annue di marcia al massimo carico (Base Load);
- 6.600 ore annue di marcia al minimo carico (Min Load);
- 160 ore annue di fermata: nel normale esercizio dell'Impianto si prevedono dei periodi di arresto della Sezione CCPP per le operazioni di manutenzione ordinaria.

Nella tabella sottostante si riportano le prestazioni attese per il ciclo combinato CCPP (turbina a gas, turbina a vapore) in funzione delle condizioni ambientali ed agli estremi del range operativo (Base Load e Min Load).

⁶ NOC: Rif. Nota precedente.

⁷ NOC: Rif. Nota precedente.

Expected CCPP Performance

		Ambient: 0°C; 1.013 mbar; 80% RH	
GT Relative Load		100% (Base Load)	31,6% (Min Load)
GT GrossPower Output	MW	167,8	53,0
ETA _{GT}		34,53%	22,46%
ST GrossPower Output	MW	81,8	44,9
ETA _{ST}		98,74%	98,23%
CC GrossPower Output	MW	249,6	97,9
Natural gas consumption	kg/s	9,8	4,8
Flue gas flow	kg/s	559,1	323,4

		Ambient: 20°C; 1.013 mbar; 60% RH	
GT Rel. Load		100% (Base Load)	35,1% (Min Load)
GT GrossPower Output	MW	150,9	53,0
ETA _{GT}		33,67%	22,41%
ST GrossPower Output	MW	77,7	44,3
ETA _{ST}		98,71%	98,21%
CC GrossPower Output	MW	228,6	97,3
Natural gas consumption	kg/s	9,0	4,8
Flue gas flow	kg/s	528,9	322,7

		Ambient: 40°C; 1.013 mbar; 60% RH	
GT Rel Load		100% (Base Load)	39,8% (Min Load)
GT GrossPower Output	MW	133,0	53,0
ETA _{GT}		32,43%	22,36%
ST GrossPower Output	MW	71,9	44,3
ETA _{ST}		98,66%	98,21%
CC GrossPower Output	MW	204,9	97,3
Natural gas consumption	kg/s	8,3	4,8
Flue gas flow	kg/s	490,7	322,2

Tabella 2 – Prestazioni del ciclo combinato in diverse condizioni ambientali

5.4 Approvvigionamento materie prime e servizi

Le materie prime ed i servizi alla Sezione CCPP verranno approvvigionate come segue:

- Gas Naturale: rete di distribuzione del sito allacciata alla Rete SNAM (esistente da potenziare);
- Acqua Grezza: Rete di distribuzione interna al sito (esistente);
- Fuel Gas: Rete di distribuzione interna al sito (esistente);
- Fuel Oil: Rete di distribuzione interna al sito (esistente);
- Acqua servizi: Rete di distribuzione interna al sito (esistente);
- Acqua antincendio: Rete di distribuzione interna al sito (esistente);
- Acido Cloridrico: ATB;
- Soda: ATB.

6 Descrizione degli interventi

Per la realizzazione del progetto in esame è prevista l'installazione delle seguenti nuove apparecchiature necessarie alla misura e al pretrattamento del Gas Naturale in ingresso al ciclo combinato:

APPARECCHIATURA	DESCRIZIONE
Gruppo Di Misura Fiscale	Cabinet di cemento armato contenente un misuratore con un fondo scala idoneo alla portata di Gas Naturale necessaria al sito, posto in prossimità del punto di riconsegna SNAM ⁸ .
FGTS (Fuel Gas Treatment System)	
BafflePlate/Coalescer Vessel	Due filtri coalescenti con all'ingresso un separatore dotato di deflettore (uno in servizio, l'altro in stand-by).
Dew Point heaters	due scambiatori verticali (uno in servizio, l'altro in stand-by).
Pressure Reducing Station	due sistemi per la riduzione e regolazione della pressione del gas (uno in servizio, l'altro in stand-by).
CICLO COMBINATO	
CO Catalizer	Sistema catalitico per l'abbattimento del Monossido di carbonio, installato all'interno dell'HRSG.
Parti Interne della Turbina	Sostituzione ed adeguamento delle componenti della Turbina Alstom (modelloGT13E2 MBTU). Sostituzione ed adeguamento dei bruciatori (AEV Burners ad alta efficienza, 48 invece di 72). Installazione di un sistema di preriscaldamento dell'aria comburente per migliorare l'efficienza di combustione e ridurre gli inquinanti al Min Load. Installazione di un sistema di ventilazione della turbina per aumentare l'efficienza a bassi carichi.
SOTTOSTAZIONE ELETTRICA	
SSE	Modifiche della sottostazione per permettere la distribuzione di EE interna al sito.

Tabella 3 – apparecchiature di nuova installazione

⁸ Progettato secondo codice di progettazione REMI (Riduzione e Misura)

Si prevede inoltre l'installazione della tubazione di Gas Naturale da 10" in adeguamento all'attuale, che si svilupperà, completamente interrata e incamiciata in una tubazione con diametro 16", lungo un percorso di circa 500 m e collegherà il nuovo punto di riconsegna all'area dell'attuale gruppo di misura e riduzione (Planimetria in Allegato 2).

Nei paragrafi seguenti si riporta la descrizione delle apparecchiature e delle linee di nuova realizzazione.

6.1 Tubazione Gas Naturale

L'attuale collegamento alla rete SNAM non è sufficiente all'alimentazione della Sezione CCPP nella configurazione prevista dal progetto proposto. Si prevedono quindi due fasi di esercizio della Sezione CCPP dopo la realizzazione delle modifiche in progetto:

- 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 5.3) 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 allacciamento della Raffineria al Metanodotto della rete SNAM, a cura della stessa SNAM.

Di seguito si riporta uno schema semplificato del layout finale che riporta in colore rosso le modifiche necessarie al riavvio della Sezione di Cogenerazione (Fase 1), ed in verde la nuova linea Gas Naturale necessaria al funzionamento dell'Impianto nell'assetto di normale esercizio (Fase 2):

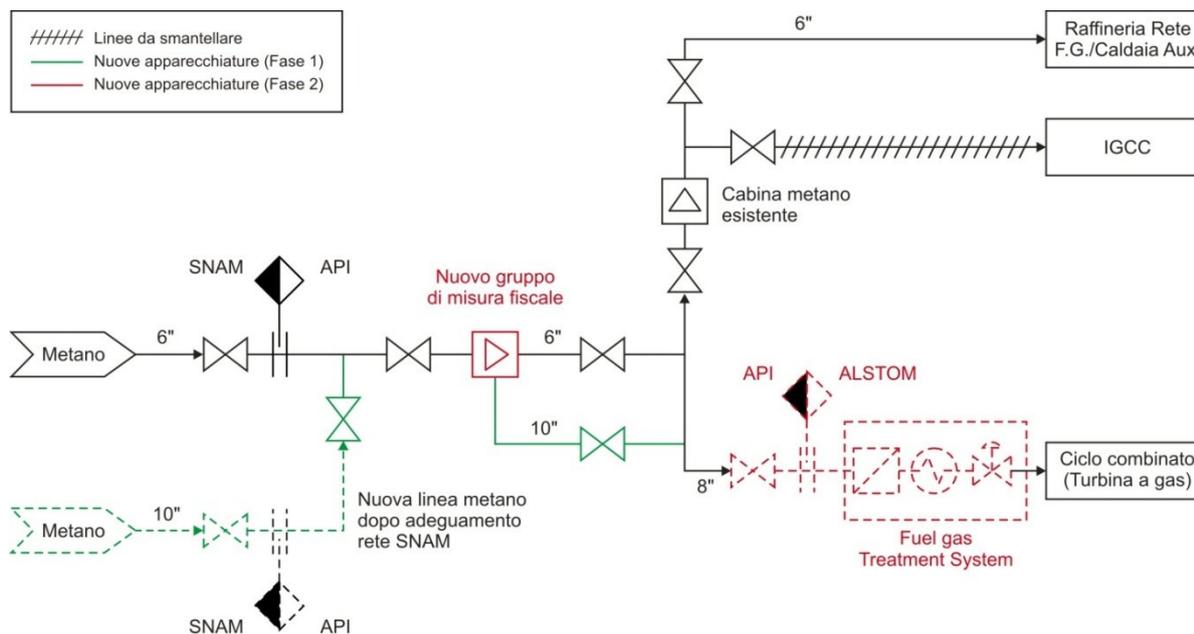


Figura 3 – Schema semplificato linee Gas Naturale

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 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 2. 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 CCPP.

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).

In Allegato 14 si riportano le sezioni tipiche della tubazione del Gas Naturale in progetto con il dettaglio della sezione di scavo della trincea di posa, e del ricoprimento previsto. Si riporta inoltre il dettaglio del cunicolo di attraversamento ferroviario previsto.

Nell'Allegato 7 si riporta il P&Id del sistema di alimentazione Gas Naturale al Sito Industriale.

In particolare la tubazione verrà dimensionata sulla base dei seguenti dati:

- Diametro Nominale: 10";
- Rivestimento: Tubo camicia 16" incatramato;
- Pressione esercizio: 55 barg;
- Pressione di progetto: 75 barg;
- Temperatura di esercizio: 5°C;
- Temperatura di progetto min/max: -10°C/95°C.

La Trincea di posa della condotta (Allegato 14) avrà le seguenti caratteristiche:

- Profondità minima di posa: 0,9 m (misurati dalla generatrice superiore della condotta);
- Letto di posa: Allettamento con materiale granulare sabbioso;
- Drenaggio: tubazione dotata di appositi sfiati (a norma D.M. 17/04/2008);
- Strutture di protezione: protezione meccanica con tubo camicia incatramato con diametro 16";
- Ricoprimento con materiale di rinterro;
- Pozzetti di intercettazione e controllo corrosione a norma D.M. 17/04/2008;

- L'attraversamento ferroviario, parallelo all'attuale, verrà realizzato seguendo gli standard già applicati ed approvati dalle RFI (Rete Ferroviaria Italiana), nella realizzazione dei vari attraversamenti ferroviari per i prodotti di Raffineria. In particolare l'attraversamento prevede una protezione ulteriore con tubo camicia da 24" e intercapedine di materiale cementizio idoneo a fornire la necessaria resistenza. (sezione di dettaglio in Allegato 14).

Le tubazioni costituenti la linea Gas Naturale avranno le seguenti caratteristiche:

- materiale: acciaio, di qualità rispondente a quanto prescritto dal D.M. 17 aprile 2008 (del tipo API 5L Gr. B o ASTM A 106, schedula STD);
- lunghezza media: 12 metri, i componenti saranno smussati e calibrati alle estremità per permettere la saldatura elettrica di "testa";
- Spessore: dimensionato in base ai dati di progetto previsti e precedentemente indicati, maggiorato in maniera opportuna in corrispondenza del parallelismo con la SS16, dell'attraversamento della linea ferroviaria BO-AN.

Il tubo camicia di rivestimento verrà realizzato con le seguenti caratteristiche:

- Diametro nominale: 16";
- Spessore minimo: 9 mm (dimensione da confermare in sede di ingegneria di dettaglio);
- Materiale: Carbon Steel.

La condotta DN 10"/16" sarà dotata di:

- rivestimento in vetroflex bitumato, lungo tutto il tratto interrato;
- protezione catodica a corrente impressa (per rendere il metallo della condotta elettricamente più negativo rispetto all'elettrolita circostante).

Lungo la condotta saranno previste i seguenti punti di intercettazione:

- in ingresso alla cabina di misura;
- in uscita dalla cabina di misura prima del rinterro;
- in corrispondenza della connessione con l'attuale tubo da 8" in prossimità della cabina di decompressione.

Saranno inoltre previsti sfiati e cartelli di segnalazione conformi a quanto prescritto nel D.M. 17 aprile 2008.

Le operazioni di cantiere necessarie alla posa del tratto di condotta sono descritte nel paragrafo 10.1.

6.2 Nuovo Gruppo di Misura Fiscale

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.

Il piping in ingresso e in uscita sarà conforme a quanto previsto dal codice di rete, prevederà in particolare l'installazione di una valvola MOV in ingresso azionata dal DCS del Sito in caso di emergenza, una valvola di intercetto manuale e un giunto dielettrico, e in uscita un ulteriore giunto dielettrico e un'altra valvola di intercetto.

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 Sm³/h, non sufficiente a garantire la fornitura di Gas Naturale alla Sezione CCPP in condizioni di massimo carico (56.000 Sm³/h) o della Raffineria con CCPP al minimo carico (51.000 Sm³/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.

In allegato si riportano i seguenti schemi di progetto del Gruppo di Misura fiscale:

- planimetria di dettaglio e sezioni (Allegato 11);
- P&Id dei due gruppi di misura connessi dal nuovo tratto di tubazione del Gas Naturale (Allegato 8).

Come da Codice di Progettazione Impianti REMI, il gruppo di misura verrà posizionato ad una distanza di circa 10-12 metri dal nuovo punto di riconsegna SNAM e sarà contenuto all'interno di un cabinato in cemento armato, prefabbricato, in accordo con quanto previsto dal D.M. del 17 aprile 2008.

Il cabinato avrà le seguenti caratteristiche tecniche:

- dimensioni esterne: 9.000 x 2.500 x 2.950 mm,
- peso complessivo: circa 35,7 t;
- pareti dello spessore di cm 15, pavimento incorporato alle pareti, tetto imbullonato e inghisato alle pareti;
- manufatto realizzato in C.A.V. reticolare con copertura di tipo leggero;
- sigillatura delle connessioni con sigillante edilizio.

Per il suo ancoraggio sarà realizzata una platea idonea alle caratteristiche sopra indicate, in magrone o ghiaione costipato, dell'altezza opportuna in relazione al posizionamento, nella parte di proprietà api posta tra il fiume Esino e la SS16 Adriatica, in accordo con il PAI (Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico).

Il Gruppo si misura avrà le seguenti caratteristiche:

- Pressione Monte: 70 – 32 barg;
- Pressione di progetto: 77 barg;
- Temperatura di progetto: -10 / +60°C;
- Portata media annuale prevista: compresa tra 40.000 Sm³/h e 56.000 Sm³/h;
- Portata media futura prevista: compresa tra 45.000 Sm³/h e 65.000 Sm³/h;
- Portata minima misurabile a 32 barg secondo UNI 9167: 1.030 Sm³/h;
- Portata minima misurabile a 70 barg secondo UNI 9167: 1.445 Sm³/h;
- Portata massima misurabile a 32 barg secondo UNI 9167: 85.714 Sm³/h;
- Portata massima misurabile a 70 barg secondo UNI 9167: 169.047 Sm³/h;
- Fluido: Gas Naturale.

6.3 Sistema FGTS (Fuel Gas Treatment System)

Nella nuova configurazione della Sezione CCPP previsto dal progetto il Gas Naturale verrà prelevato dalla rete SNAM ad una pressione mediamente pari a 55 barg, dopo una prima filtrazione e misura della portata nella cabina di misura fiscale sopra descritta, verrà pre-trattato in una particolare Sezione denominata Fuel Gas Treatment System (FGTS).

La nuova FGTS è composta dalle seguenti principali apparecchiature:

- due filtri coalescenti con all'ingresso un separatore dotato di deflettore (BafflePlate/Coalescer Vessel);
- due scambiatori verticali (Dew Point heaters);
- due sistemi per la riduzione e regolazione della pressione del gas (Pressure Reducing Station).

Il funzionamento delle apparecchiature è stato precedentemente descritto nel paragrafo 5.1. In allegato si riportano i seguenti schemi di progetto del FGTS:

- planimetria e vista (Allegato 12);
- P&Id (Allegato 9).

Le apparecchiature del sistema FGTS verranno progettate sulla base dei seguenti dati caratteristici del Gas Naturale proveniente dal Gruppo di Misura Fiscale:

- Pressione di progetto: 75 barg;
- Pressione di esercizio: 55 barg a monte della valvola di riduzione;
- Temperatura di progetto max: 95/50°C⁹;
- Temperatura di progetto min: -10°C.

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

6.4 Unità 9000: Turbina a gas

Al fine di adeguare l'alimentazione del ciclo combinato da Syngas a Gas Naturale sono necessarie alcune modifiche alla Turbina, alle apparecchiature di distribuzione e trattamento del gas e ad alcuni ausiliari.

La turbina a gas, modello GT13E2, dovrà essere riportata alla configurazione "standard" delle turbine a Metano Alstom e sarà necessario l'adeguamento del sistema di filtrazione e controllo del Gas Naturale.

La descrizione delle modifiche previste e del processo operato dall'Unità 9000 nel nuovo assetto sono riportate nel Paragrafo 5.1.

⁹ Norma REMI codice di rete SNAM, Capitolo 2.

6.5 Unità 9100: HRSG

Il progetto prevederà l'installazione di un sistema catalitico per il controllo delle emissioni di Monossido di Carbonio (CO) a basso carico, in serie al già presente sistema DeNOx. L'apparecchiatura prevista consisterà in alcuni pannelli con struttura in AISI, corrugata e ricoperta da uno strato di allumina a sua volta impregnata di platino. I "fogli" catalitici così composti sono piegati e inseriti in una struttura di acciaio a formare moduli di 92 mm di spessore. Due di questi moduli hanno 4 sonde per test.

6.6 Sottostazione elettrica

Il presente progetto 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 M.ma, 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, questa, che dovrà essere modificata con il presente progetto.

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 della 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.

Gli schemi unifilari attuale e futuro vengono riportati in Allegato 15; la modifica 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.

7 Organizzazione di esercizio, manutenzione e HSE

La gestione e la manutenzione dell'attuale Impianto IGCC è affidata da api energia ad api raffineria, che utilizza il proprio personale all'interno dell'attuale Sezione di gassificazione.

A sua volta api Raffineria ha affidato la gestione e la manutenzione della Sezione CCPP alla società Alstom Power O&M Ltd. (costruttore e fornitore delle principali apparecchiature), le cui attività sono regolate da un apposito contratto di "Operation and Maintenance".

La struttura organizzativa di sito di quest'ultima società prevede un Capo Centrale da cui dipendono i responsabili delle seguenti aree tecnico/amministrative:

- Operativo, ovvero il gruppo di operatori di campo e di sala controllo, oltre al supporto tecnico e di processo;
- Manutenzione, con gli specialisti delle varie discipline (meccanica, elettrica, Strumentazione e controllo) e dell'ingegneria di manutenzione, che si occupa anche della pianificazione delle attività manutentive;
- Amministrazione (contabilità, controllo costi, gestione magazzino, etc.).

La funzione Qualità, Ambiente, Salute e Sicurezza, infine, opera in staff al Capo Centrale.

L'intera struttura, a seguito della conversione a Gas Naturale della turbina a gas, potrà essere riorganizzata ed integrata da nuove funzioni di staff per la gestione di tutti gli aspetti commerciali legati alla vendita di energia elettrica, mentre il contratto di O&M attualmente in vigore sarà aggiornato.

8 Sicurezza dell’Impianto e tutela ambientale

8.1 Principi di sicurezza, protezione e tutela ambientale

L’Impianto IGCC è gestito in conformità ai più elevati standard di qualità ambientale sin dal 2002, anno in cui il gestore, api raffineria di ancona SpA, ha ottenuto la certificazione ISO 14001. Oggi tutte le società a diverso titolo coinvolte nella gestione dell’Impianto IGCC (api energia in qualità di Owner, api raffineria in qualità di gestore ed Alstom Power in qualità di titolare del contratto di Operations and Maintenance della Sezione CCPP) sono dotate di analoga certificazione rilasciata da un primario ente di certificazione accreditato a livello internazionale.

La Raffineria, inoltre, è dotata di un Sistema di Gestione della Salute e Sicurezza, certificato in conformità alla norma OHSAS 18001, che definisce l’organizzazione della Raffineria ai fini della prevenzione della salute dei lavoratori e dell’attuazione della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti. Il sistema è stato sviluppato conformemente alla politica per la salute, la sicurezza, l’ambiente e la prevenzione degli incidenti rilevanti di api definita nel “Manuale del Sistema di Gestione Salute, Sicurezza e Ambiente”.

I contenuti del suddetto Manuale includono, tra l’altro, i seguenti aspetti:

- Politiche;
- Programmi ed obiettivi;
- Organizzazione;
- Prescrizioni legali ed altre;
- Informazione, formazione ed addestramento;
- Dispositivi di protezione individuale;
- Controllo operativo;
- Controllo delle modifiche;
- Permessi di lavoro;
- Approvvigionamenti e Contrattori (Sistema di Gestione degli Appaltatori);

- Manutenzione;
- Ispezioni;
- Sorveglianze e misurazioni (Dispositivi critici di controllo – parametri operativi);
- Preparazione alle emergenze e risposte;
- Non conformità ed azioni correttive;
- Verifiche interne.

8.2 Strumentazione e sistema di controllo, rilevazione e blocco (DCS)

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

Il progetto di conversione della 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.

Il sistema DCS ed i sistemi di rilevazione e blocco sono descritti dettagliatamente nell'Allegato 17.

8.3 Organizzazione delle attività di ispezione, controllo e manutenzione

Il Sito Industriale di Falconara M.ma gestisce le attività di manutenzione meccanica elettrica e strumentale, attraverso vari programmi di intervento. Questi si differenziano in piani pluriennali/annuali e settimanali/giornalieri.

I piani pluriennali ed annuali sono i piani:

- di fermata;
- di grossi interventi straordinari;
- di manutenzione preventiva;
- di analisi predittiva e di ispezione.

La pianificazione degli interventi di attività particolari quali:

- la fermata generale impianti,
- le manutenzioni straordinarie,

sono tipicamente dei piani pluriennali, messi a punto nel dettaglio annualmente in funzione dei rapporti ispettivi, delle scadenze di legge, dalle verifiche e dalle proposte dell'analisi operativa e dalle richieste operative.

Per quanto riguarda le manutenzioni generali impianti è opportuno evidenziare che gli impianti vengono fermati tutti gli anni per effettuare gli interventi di manutenzione generale necessari. Questa frequenza è superiore a quella usata da altre raffinerie, che generalmente effettuano le fermate delle varie Unità a rotazione, ciascuna ogni 4÷5 anni.

Per quanto riguarda invece:

- i piani di manutenzione preventiva,
- di analisi predittiva o di ispezione,

anche questi sono tipicamente dei piani pluriennali messi a punto con l'ausilio dell'ingegneria di manutenzione e dell'ispezione.

Nei piani di monitoraggio del sito verrà incluso la Sezione CCPP oggetto di modifica e le nuove apparecchiature di cui è prevista l'installazione.

9 Fattori/prestazioni ambientali in fase di esercizio

9.1 Analisi dell'efficienza energetica

In questo paragrafo verrà illustrato il calcolo effettuato sull'efficienza energetica prevista per il nuovo Impianto.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'Allegato 16 in cui si riporta il calcolo dell'efficienza dell'Impianto attuale e della Sezione CCPP dopo la conversione.

L'attuale Impianto IGCC ha il compito di utilizzare il residuo pesante proveniente dalla Raffineria per produrre energia elettrica e vapore d'acqua. Il funzionamento dell'Impianto si basa sul processo di gassificazione del residuo mediante reazione sub stechiometrica con ossigeno per formare un gas di sintesi (Syngas) bruciato in turbina e sfruttato per produrre vapore ed energia elettrica.

Nella figura seguente viene riportato lo schema con rappresentati i flussi energetici in ingresso e in uscita dall'Impianto IGCC.

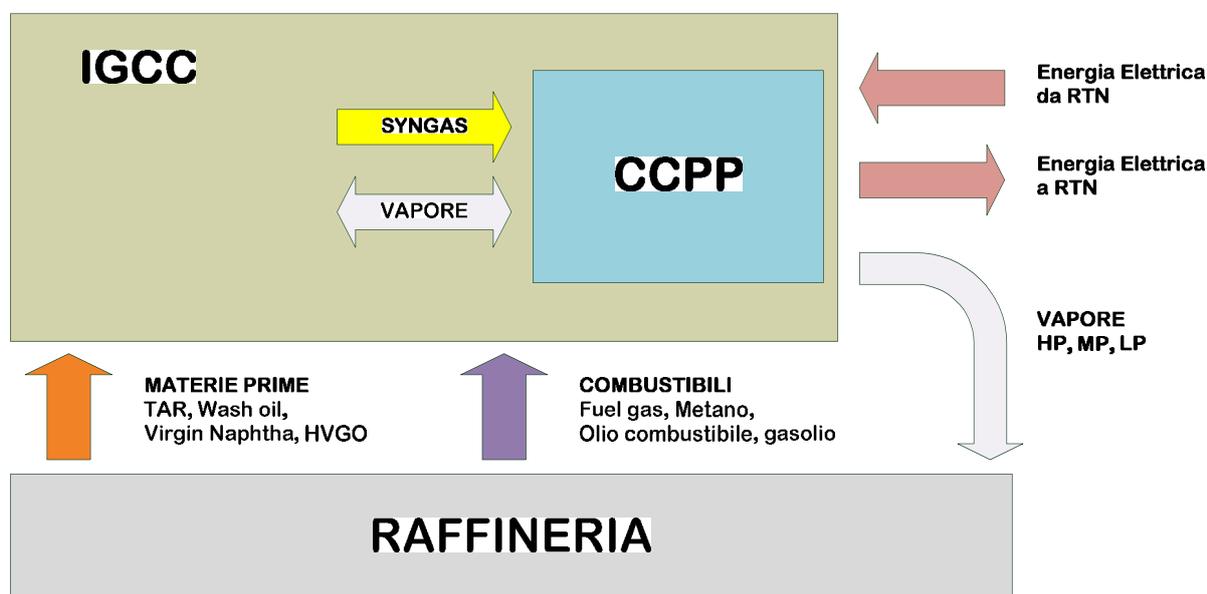


Figura 4 –Schema semplificato con flussi in ingresso/uscita dall'IGCC

Il processo di gassificazione è fortemente energivoro in quanto ha bisogno di energia elettrica per il funzionamento dell'Unità di Frazionamento Aria per la produzione di Ossigeno ad alta pressione, e di vapore per il processo di gassificazione vero e proprio.

Con la conversione a Gas Naturale della turbina gas tutte le sezioni a monte della centrale elettrica (Unità di gassificazione, frazionamento aria, trattamento e pulizia gas, recupero zolfo, depurazione acqua grigia) verranno messe fuori esercizio.

La nuova configurazione impiantistica può essere rappresentata con lo schema riportato nella figura seguente.

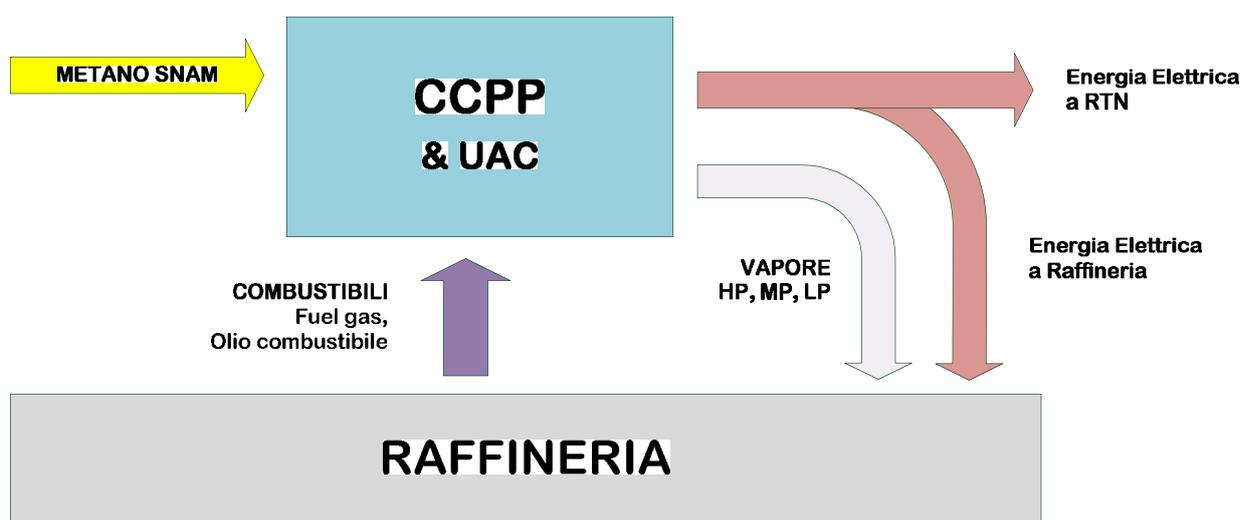


Figura 5 -Schema semplificato con flussi in ingresso/uscita dal CCPP

L'efficienza globale dell'Impianto, calcolata come rapporto tra i flussi energetici in ingresso ed in uscita nelle due rispettive configurazioni impiantistiche, risulta migliore nel futuro assetto impiantistico con la CCPP alimentata direttamente a Gas Naturale.

Nel dettaglio nel calcolo dell'efficienza dell'Impianto convertito sono stati considerati i seguenti flussi di energia:

Flussi in ingresso	Flussi in uscita
COMBUSTIBILI	PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA
Gas Naturale Turbina a Gas ($T_{amb} = 20^{\circ}\text{C}$)	E.E. prodotta dalla Turbina a Gas
	E.E. prodotta dalla Turbina a Vapore
MATERIE PRIME COMBUSTIBILI	PRODUZIONE ENERGIA TERMICA
Fuel Gas	Vapore HP a Raffineria
CONSUMO ENERGIA ELETTRICA	Vapore MP a Raffineria
E.E. a CCPP	Vapore LP a Raffineria
E.E. a UAC	

Tabella 4 – Flussi di massa in ingresso e in uscita dalla Sezione CCPP

La quantificazione dei flussi sopraelencati è rappresentata nello schema a blocchi riportato in Allegato 4.

Nel calcolo dell'efficienza della CCPP dopo la conversione a Gas Naturale sono stati presi in considerazione i dati preliminari di progetto. Si è inoltre considerato un assetto (definito "assetto normale") descritto nel paragrafo 5.3.

L'Efficienza globale della Sezione CCPP dopo la conversione a Gas Naturale, nel assetto di carico previsto sarà pari al 51,83 %.

Considerando un funzionamento alla massima capacità produttiva si prevede il raggiungimento di un'efficienza globale del 54,21 %.

In entrambi i casi si prevede un aumento significativo dell'efficienza dell'Impianto a valle della modifica prevista dal presente progetto.

9.2 Emissioni gassose

Nell'attuale Impianto CCPP 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).

Le modifiche in progetto all'Impianto comporteranno la modifica delle emissioni del camino E26A per cui si prevede:

- la riduzione delle emissioni di Ossidi di Zolfo e di Ossidi di Azoto dovute alla modifica del combustibile utilizzato;
- la riduzione delle emissioni di CO grazie all'installazione del CO Catalyzer all'interno dell'HRSG;
- modifica delle portate fumi in funzione del regime di carico previsto per il nuovo assetto della Sezione CCPP (Rif. Paragrafo 6.3).

Agli altri camini si prevedono le seguenti variazioni:

- 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.

Nella tabella seguente si riportano le caratteristiche emissive previste per i due camini che resteranno asserviti alla Sezione CCPP.

Camino	Carico	Portata fumi (Nm ³ /h)	Inquinanti	Concentrazione (mg/Nm ³ @15%O ₂)
E26A (HRSG)	Base Load	1.359.729	NO _x	51
			SO ₂	10,2
			CO	1
			Polveri	1
			NH ₃	5
	Min Load	660.311	NO _x	65
			SO ₂	8,4
			CO	50
			Polveri	4
			NH ₃	5
E26B (ASG)	Minimo tecnico	146.880	NO _x	65
			SO ₂	2
			CO	17
			Polveri	0,3

Tabella 5 – Caratteristiche previste per i camini

La posizione dei camini è riportata nella planimetria in Allegato 18.

La realizzazione della modifica in progetto porterà una riduzione significativa delle emissioni dei principali inquinanti, in particolare gli ossidi di zolfo e gli ossidi di azoto, oltre alla messa fuori esercizio del camino E26C.

9.3 Emissioni climalteranti

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 (CO₂) ai sensi del D.Lgs. 216/06 con autorizzazione n. 562.

Le fonti di CO₂ presenti all'interno dell'Impianto IGCC sono le seguenti:

- 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).

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 CO₂ che saranno presenti anche nell'assetto futuro sono le seguenti:

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

Nella tabella seguente si riportano le emissioni previste per le due fonti di CO₂ della Sezione CCPP nella nuova configurazione.

Fonte	Flussi di massa CO ₂ (t/anno)
GT - Gas Turbine	486.841
ASG - Auxiliary Steam Generator	78.188

Tabella 6 – Confronto delle emissioni di CO₂ nei due assetti

La posizione delle fonti di biossido di Carbonio è indicata nell'Allegato 18.

Nell'assetto futuro, risulterà ridotta la quantità di CO₂ prodotta dall'Impianto. La riduzione è legata all'azzeramento delle emissioni climalteranti dalla Sezione SMPP, alla modifica del combustibile utilizzato e all'assetto di carico previsto per la Sezione CCPP.

9.4 Effluenti liquidi

Nell'attuale Impianto IGCC si utilizzano i seguenti punti di scarico:

- 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 m³/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 m³/h.

Nella realizzazione degli interventi in progetto per gli scarichi idrici si avrà il seguente assetto:

- 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 alla Sezione SMPP) verrà messo fuori esercizio.

Nella tabella seguente vengono indicate le portate effluenti previste per la Sezione CCPP dopo la conversione, quantificate alla capacità produttiva massima e considerando l'assetto di normale esercizio previsto.

Punto di scarico	Portate (m ³ /h)	
	Normale esercizio	Capacità produttiva
SF-IGCC1	36.000	36.000
SF-IGCC2	50 ¹⁰	50

Tabella 7 – Scarichi idrici

Nel rispetto delle prescrizioni previste per gli scarichi idrici si prevede un dosaggio di Ipoclorito di Sodio tale da garantire una concentrazione massima annuale di cloro attivo libero (Cl₂) allo scarico SF-IGCC1 pari a 0,15 mg/l.

La posizione dei punti di scarico è riportata nella planimetria in Allegato 19.

Nell'assetto futuro, risulta ridotta la portata totale degli scarichi idrici grazie all'azzeramento delle portate effluenti dallo scarico SF-IGCC3. Non si prevede invece una modifica sostanziale delle portate effluenti dagli scarichi SF-IGCC1 e SF-IGCC2;

¹⁰ È attesa una riduzione non esattamente quantificabile a questo livello di dettaglio.

9.5 Produzione rifiuti

Durante l'esercizio dell'Impianto, o periodicamente a causa dell'ordinaria manutenzione delle apparecchiature, è prevista la produzione delle seguenti quantità di rifiuti (basata su dati storici degli ultimi anni e rappresentativi di una stima cautelativa):

Descrizione	Produzione media annua (kg/anno)
Cartucce filtranti GT - Prefiltri aria	2.000
Lana di roccia (coibentazione HRSG)	1.840
Soluzione e fanghi rigenerazione resine demi	12.400
Soluzione acquosa pulizia dei serbatoi Soda dell'Unità Demi (manutenzione ordinaria ogni 5 anni)	2.000
Soluzione acquosa pulizia dei serbatoi Acido Cloridrico dell'Unità Demi (manutenzione ordinaria ogni 5 anni)	2.000
Rifiuti solidi da filtrazione acqua di mare	3.030
Catalizzatori DeNOx	5.000

Tabella 8 – Rifiuti prodotti

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.

Nella nuova configurazione la Sezione CCPP produrrà le seguenti categorie di rifiuti legati a particolari operazioni di manutenzione straordinaria delle apparecchiature, e quindi di difficile quantificazione:

- olio esausto tipo AGIP ARNICA S da ST;
- olio esausto GT (Lube oil GT);
- imballaggi in legno;
- rottami ferrosi;

- rifiuti misti da demolizioni;
- terre da scavo.

I rifiuti prodotti verranno tutti gestiti tramite depositi temporanei e successivo conferimento a impianti di trattamento e smaltimento in accordo con la normativa vigente.

Il progetto proposto porterà all'eliminazione totale di alcune categorie di rifiuto prodotte dall'attuale Impianto IGCC mentre le quantità di rifiuto prodotte dalla Sezione CCPP resteranno sostanzialmente invariate rispetto all'attuale configurazione.

9.6 Sorgenti di emissioni sonore

L'intervento in progetto prevede l'inserimento delle seguenti nuove fonti di rumore legate alle nuove apparecchiature necessarie alla conversione del ciclo combinato a Gas Naturale:

- Unità di trattamento Gas Naturale in ingresso:
 - 2 coalescer;
 - 2 dewpointheater;
- Unità di misura fiscale del Gas Naturale in ingresso.

Contestualmente il progetto proposto prevede la messa fuori servizio delle seguenti sorgenti di rumore legate alle Unità dell'attuale Sezione SMPP:

- 7450 Storage (Serbatoi stoccaggio carica IGCC);
- 7470 Biofuel co-gasification System (Sistema di iniezione biofuel via terra);
- 7800 SMPP Steam and Condensate (Rete vapore, Recupero condense, Blow down SMPP);
- 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/solvent regeneration (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);
- 7300 Water Flushing System (Sistema acqua di flussaggio strumenti);
- 8050 Nitrogen Pressurization System (Sistema di pressurizzazione Azoto);
- 9500 Oily/Clean drains system (Sistema drenaggi);
- 9700 Slop system (Rete raccolta slop).

L'intervento in progetto permetterà di ridurre i livelli di pressione sonora interni ed esterni all'Impianto grazie all'eliminazione delle sopracitate sorgenti di rumore.

9.7 Consumi di risorse (materie prime, ausiliarie e servizi)

Con la realizzazione del presente progetto si prevede la cessazione dei consumi relativi alla Sezione di gassificazione SMPP ed una conversione delle materie prime in ingresso all'Impianto.

In particolare la Sezione CCPP oggetto delle modifiche previste non verrà più alimentata con Syngas (Prodotto dalla gassificazione degli idrocarburi pesanti), ma con Gas Naturale prelevato dalla rete SNAM.

Si prevedono quindi le seguenti modifiche:

- la messa fuori servizio della Sezione SMPP e quindi la cessazione dei consumi relativi alla gassificazione dei residui di Raffineria;
- l'aumento della fornitura di Gas Naturale in sostituzione del Syngas per l'alimentazione della GT: sarà infatti necessario l'adeguamento dell'allaccio alla rete del Gas Naturale;
- la cessazione nell'utilizzo del gasolio necessario all'avviamento della turbina a gas, che non risulterà più necessario.

Nella configurazione prevista per la Sezione CCPP si prevedono i seguenti consumi annui, calcolati considerando l'assetto di "Normale esercizio" previsto ed il funzionamento continuativo alla capacità produttiva.

Combustibile/materia prima	Consumo (t/a)	
	Normale esercizio	Capacità produttiva
Fuel Gas	20.962	26.552
Olio combustibile ATZ alla caldaia ausiliaria	0 (*)	0 (*)
Gas Naturale turbina a gas (**)	178.423	279.878

Tabella 9 – Consumi di combustibile e materie prime

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

(**) Consumo stimato prevedendo una temperatura ambiente media di 20°C.

Per la Sezione CCPP modificato si prevedono inoltre i seguenti consumi di energia elettrica necessari al funzionamento delle linee e delle apparecchiature presenti.

Descrizione	Energia elettrica consumata(MWh)	
	Normale esercizio	Capacità produttiva
Produzione Energia	46.736	46.736
Servizi ausiliari	3.182	3.182
Totale	49.918	49.918

Tabella 10 – Consumi elettrici

Nella nuova configurazione si prevede l'annullamento dei consumi interni all'Impianto di energia termica sotto forma di vapore. La messa fuori servizio della Sezione SMPP porterà infatti ad una sostanziale riduzione del consumo energetico dell'Impianto.

9.8 Produzione

A fronte dei consumi sopra riportati si prevede la produzione annua delle seguenti quantità di energia termica ed elettrica.

Tipologia	Produzione (MWh/anno)	
	Normale esercizio	Capacità produttiva
Energia termica prodotta		
Vapore da caldaia a recupero	1.660.450	2.295.470
Vapore da caldaia a ausiliaria	288.204	367.594
Energia elettrica prodotta		
Prodotta dalla turbina a gas	651.580	1.297.654
Prodotta dalla turbina a vapore	447.698	667.979

Tabella 11 - Energia prodotta

Nella seguente tabella si riportano i quantitativi di energia termica fornita al Sito Industriale ai diversi livelli di pressione richiesti.

Tipologia	Consumo (MWh/anno)	
	Normale esercizio	Capacità produttiva
Energia termica utilizzata		
Vapore HP a Raffineria	79.912	79.912
Vapore MP a Raffineria	204.164	204.164
Vapore LP a Raffineria	68.335	68.335

Tabella 12 – Energia termica consumata dal sito

Nel funzionamento dell’Impianto IGCC modificato non si prevedono modifiche sostanziali dei consumi idrici. Le portate previste sono riportate in tabella suddivise in base alla fonte di approvvigionamento e all’Unità della Sezione CCPP alimentata.

CONSUMO DELLE RISORSE IDRICHE				
Approvvigionamento	Unità di utilizzo	Utilizzo	Consumo (m ³ /anno)	
			Normale esercizio	Capacità produttiva
Acqua grezza in ingresso al demineralizzatore, (fornita dalla Raffineria)	Unità demi	Industriale di processo	1.226.400	2.277.600
Mare Adriatico	Sistema di raffreddamento ad acqua mare	Industriale raffreddamento	312.070.000	315.360.000

Tabella 13 – Consumi di risorse idriche

9.9 Traffico

Il traffico legato all'esercizio dell'Impianto sarà sostanzialmente derivante dalla movimentazione di materiali ausiliari e rifiuti prodotti, movimentati tramite automezzi pesanti.

Si prevede la riduzione del traffico legato alla Sezione SMPP. La quantificazione non è però prevedibile in quanto dipenderà dal regime di funzionamento delle Unità dell'Impianto.

Il traffico generato sarà comunque trascurabile rispetto a quello provocato dalle attività di Raffineria.

9.10 Uso del suolo e Impatto visivo

Il progetto proposto non prevede l'occupazione di suolo o la realizzazione di interventi all'esterno della proprietà api di Falconara M.ma.

In un'area di proprietà, esterna al Sito Industriale, si procederà alla realizzazione della platea ospitante la nuova cabina di misura del Gas Naturale.

All'interno del Sito Industriale si prevede l'installazione sulla platea già esistente in corrispondenza del TK8301, in un'area circondata da strutture con un maggiore sviluppo in altezza, delle apparecchiature della FGTS (Fuel Gas Treatment Station) caratterizzate dai seguenti dati plano-volumetrici:

- volumetria: circa 15 m³;
- altezza max: 7 m;
- superficie occupata: circa 370 m².

Il resto delle modifiche saranno confinate all'interno del GT Building, dell'HRSG, e del sistema di filtrazione e preriscaldamento dell'aria, quindi non avranno alcun impatto visivo.

10 Attività di cantiere

Scopo del presente capitolo è quello di fornire una descrizione delle operazioni di cantiere previste per la realizzazione del progetto proposto. In particolare verranno descritte le modalità di realizzazione dei principali interventi quali:

- realizzazione della linea Gas Naturale interna alla proprietà api;
- installazione dell'Unità FGTS e del Gruppo di Misura Fiscale;
- modifiche impiantistiche in area CCPP e alla sottostazione elettrica del Sito.

10.1 Tubazione Gas Naturale

Come illustrato nei capitoli precedenti il progetto prevede la posa di una tubazione DN 10" della lunghezza di circa 500 m che collegherà il nuovo punto di riconsegna SNAM, posto lungo il perimetro esterno nell'area di proprietà api compresa tra il fiume Esino e la SS16 (fuori dal recinto fiscale), alla tubazione da 8" già presente all'interno del cunicolo posizionato in area Impianto, tra l'Unità 3600 e l'Unità 2500 (Rif. Allegato 2). In Allegato 13 si riportano le planimetrie preliminari di dettaglio delle fasi di allaccio della tubazione alla cabina di misura fiscale.

Per la descrizione delle caratteristiche della condotta si rimanda al paragrafo 6.1.

Si riporta di seguito la descrizione delle principali operazioni previste:

Approvvigionamento

L'approvvigionamento delle componenti della condotta avverrà via terra. Non è previsto l'utilizzo di trasporti eccezionali.

Le componenti verranno stoccate in apposite piazzole di stoccaggio all'interno del sito (Rif. Allegato 21).

Sfilamento dei tubi lungo la fascia di lavoro

Lo sviluppo del tubo è completamente interrato, eccezion fatta per le connessioni fuori terra in ingresso e uscita alla nuova cabina di misura (Rif. planimetrie e sezioni di dettaglio in Allegato 11).

L'attività di sfilamento consisterà nel trasporto dei tubi dalle piazzole di stoccaggio e nel loro posizionamento lungo la fascia di lavoro, predisponendoli testa a testa per la fase di saldatura.

Le fasi di tale attività saranno opportunamente programmate per non impattare con le attività dell'esitazione dei prodotti finiti dalle pensiline di carico del Deposito Nazionale.

Per queste operazioni verranno utilizzati trattori posatubi e/o mezzi cingolati adatti al trasporto dei tubi.

Saldatura in linea

Come visibile nell'Allegato 14 la tubazione in oggetto è costituito da una condotta in Carbon Steel del diametro di 10" a sua volta protetta da un tubo camicia di 16" incatramato, che funge da protezione meccanica (ai sensi del D.M. 17 aprile 2008).

I tubi saranno collegati mediante saldatura ad arco elettrico.

L'accoppiamento sarà eseguito mediante l'accostamento di testa di due tubi alla volta fino all'attraversamento ferroviario.

Le attività si svilupperanno in maniera tale da posare e saldare, in maniera alternata, prima il tubo camicia da 10", preventivamente dotato di collari distanziatori per facilitare le operazioni di inserimento, e poi il tubo camicia da 16".

Controlli non distruttivi delle saldature

Le saldature saranno tutte sottoposte a controlli non distruttivi (CND) mediante l'utilizzo di tecniche radiografiche ed ad ultrasuoni.

Scavo della trincea

Lo scavo destinato ad accogliere la condotta sarà aperto con l'utilizzo di macchine escavatrici adatte alle caratteristiche morfologiche e litologiche del terreno attraversato. Il materiale di risulta dello scavo verrà depositato lateralmente allo scavo stesso, lungo la fascia di lavoro, per essere riutilizzato in fase di rinterro della condotta, se possibile e previo adeguata caratterizzazione.

Rivestimento dei giunti

Al fine di realizzare la continuità del rivestimento in vetroflex bitumato, costituente la protezione passiva della condotta, si procederà a rivestire i giunti di saldatura con apposite fasce termo-restringenti.

Prima della posa della condotta nello scavo, l'integrità del rivestimento della condotta sarà interamente controllato con l'utilizzo di una apposita apparecchiatura a scintillio (holiday detector) e, se necessario, saranno eseguite le riparazioni con l'applicazione di mastice e pezze protettive.

Modalità di posa e rinterro della condotta

Ultimata la verifica della perfetta integrità del rivestimento, il tubo verrà posato nello scavo con l'impiego di trattori posatubi (sideboom).

Nel caso in cui nel fondo dello scavo siano presenti asperità tali da poter compromettere l'integrità del rivestimento, sarà realizzato un letto di posa con materiale sciolto opportunamente vagliato (sabbia).

La condotta posata sarà ricoperta con il materiale di risulta accantonato lungo la fascia di lavoro all'atto dello scavo della trincea.

Le operazioni saranno condotte in due fasi per consentire, a rinterro parziale, la posa del nastro di avvertimento, utile per segnalare la presenza della condotta in gas.

Modalità di realizzazione attraversamento ferroviario (tubo di protezione)

In corrispondenza dell'attraversamento ferroviario la messa in opera del tubo di protezione esterno da 30" o 24" (dimensione da valutare in sede di progetto di dettaglio), al cui interno si inserirà poi il tubo in tubo 10"/16", comporta le seguenti operazioni:

- scavo del pozzo di spinta (lungo almeno 9 metri e profondo almeno 2,5 m);
- impostazione dei macchinari e verifiche topografiche;
- esecuzione della trivellazione mediante l'avanzamento del tubo di protezione, spinto da martinetti idraulici, al cui interno agisce solidale la trivella dotata di coclee per lo smarino del materiale di scavo.

Contemporaneamente alla messa in opera del tubo di protezione, si procederà, fuori opera, alla preparazione del cosiddetto "sigaro". Questo è costituito dal tubo di linea a spessore maggiorato, a cui si applicano alcuni collari distanziatori che facilitano le operazioni di inserimento e garantiscono nel tempo un adeguato isolamento elettrico della condotta.

Il "sigaro" verrà poi inserito nel tubo di protezione e collegato alla linea.

Elementi in linea

Nella realizzazione e nella posa della condotta verranno inseriti i punti di intercettazione previsti:

- in ingresso alla cabina di misura;
- in uscita alla cabina di misura prima del rinterro;
- in corrispondenza della connessione con l'attuale tubo da 8" in prossimità della cabina di decompressione.

Modalità di collaudo

A condotta completamente posata e collegata si procederà all'esecuzione dei collaudi idraulici che saranno eseguiti riempiendo la tubazione di acqua e pressurizzandola ad almeno 1,5 volte la pressione massima di esercizio, per una durata di 48 ore (per motivi tecnici la pressione di collaudo standard viene generalmente assunta pari a 1,5 volte la pressione massima di esercizio).

Queste attività sono, normalmente, svolte suddividendo la linea per tronchi di collaudo: nel progetto proposto il tronco coincide con l'intera tubazione.

Ad esito positivo del collaudo idraulico si procederà allo svuotamento della linea ed alla sua essiccazione.

Nell'Allegato 14 si riportano le sezioni principali della tubazione del Gas Naturale.

10.2 Cabina di Misura Fiscale

Il progetto prevede l'installazione di un nuovo Gruppo di Misura Fiscale idoneo a misurare l'aumentata portata di Gas Naturale erogato al sito.

Per la descrizione delle caratteristiche della gruppo di misura si rimanda al paragrafo 6.2.

In allegato si riportano:

- planimetria e sezioni (Allegato 11);
- P&Id (Allegato 8).

Si riporta di seguito la descrizione delle principali operazioni di cantiere previste.

Modalità di approvvigionamento componenti

Il gruppo di misura comprensivo del cabinato esterno verrà posizionato sulla platea preparata all'uopo ed ivi ancorato (non è quindi previsto l'assemblaggio delle componenti in cantiere).

Modalità assemblaggio

La movimentazione e la posa del manufatto verranno realizzate mediante una autogru di idonea portata, con l'ausilio di 4 funi d'acciaio e relativi spinotti inseribili nelle sedi ricavate nel pavimento della struttura.

Modalità di allaccio

La nuova cabina di misura ed il relativo piping verranno collegate in ingresso ed uscita rispettivamente:

- al nuovo punto di riconsegna SNAM;
- alla tubazione da 10" che alimenterà il sito industriale.

L'interconnecting è evidenziato negli allegati ed è conforme a quanto previsto dalle norme di progettazione degli impianti REMI.

La strumentazione dell'impianto sarà tutta cablata e i relativi segnali trasmessi in sala controllo per l'opportuno monitoraggio.

Impianto elettrico a servizio del manufatto

Nel locale di filtraggio e misura si prevede una protezione Eex-i per ogni componente elettrico in esso installato. La zona computer-misure avrà grado di protezione IP 55 (stagno).

L'impianto elettrico sarà così composto:

- per la zona di filtraggio e misura n. 1 punto luce dotato di lampada ad incandescenza da 200 W;
- per la zona calcolatori-misura avremo n. 1 punto luce costituito da plafoniera 1x36W - IP 55;
- all'esterno del manufatto verranno installati n. 2 punti luce con lampada a basso consumo di energia, tipo neon SL25W;
- All'interno della zona calcolatori-misura verrà installato n. 1 quadro elettrico con cablate all'interno le seguenti apparecchiature :
 - n. 1 interruttore generale differenziale magneto-termico;
 - n. 1 interruttore crepuscolare per le luci esterne;
 - n. 1 interruttore luci interne.

Nello stesso locale sarà installata la presa di corrente tipo CEE interbloccata con fusibili 220V-16A. I cavi elettrici utilizzati per l'esecuzione dell'impianto saranno del tipo no7vk (antifiamma), ed avranno le seguenti sezioni: 3 x 4 mm² per il collegamento della presa, 3 x 2,5 mm² per il cablaggio dei punti luce.

Le connessioni equipotenziale per le parti metalliche del manufatto (porte, griglie, telai etc.) saranno realizzate con calza intrecciata o con corda in rame sezione minima 16 mm² e relativi capicorda.

Tubazioni

Le tubazioni dell'impianto saranno realizzate in acciaio senza saldature, aventi dimensioni in accordo alle ANSI B36.10, materiale API 5L Gr.B o ASTM A 106, schedula STD.

Flange

Le connessioni saranno realizzate con flange forgiate in acciaio di tipo welding neck RF (materiale ASTM A105).

La classe di pressione adottata per la stazione in oggetto sarà ANSI 300 o 600 (a monte è ANSI 150 / PN 16).

Accessori a saldare

Gli accessori a saldare saranno in accordo alla norma ANSI B16.9, in materiale ASTM A 234 WPB o equivalente.

Gli accessori filettati saranno in accordo allo standard API con filettature NPT o GAS, in materiale ASTM A 105 o equivalente.

Saldature

Le specifiche delle procedure di saldatura saranno in accordo alle normative EN 15609 o ASME Sez. IX.

Le qualifiche dei saldatori saranno in accordo alle normative EN 287-1 o ASME Sez. IX.

Viteria/Tiranteria e guarnizioni

Saranno utilizzate viti in accordo alle normative UNI 5737/5739 e dadi zincati a caldo in accordo alla normative UNI 5587.

Verranno utilizzate guarnizioni in Centellen (fibra di aramide e NBR).

Le tenuta delle connessioni filettate sarà realizzata con nastro Teflon.

Modalità di collaudo

Come previsto dalle normative vigenti, il 20% delle saldatura di testa del tratto AP sarà controllato tramite Raggi Gamma in accordo alla normativa EN 1435 con accettabilità in accordo a EN 12517-1 Livello 2.

Tutti i componenti della stazione saranno testati attraverso prova idraulica secondo i seguenti parametri:

- 1,5 volte la MOP per le sezioni di impianto con $MOP > 12$ bar;
- 18 bar per le sezioni di impianto con $5 \text{ bar} < MOP \leq 12$ bar;
- 7,5 bar per le sezioni di impianto con $1,5 \text{ bar} < MOP \leq 5$ bar.

La stazione assemblata sarà testata attraverso prova pneumatica e successivamente inserita lungo il circuito del gas.

Ogni apparecchiatura della stazione sarà sottoposta a test funzionale, alla presenza dell'ufficiale metrico e dei tecnici SNAM RETE GAS.

Verniciatura

La cabina verrà verniciata seguendo un ciclo di verniciatura standard, di seguito descritto:

- sabbiatura grado SA 2 sul piping;
- primo strato di zincante inorganico o primer epossidico, spessore minimo 50 μm ;
- secondo strato di vernice poliuretanicca o alchidica, spessore minimo 30 μm , di colore:
 - grigio, RAL 7031 per il piping;
 - nero, RAL 9005 per le strutture in acciaio.

Le valvole di intercettazione e gli accessori saranno verniciati secondo lo standard adottato da api.

10.3 Fuel Gas Treatment Station (FGTS)

Il progetto prevede l'installazione di una nuova Unità di trattamento del Gas Naturale in ingresso alla turbina. In allegato si riportano:

- planimetria e vista (Allegato 12);
- P&Id (Allegato 9).

Per la descrizione delle caratteristiche del sistema FGTS si rimanda al paragrafo 6.3.

Si riporta di seguito la descrizione delle principali operazioni di cantiere previste.

Modalità di approvvigionamento componenti

Le apparecchiature che faranno parte della Fuel Gas Treatment Station verranno approvvigionate via terra e verranno posizionate in apposite aree di stoccaggio opportunamente scelte in prossimità dell'area di futura installazione, che coincide con l'area occupata dal TK 8301 e dal suo bacino e dalla platea limitrofa (Rif. Allegato 21).

Modalità assemblaggio

Propedeutico al posizionamento ed all'ancoraggio delle apparecchiature della FGTS è lo smantellamento delle apparecchiature ivi attualmente installate (superficie occupata prevista pari a circa 25 x 15 m²).

In particolare sarà necessario procedere allo smantellamento del TK 8301, dopo suo vuotamento e bonifica, e dei muri del suo bacino di contenimento.

Successivamente si procederà al posizionamento ed all'ancoraggio delle apparecchiature e del piping di collegamento sulla platea esistente (nell'area individuata dalla planimetria preliminare Allegato 3).

Modalità di allaccio

Le apparecchiature costituenti la FGTS sono essenzialmente: due baffle plate coalescer, due Dew Point Heaters, e due gruppi di riduzione della pressione.

Esse saranno connesse:

- in ingresso: all'attuale tubazione del diametro da 8" la cui estremità è posizionata sulla rack antistante il Sat2;
- in uscita: all'attuale tubo in mandata al Syngas Expander, dove si procederà ad un tie in per la connessione.

Tutti i segnali elettrostrumentali verranno inviati in sala controllo utilizzando, ove possibile, i collegamenti esistenti.

Tubazioni

Le tubazioni impianto saranno realizzate in acciaio senza saldature, aventi dimensioni in accordo alle ANSI B36.10, materiale API 5L Gr.B o ASTM A 106, schedula STD.

Flange

Le connessioni saranno realizzate con flange forgiate in acciaio di tipo welding neck RF (materiale ASTM A105).

La classe di pressione adottata per la stazione in oggetto sarà ANSI 300 o 600 (a monte è ANSI 150 / PN 16).

Accessori a saldare

Gli accessori a saldare saranno in accordo alla norma ANSI B16.9, in materiale ASTM A 234 WPB o equivalente.

Gli accessori filettati saranno in accordo allo standard API con filettature NPT o GAS, in materiale ASTM A 105 o equivalente.

Saldature

Le specifiche delle procedure di saldatura saranno in accordo alle normative EN 15609 o ASME Sez. IX.

Le qualifiche dei saldatori saranno in accordo alle normative EN 287-1 o ASME Sez. IX.

Viteria/Tiranteria e guarnizioni

Saranno utilizzate viti in accordo alle normative UNI 5737/5739 e dadi zincati a caldo in accordo alla normative UNI 5587.

Verranno utilizzate guarnizioni in Centellen (fibra di aramide e NBR).

Le tenuta delle connessioni filettate sarà realizzata con nastro Teflon.

On line Sulphur Analyzer

All'interno della FGTS verrà inserito un analizzatore del contenuto totale di zolfo nel gas naturale in ingresso, per poter monitorare le emissioni di SO₂ e l'eventuale inquinamento del catalizzatore CO.

Modalità di collaudo

Come previsto dalle normative vigenti, il 20% delle saldatura di testa sarà controllato tramite Raggi Gamma in accordo alla normativa EN 1435 con accettabilità in accordo a EN 12517-1 Livello 2.

Tutte le linee e le nuove apparecchiature saranno progettate e collaudate in ottemperanza a:

- Direttiva PED (DE 97/23/EC) per le apparecchiature in pressione;
- Direttiva ATEX (DE 1994/9/EC) per le apparecchiature elettriche;
- A tutte le altre norme citate nel paragrafo 3.1.

Seguiranno poi le attività di commissioning di seguito descritte.

Modalità di commissioning

Successivamente all'installazione le apparecchiature e le linee costituenti la FGTS, preventivamente collaudate (singolarmente) saranno commissionate.

Le fasi di commissioning possono sinteticamente elencarsi in:

- ripristino del circuito post collaudo mediante rimozione cieche di collaudo e inserimento guarnizioni transitorie;
- soffiaggio ed essiccamento eventuale delle linee collaudate;
- ripristino del circuito post soffiaggio mediante guarnizioni definitive;
- leak test di tutta la stazione fino all'ingresso del GT building (fino cioè all'anello dei bruciatori); mediante pressurizzazione con azoto a 4 barg per un periodo di tempo opportuno;
- depressurizzazione mediante apertura vent, dreni ed accoppiamenti selezionati e definiti (questi ultimi solo se strettamente necessario, per evitare successive perdite);
- ripristino finale del circuito con chiusura vent, dreni e chiusura accoppiamenti utilizzati per depressurizzare.

Alle fasi elencate segue poi il graduale inserimento del gas, con ulteriore eventuale fase di serraggio a media pressione.

In parallelo al commissioning meccanico verrà completato quello elettrostrumentale, con il loop check di tutti i circuiti e le prove di invio dei segnali a DCS, con eventuale prove di movimentazione dei gruppi di regolazione.

10.4 Interventi al Ciclo Combinato

Il progetto prevede la sostituzione di alcuni componenti dell'attuale Sezione di Cogenerazione.

Gli interventi previsti sono descritti nel paragrafo 6.4. Si riporta di seguito la descrizione delle principali operazioni previste, che consistono essenzialmente in:

- fornitura componenti;
- installazione;
- hot commissioning e addestramento personale;
- messa in esercizio.

Fornitura materiali

La fornitura dei materiali costituenti le parti modificate descritte nel paragrafo 6.4 verrà eseguita in modalità DAT (Delivery at Terminal) dal fornitore.

In particolare saranno individuate all'interno del sito vari punti di stoccaggio, tra cui il GT building, per gestire la permanenza in attesa del loro definitivo montaggio (Rif. Allegato 21).

Installazione

Le apparecchiature costituenti la turbina che verranno sostituite sono:

- rotore e palette;
- Turbine Van Carrier;
- Compressor Van Carrier.

Verranno posizionate all'interno del GT Building per poi essere movimentate direttamente con il carroponte ivi installato. Allo stesso modo verranno movimentati i nuovi bruciatori: 48 AEV burners.

In prossimità dello stesso GT building verranno anche stoccati il nuovo skid della Control Valve in ingresso alla GT ed il piping di interconnecting.

Per permettere la movimentazione delle apparecchiature suddette all'interno del sito fino al GT building, che avverrà mediante appositi mezzi carrati, si renderà necessario allargare di circa 0.5-1 metro, la sede stradale in due punti:

- in prossimità del Blow Down di torcia;
- in corrispondenza del GT building.

Per quanto riguarda il nuovo sistema Air Preheating da installarsi (descritto nel paragrafo 5.1), questo si compone in particolare di:

- 8 Air Preheaters Exchangers, che verranno posizionati in corrispondenza della Filter House attuale e che preriscaldano l'aria con la soluzione acqua-glicole riscaldato circolante in appositi tubi alettati;
- uno scambiatore per riscaldare la soluzione acqua-glicole con LPS (Low Pressure Steam), posizionato all'interno dello Steam Turbine Building;
- una stazione di pompaggio della soluzione acqua-glicole costituita da due pompe, l'una di riserva all'altra, posizionata in corrispondenza dell'attuale sistema di pompaggio del gasolio che funge da carica della GT in occasione degli start up attuali (in futuro non più necessaria).

Tubazioni

Le tubazioni impianto saranno realizzate in acciaio senza saldature, aventi dimensioni in accordo alle ANSI B36.10, materiale API 5L Gr.B o ASTM A 106, schedula STD.

Flange

Le connessioni saranno realizzate con flange forgiate in acciaio di tipo welding neck RF (materiale ASTM A105).

La classe di pressione adottata per la stazione in oggetto sarà ANSI 300 o 600 (a monte è ANSI 150 / PN 16).

Accessori a saldare

Gli accessori a saldare saranno in accordo alla norma ANSI B16.9, in materiale ASTM A 234 WPB o equivalente.

Gli accessori filettati saranno in accordo allo standard API con filettature NPT o GAS, in materiale ASTM A 105 o equivalente.

Saldature

Le specifiche delle procedure di saldatura saranno in accordo alle normative EN 15609 o ASME Sez. IX.

Le qualifiche dei saldatori saranno in accordo alle normative EN 287-1 o ASME Sez. IX.

Viteria/Tiranteria e guarnizioni

Saranno utilizzate viti in accordo alle normative UNI 5737/5739 e dadi zincati a caldo in accordo alle normative UNI 5587.

Verranno utilizzate guarnizioni in Centellen (fibra di aramide e NBR).

La tenuta delle connessioni filettate sarà realizzata con nastro Teflon.

Modalità di collaudo

Come previsto dalle normative vigenti, il 20% delle saldature di testa sarà controllato tramite Raggi Gamma in accordo alla normativa EN 1435 con accettabilità in accordo a EN 12517-1 Livello 2.

Tutte le linee e le nuove apparecchiature saranno progettate e collaudate in ottemperanza a:

- Direttiva PED (DE 97/23/EC) per le apparecchiature in pressione;
- Direttiva ATEX (DE 1994/9/EC) per le apparecchiature elettriche;
- A tutte le altre norme citate nel paragrafo 3.1.

Seguiranno poi le attività di commissioning di seguito descritte.

Modalità di commissioning

Successivamente all'installazione le apparecchiature ausiliarie della turbina, sopra descritte, preventivamente collaudate (singolarmente) saranno commissionate, con le stesse modalità descritte per la FGTS, adattate ai fluidi ed alle caratteristiche dei sistemi ad installarsi.

Le fasi di commissioning possono suddividersi in:

- ripristino del circuito post collaudo mediante rimozione cieche di collaudo e inserimento guarnizioni transitorie;
- soffiaggio ed essiccamento eventuale delle linee collaudate;
- ripristino del circuito post soffiaggio mediante guarnizioni definitive;
- leak test di tutta le apparecchiature mediante pressurizzazione con azoto a 4 barg per un periodo di tempo opportuno;
- depressurizzazione mediante apertura vent, dreni ed accoppiamenti selezionati e definiti (questi ultimi solo se strettamente necessario, per evitare successive perdite);
- ripristino finale del circuito con chiusura vent, dreni e chiusura accoppiamenti utilizzati per depressurizzare;
- prova di rotazione dei motori delle pompe del glicole, senza e con giunto;
- prove di funzionamento della turbina, secondo le procedure proprietarie Alstom.

Alle fasi elencate segue il graduale inserimento dei fluidi coinvolti, con ulteriore eventuale fase di serraggio a media pressione.

In parallelo al commissioning meccanico verrà completato quello elettrostrumentale, con il loop check di tutti i circuiti e le prove di invio dei segnali al DCS, con eventuali prove di movimentazione dei gruppi di regolazione.

Catalizzatore CO

Il progetto prevede l'installazione di un catalizzatore CO all'interno della HRSG.

I pannelli e i "fogli Catalitici" che costituiscono il catalizzatore saranno stoccati in aree dedicate evitando accuratamente la loro esposizione agli agenti atmosferici (Rif. Allegato 21).

L'installazione dei pannelli avverrà mediante l'ausilio di mezzi di sollevamento e di ponteggi, che renderanno possibile il montaggio dei moduli all'interno della struttura dell'HRSG, immediatamente a valle rispetto alla posizione del DeNO_x Catalyst.

I moduli di catalizzatore sono realizzati con speciali fogli in AISI che, corrugati e ricoperti di allumina, fanno da substrato rigido su cui è distribuito il platino.

I fogli catalizzati sono piegati e racchiusi in strutture di acciaio tutte saldate a formare moduli singoli dello spessore di 92 mm.

La struttura interna di sostegno e le guarnizioni interne sono realizzate con carbon steel standard. Speciali guarnizioni a soffietto espandibili lungo il perimetro delle strutture così assemblate evitano che i fumi bypassino il catalizzatore: esse sono designate per assorbire i movimenti dei pannelli dovuti all'espansione termica e per mantenere una sigillatura continua.

10.5 Interventi alla Sottostazione Elettrica

La descrizione della sottostazione elettrica e della nuova configurazione prevista è riportata nel paragrafo 6.6. Vengono di seguito indicate le attività in fase di cantiere previste su questa per la realizzazione della modifica in progetto.

Lo schema unifilare futuro è riportato in Allegato 15 assieme allo schema unifilare attuale per evidenziare le modifiche previste.

Lo schema futuro 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 intendono quindi realizzare due nuovi nodi elettrici: ciascuno alimenterà una linea di Raffineria ed una di Gassificazione, derivando tale energia da quella prodotta dal ciclo combinato.

Per le attività di cantiere di seguito descritte si faccia riferimento alla seguenti legenda degli schemi unifilari:

- 00AEA01: Arrivo da ST (Turbina a vapore);
- 00AEA02: Uscita verso Terna “Api Energia 1” (produzione ST);
- 00AEA03: Congiuntore;
- 00AEA04: Uscita verso Terna “Api Energia 2” (produzione GT);
- 00AEA05: Arrivo da GT (Turbina a Gas);
- 00AEA06: Arrivo da Terna “Gassificazione 1”;
- 00AEA07: Arrivo da Terna “Gassificazione 2”;
- Api RAFF.1: Alimentazione Raffineria SS1;
- Api RAFF.3: Alimentazione Raffineria SS3.

Le attività previste sullo stallo “Api Energia 2” per la realizzazione del nodo 2 sono le seguenti:

1. Smontaggio del sezionatore di linea dal montante 00AEA04 (per creare spazio sul collegamento con Terna) e ricollocazione sul montante 00AEA02;
2. Installazione di N.2 terne di sezionatori tipo pantografo sull'arrivo 00AEA04: il primo per sostituire il sezionatore smontato e l'altro per creare la nuova alimentazione per 00AEA07 e RAFF.3;
3. Posa cavi 132 kV di alimentazione da 00AEA04 al nodo 2;
4. Spostamento dell'interruttore Compass (SS3) installato in Raffineria e trasporto in sottostazione (con ripristino del collegamento 132 kV su SS3) e opportuno ancoraggio su platea esistente;
5. Installazione del Compass (SS3) in sottostazione alimentato dal nodo 2 (00AEA04);
6. Scollegamento dei cavi S3 da SS Terna (Api Raff.3) e collegamento in uscita all'interruttore del punto precedente;
7. Scollegamento dell'arrivo in blindato da Terna dello stallo GASS 2 (00AEA07) e ricollegamento dello stesso sotto il Nodo 2 (00AEA04);
8. Rilocazione dei TV;
9. Realizzazione di tutti i supporti e sbarre necessarie per il collegamento elettrico;
10. Installazione di apparecchiature primarie di protezione TA/TV;
11. Realizzazione cunicoli per posa cavi;
12. Posa cavi ausiliari e collegamenti elettrici;
13. Trasferimento dei cavi di controllo interruttore da SS3 a sottostazione Api Energia;
14. Verifica/modifica delle protezioni elettriche lato api e lato Terna.

Le attività previste sullo stallo “Api Energia 1” per la realizzazione del nodo 1 sono le seguenti:

- 1- installazione del sezionatore di linea prelevato da 00AEA04 (punto 1 del paragrafo 10.4) in parallelo all'arrivo Terna 00AEA02;
- 2- realizzazione delle sbarre per il collegamento dei cavi in arrivo da Terna 00AEA02 al sezionatore del punto precedente;
- 3- posa cavi 132 kV di alimentazione da 00AEA02 al nodo 1;
- 4- spostamento dell'interruttore Compass (SS1) installato in Raffineria e trasporto in sottostazione (con ripristino del collegamento 132 kV su SS1);
- 5- installazione del Compass (SS1) in sottostazione alimentato dal nodo 1, mediante opportuno ancoraggio su platea esistente;
- 6- scollegamento dei cavi S1 da SS Terna (Api Raff.1) lungo il percorso del Fiume Esino e collegamento in uscita all'interruttore del punto precedente;
- 7- scollegamento dell'attuale alimentazione di GAS 1 da Terna e ricollegamento dello stesso sotto il Nodo 1 (00AEA02);
- 8- rilocazione dei TV;
- 9- realizzazione di tutti i supporti e sbarre necessarie per il collegamento elettrico;
- 10- prevedere l'installazione di apparecchiature primarie di protezione TA/TV;
- 11- realizzazione cunicoli per posa cavi;
- 12- posa cavi ausiliari e collegamenti elettrici;
- 13- trasferimento dei cavi di controllo interruttore da SS1 a sottostazione Api Energia;
- 14- verifica/modifica delle protezioni elettriche lato Api e lato Terna.

Le due uscite dell'energia prodotta verso la RTN rimarranno le stesse ovvero:

- api energia 1 (stallo 00AEA02): uscita in cavo (turbina a vapore ST);
- api energia 2 (stallo 00AEA04): uscita in blindato (turbina a gas GT).

L'energia necessaria al sito sarà derivata prima di tali uscite verso la RTN.

11 Programma di realizzazione del progetto

La durata prevista delle fasi di cantiere è stimata in circa 6 mesi comprensiva delle fasi di smontaggio delle apparecchiature esistenti non più compatibili con la configurazione, il montaggio delle nuove componenti e delle attrezzature accessorie per l'esercizio della GT e l'installazione del nuovo gruppo di misura in prossimità del nuovo punto di riconsegna concordato con SNAM RETE GAS. Queste attività costituiscono la cosiddetta Fase 1.

La posa del nuovo gasdotto da 10" avverrà contemporaneamente alla realizzazione del nuovo metanodotto SNAM (esterno alla proprietà) e del nuovo punto di riconsegna del gas da parte di SNAM ed è al momento prevista per la seconda parte del 2013 (Fase 2).

Le due fasi sono rappresentate nelle planimetrie di allaccio del nuovo Gruppo di misura fiscale riportate in Allegato 13.

Di seguito si riporta la descrizione delle principali fasi di lavoro con la distinzione delle due fasi sopra descritte.

In Allegato 22 si riporta il crono programma preliminare delle attività e delle principali fasi di lavoro. In sintesi si distinguono le fasi.

- Formulazione Basic di Processo: entro aprile 2012.

- Attività di installazione della tubazione del Gas Naturale mediante fornitura EPC turn key, di cui distinguiamo:
 - Ingegneria: entro 31 luglio 2012;
 - Procurement: entro 30 settembre 2012;
 - Construction:
 - entro 30 aprile 2013 per il collegamento della nuova cabina di misura al tubo da 6" esistente;
 - entro 31 dicembre 2013 per il collegamento della nuova cabina di misura alla nuova tubazione da 10".

- Attività di installazione del nuovo gruppo di misura: anche qui dettagliamo:
 - Ingegneria: entro 31 luglio 2012;
 - Procurement; entro 30 novembre 2012
 - Construction: entro 30 aprile 2013.

- Attività di modifiche della FGTS, del Ciclo Combinato e della HRSG, gestite mediante fornitura EPC turn key ad opera della società licenziataria della tecnologia della turbina;
 - Ingegneria:
 - Preliminare: entro 31 luglio 2012;
 - Definitiva: entro 30 settembre 2012;
 - Procurement: entro 31 dicembre 2012 (si tenga conto che il nuovo rotore ed i nuovi AEV burners hanno tempi di consegna di circa 12 mesi)
 - Construction; tra il 01 gennaio ed il 30 aprile 2013.

- Attività di modifiche della SSE, gestite mediante fornitura EPC turn key;
 - Ingegneria: entro 31 luglio 2012;
 - Procurement; entro 30 novembre 2012;
 - Construction: entro 30 aprile 2012.

Un maggiore dettaglio è riportato nel cronoprogramma allegato (Allegato 22), aggiornato alla data di emissione del presente documento.

11.1 Organizzazione di cantiere e richiesta di manodopera

Le attività di cantiere previste per la realizzazione del progetto sono le seguenti:

- opere preparatorie;
- opere civili;
- opere di carpenteria metallica;
- opere di collegamento linee;
- montaggio strutture e montaggi meccanici;
- controlli non distruttivi e collaudo in corso d'opera di apparecchiature e tubazioni;
- opere di verniciatura e coibentazioni;
- opere elettriche e strumentali.

Il personale impegnato durante le fasi di lavorazione del cantiere arriverà a punte di 200 Unità nel periodo di maggiore attività, compreso tra gennaio ed aprile 2013, e una media di circa 100 persone.

Il cantiere sarà allestito all'interno dello stabilimento api raffineria di Ancona e pertanto l'accesso avverrà tramite gli ingressi esistenti secondo quanto previsto dalle norme aziendali che ne regolamentano le modalità.

11.2 Layout di cantiere

Non sono previsti interventi sulle strade di accesso allo stabilimento per il trasporto dei materiali o per le apparecchiature principali.

Ogni subappaltatore provvederà ad installare nell'area assegnatagli le proprie strutture di servizio temporanee, costituite in generale da prefabbricati modulari che accoglieranno sia servizi di supporto al personale che servizi di supporto all'attività vera e propria (es. depositi materiali).

Le aree interessate dall'attività di modifica dell'Impianto sono riportate nella planimetria allegata (Allegato 21) in cui sono indicate le aree soggette agli scavi, le aree in cui saranno svolte le opere di smantellamento e costruzioni della turbina, le aree di stoccaggio del materiale e le modifiche riguardanti la sottostazione elettrica.

11.3 Volumi di scavo

I rilievi topografici hanno mostrato una conformazione pianeggiante dell'area di scavo con una quota media di 7 m s.l.m.

Per le attività di scavo per la posa della tubazione DN10" si prevede un totale di 750 m³ circa di materiali movimentati.

Di questi, circa 600-650 m³ verranno reimpiegati in situ per rinterri finali di pozzetti e tubazioni.

Si prevede dunque la necessità di conferire in discariche o impianti di trattamento autorizzati quanto più prossimi al sito circa 150-100 m³ di terreni e materiali da demolizioni.

11.4 Modalità di gestione delle terre da scavo

Lo scavo destinato ad accogliere la condotta sarà aperto con l'utilizzo di macchine scavatrici adatte alle caratteristiche morfologiche e litologiche del terreno attraversato.

Il materiale di risulta dello scavo verrà depositato lateralmente allo scavo stesso, lungo la fascia di lavoro, per essere riutilizzato in fase di rinterro della condotta, se possibile.

La parte eccedente verrà stoccata in apposita area e verrà riutilizzata, se la caratterizzazione non indicherà la presenza di criticità, come materiale da riporto per altre attività, come nella realizzazione della platea su cui posizionare la nuova cabina di misura del Gas Naturale.

12 Fattori ambientali nella fase di realizzazione

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).

12.1 Traffico veicolare

Nella realizzazione delle attività previste si prevede l'aumento del traffico veicolare legato all'approvvigionamento dei materiali necessari, in misura però trascurabile in relazione ai tempi di sviluppo del cantiere molto dilatati ed al contemporaneo fermo impianti, che ridurrà drasticamente le attività di manutenzione ordinaria ed esercizio e dunque il normale traffico legato a queste attività.

12.2 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_x, SO₂, 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 tabella sottostante si riporta il numero e il tipo di mezzi previsti (stima preliminare):

Tipologia di mezzo	N. mezzi	Giorni di attività
Automezzi pesanti	5	15
Autovetture	5	60
Mezzi di cantiere	10	100

Tabella 14 - Impiego di automezzi pesanti/autovetture/mezzi di cantiere

12.3 Scarichi idrici

La produzione di effluenti liquidi nella fase di cantiere è sostanzialmente imputabile ai reflui civili legati alla presenza del personale.

In caso di non disponibilità dei servizi presenti nel Sito api verranno utilizzati bagni chimici resi disponibili come infrastrutture di cantiere.

12.4 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 sono comunque limitate alle ore diurne e solo a determinate attività tra quelle previste.

In particolare si prevedono emissioni rumorose da attività di movimentazione macchinari e da normali operazioni di cantiere.

Verranno presi tutti gli accorgimenti necessari per minimizzare il rumore prodotto da tali attività, in particolare le macchine operatrici rispetteranno i limiti di emissione dettati dalla normativa vigente, in quanto dotate di appositi accorgimenti per la riduzione del rumore prodotto.

Tali attività avranno comunque carattere temporaneo e localmente circoscritto.

12.5 Suolo e sottosuolo

L'allestimento del cantiere comporterà l'occupazione temporanea delle aree interne al Sito Industriale necessarie alle operazioni previste. Tali aree sono indicate nel layout di cantiere riportato in Allegato 21.

Si prevede inoltre, l'implementazione di un Piano di Caratterizzazione dei terreni coinvolti dallo scavo del tracciato della condotta di alimentazione del Gas Naturale, in gran parte peraltro già caratterizzati, eccezion fatta per la parte di proprietà compresa tra il recinto fiscale e la SS16, in prossimità del deposito nazionale. La posizione dei punti di caratterizzazione e dei nuovi punti previsti viene riportata in Allegato 20.

12.6 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, fatta eccezion per i muri (4 muri delle dimensioni di 2 x 7 m), del bacino del TK8301, operazione resa necessaria per ospitare le apparecchiature della Fuel Gas Treatment Station.

In generale, i rifiuti verranno conferiti ad idonei impianti di smaltimento o recupero, conformemente a quanto previsto dalle norme vigenti, privilegiando, ove possibile, il recupero degli stessi.

12.7 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.

La portata necessaria per usi sanitari è stimabile nel periodo di punta in 500 m³/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 interna. Sulle aree di cantiere e su quella d'impianto saranno previsti quadri elettrici per l'alimentazione alle utenze delle imprese.

12.8 Effetti sul contesto socio - economico

Il principale effetto positivo sul territorio dovuto alle attività di realizzazione degli interventi in progetto sarà legato all'impatto occupazionale.

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

12.9 Misure di prevenzione

In relazione alle fasi di realizzazione dell'opera si prevedono le seguenti misure di prevenzione e mitigazione degli impatti provocati dall'attività di cantiere:

- piano di sicurezza e coordinamento per i lavori di realizzazione (PSC) ai sensi del Titolo IV del D.Lgs. 81/08 e s.m.i.;
- 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;

- 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;
- minimizzazione del traffico dalle attività di cantiere quindi la presenza di gas di scarico;
- regolari controlli e manutenzione dei mezzi di cantiere;
- delimitazione aree stoccaggio rifiuti e materiali;
- lavaggio delle ruote dei mezzi in transito.