

Allegato B18

Relazione Tecnica dei Processi Produttivi

1.1

UBICAZIONE DELLA CENTRALE

Gli impianti della *Società EniPower Ferrara S.r.l. (SEF)* sorgono all'interno dello Stabilimento Petrolchimico di Ferrara, a circa 4 km dal centro storico e 3 km dal fiume Po.

Lo Stabilimento Petrolchimico, che complessivamente occupa un'area pari a circa 300 ha, confina:

- ad Est con il canale Boicelli, che costituisce una idrovia che collega Ferrara al Fiume Po;
- a Nord e Ovest con il Canale Bianco;
- a Sud con il canale Cittadino, affluente di destra del Po di Volano;
- a Ovest con aree agricole.

Nello Stabilimento Petrolchimico, sorto nel 1941, operano attualmente le seguenti realtà produttive:

- Yara: produzione di ammoniaca (potenzialità di 450.000 t/a) ed urea (potenzialità di 500.000 t/a);
- Basell: produzione di polipropilene, leghe polimeriche, supporti per catalizzatori e Centro Ricerche G. Natta;
- Nylco: produzione di tecnopolimeri e poliammide "B";
- Polimeri Europa: produzione di polietilene ed elastomeri (potenzialità complessiva di 185.000 t/a);
- Crion: produzione e distribuzione di gas tecnici per l'insediamento (azoto, aria compressa ed idrogeno);
- IFM: trattamento acque reflue dell'insediamento (trattamento fino a 1.000 m³/h di reflui con scarico in condotta comunale), fornitura acqua dal fiume Po, fornitura acqua potabile prodotta da Hera S.p.A.;
- Centro Energia Ferrara: produzione di energia elettrica e vapore.

1.2

STORIA DEL SITO

Nel 1936 viene promulgato il *RDL n. 2455* (pubblicato sulla *GU del 1.3.37*) che istituisce "la zona industriale di Ferrara". Successivamente, con *RDL n. 1901 del 20.10.39*, viene insediata la Società Anonima Industriale Gomma Sintetica (SAIGS). L'impianto SAIGS entra in funzione nel 1942 con una potenzialità annua di 8.000 tonnellate di gomma e con l'impiego di 800 addetti.

Nel 1950 si insedia nell'area lo Stabilimento Montecatini che opera nella produzione di materie plastiche e prodotti chimici, partendo dagli idrocarburi. Si realizza così il passaggio dalla chimica del carbone a quella del petrolio.

Nel 1955 lo Stabilimento risulta organizzato in due settori:

- Settore Idrocarburi e derivati;
- Settore Azoto.

Il primo veniva alimentato con petrolio greggio che arrivava via Po fino alla Darsena interna sul canale Boicelli, dal deposito di Porto Marghera. Dal greggio, attraverso distillazione, si ottenevano nafta e gasolio. Dall'unità di cracking si ottenevano etilene, propilene, butadiene, butileni, oltre ad ingenti quantità di benzina k, olio combustibile e altri sottoprodotti.

Il settore idrocarburi produceva il polietilene (nome commerciale FERTENE) impiegato principalmente per il rivestimento dei cavi. L'impianto viene chiuso nel 1975 e sostituito con nuovo impianto, di tecnologia Ethylene-Plastique, avviato l'anno successivo.

Nel novembre 1974 entra in funzione la pipeline Porto Marghera-Ferrara che rifornisce lo stabilimento di etilene e di propilene. Altre produzioni erano:

- lo stirolo (impianto chiuso nell'aprile '74);
- il polistirolo, nome commerciale STIROPLASTO (l'impianto verrà chiuso nel 1981);
- ossido di etilene (chiuso nel 1982);
- etilglicole (chiuso nel '77);
- etanolammine (chiuso nel '77);
- poliesteri (attualmente l'impianto produce PBT, elastomeri termoplastici a base poliestere e termocollanti con una capacità di circa 10.000 ton/anno);
- dimetiltereftalato (chiuso nel '77);
- derivati alogenati dell'etilene (chiuso nel 1976);
- isopropanolo (chiuso nel '76);
- acetone (chiuso nel '63);
- oxosintesi (chiuso nel '76);
- plastificanti (chiuso nel '78).

Dopo le scoperte di C. Ziegler e il brevetto del prof G. Natta relativo alla polimerizzazione del propilene, nel 1955 entra in funzione a Ferrara un impianto pilota e nel 1957 viene costruito il primo impianto al mondo per la polimerizzazione del propilene a polipropilene isotattico. Nel 1961 viene costruito un nuovo impianto per il polipropilene (Moplen). Dal 1983 tutte le attività sul polipropilene sono sviluppate dalla società Himont (ora Basell), mentre il polietilene è stato acquisito da EniChem.

Nel 1976 viene avviato un impianto per la produzione di fibrille polietileniche da utilizzare in sostituzione della cellulosa (chiuso nel 85), nel 1978 viene avviato l'impianto per la produzione di resine acrilonitrile-butadiene-stirene (ABS): impianto avviato nel 1978.

Lo stabilimento di Azoto, viene costruito nel 1951-52 ed avviato nel '53. Il processo utilizza come materia prima il gas naturale proveniente da Cortemaggiore, da cui si ottiene l'H₂ per la sintesi dell'ammoniaca.

Dall'acido nitrico e dall'ammoniaca si otteneva nitrato ammonico dal quale si realizzava un fertilizzante al 20% di N₂. Infine veniva prodotta urea agricola granulata per avere un prodotto al 45% di N₂. Fra il 1962 ed il 1977 questi impianti vengono chiusi.

Attualmente le attività produttive di SEF sono costituite dall'esercizio della *Centrale* termoelettrica CTE2 e dalla sua riserva fredda CTE1 che producono energia elettrica, ceduta alle utenze presenti nello Stabilimento Multisocietario e alla rete nazionale, e vapore, ceduto alle utenze dello Stabilimento.

Sempre proprietà SEF sono due impianti di chiarificazione acqua di Po (CHIARI 1 e CHIARI 2) e due impianti di demineralizzazione (DEMI 1 e DEMI 2) che producono rispettivamente acqua chiarificata e acqua demineralizzata per le esigenze di SEF e dello Stabilimento Multisocietario.

Sono, infine in corso i test di avviamento della nuova *Centrale* a Cicli Combinati che con la sua attivazione porterà alla dismissione degli Impianti CTE1, CHIARI 1 e DEMI 1 con l'attivazione dei nuovi Cicli Turbogas 1 e 2, e dei nuovi impianto CHIARI 3 e DEMI 3.

In questa nuova configurazione le unità CTE2, CHIARI 2 e DEMI 2 saranno messi in riserva fredda.

Obiettivo di questo Allegato è pertanto quello di analizzare la configurazione che sarà operativa con l'esercizio commerciale dei Cicli Combinati, ovvero i nuovi Cicli Turbogas 1 e 2, gli impianti CHIARI 3 e DEMI 3 e le riserve fredde CTE2, CHIARI 2 e DEMI2.

1.3

DESCRIZIONE DELLA CENTRALE

Gli impianti gestiti della SEF sono tutti localizzati all'interno dello Stabilimento Petrolchimico di Ferrara, nelle aree evidenziate nella planimetria in *Allegato B. 18*.

Le attività principali della SEF sono:

- produzione e vendita di energia elettrica e vapore attraverso la nuova *Centrale* a Cicli Combinati (dove sono attualmente in corso prove di funzionamento finalizzate alla messa in esercizio della stessa in fase di collaudo) e la *Centrale* tradizionale CTE2 (in riserva fredda, attiva solo se indisponibili i Cicli Combinati e per non più di 52 ore/anno);
- produzione e vendita di acqua chiarificata e di acqua demineralizzata grazie ai due impianti di chiarificazione (CHIARI3 e CHIARI2, il secondo come riserva fredda) e i due impianti di demineralizzazione (DEMI3 e DEMI2, il secondo come riserva fredda).

L'assetto attuale di Centrale è stato autorizzato dal *Decreto del Ministero delle Attività Produttive 015//2005 del 6 Dicembre 2002* che autorizza la costruzione e l'esercizio della nuova *Centrale a Cicli Combinati*.

La configurazione della nuova *Centrale* è quella classica di un ciclo combinato per la produzione di energia elettrica, composto da due gruppi identici ognuno dei quali è dotato di una Turbina a gas, un generatore di vapore a recupero e una Turbina a vapore. La *Centrale CTE2* è costituito da un gruppo di generazione tradizionale costituito da una caldaia associato ad una Turbina a vapore.

La potenza elettrica complessiva della *Centrale a Cicli Combinati* è pari a circa 800 MWe, quella della *Centrale CTE2* è di circa 60 MWe.

In accordo a quanto riportato nell'*Allegato A.25*, la *Centrale*, ai fini della *Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale* risulta suddivisa nelle seguenti 10 Fasi ed un'attività tecnicamente connessa:

- Ciclo Combinato 1, un Gruppo della nuova *Centrale a Cicli Combinati* (Fase 1);
- Ciclo Combinato 2, un Gruppo della nuova *Centrale a Cicli Combinati* (Fase 2);
- *Centrale CTE2*, comprendente l'unità di generazione ed il sistema di raffreddamento dedicato (Fase 3); tale impianto è normalmente in riserva fredda.
- Impianto di raffreddamento dedicato ai Cicli Turbogas (Fasi 1 e 2), costituito da una torre evaporativa da 12 celle (Fase 4);
- Impianto di Chiarificazione CHIARI 3 (Fase 5);
- Impianto di Demineralizzazione DEMI 3 (Fase 6);
- Impianto di Chiarificazione CHIARI 2 (Fase 7);
- Impianto di Demineralizzazione DEMI 2 (Fase 8);
- Cabina decompressione gas naturale che tratta il gas naturale in ingresso per renderlo adeguato alle condizioni di esercizio delle unità di generazione (Fase 9);
- Sottostazione Elettrica e Cavidotto da 380 kv per il collegamento della Nuova Centrale a Cicli Combinati alla Rete Elettrica nazionale (Fase 10);
- Sottostazione Elettrica S1, sottostazione elettrica recentemente acquistata da Edison che alimenta alcuni impianti presenti nello Stabilimento Multisocietario (Attività Tecnicamente Connessa 1).

Sono inoltre presenti vari servizi ausiliari necessari al funzionamento della *Centrale*.

Nei *Paragrafi* seguenti sono descritte le Fasi e gli impianti ausiliari della *Centrale* di Ferrara.

Come descritto precedentemente, la nuova *Centrale* a Cicli Combinati è costituita due identiche sezioni di generazione ognuna delle quali è costituita dalle seguenti unità:

- Una Turbina a gas (TG) con potenza nominale di circa 266,4 MWe ed una potenza termica di circa 683 MWt;
- Una caldaia a recupero per la produzione di vapore (GVR) a tre livelli di pressione (Alta, Media, Bassa Pressione);
- Una Turbina a vapore a condensazione, da circa 126,5 MWe;
- Un condensatore raffreddato con acqua proveniente dalle torri di raffreddamento;
- Un generatore elettrico collegato alla Turbina a gas;
- Un generatore elettrico collegato alla Turbina a vapore;
- Un trasformatore elevatore per la turbina a gas e uno per la turbina a vapore;
- Compressori di gas.

Di seguito sono descritti i principali componenti di queste Fasi.

1.3.1.1

Turbina a Gas

Le Turbina a gas del Ciclo combinato, marca Siemens modello V94.3A2, include un compressore assiale, una camera di combustione ed una Turbina di espansione.

La Turbina a gas è fornita di una camera di combustione anulare a multicompostori equipaggiata con bruciatori convenzionali dell'ultima generazione di tipo Dry Lo NO_x. In applicazione dell'Accordo di Programma è in corso la modifica che prevede l'installazione di bruciatori tipo "VeLoNO_x" al fine di ridurre le emissioni di NO_x

La camera di combustione, montata entro la sezione centrale della cassa esterna, è completamente lambita dall'aria di scarico del compressore in modo da evitare l'esposizione alle variazioni locali di temperatura dei gas caldi di combustione.

La superficie esposta ai gas caldi è costituita da schermi termici, connessi in modo flessibile alla cassa più fredda della camera di combustione.

Le condizioni di scarico dei gas di combustione dalla Turbina a gas permettono di realizzare un ciclo termico a tre livelli di pressione con una Turbina a vapore a condensazione e risurriscaldamento.

L'aria ambiente è immessa nel compressore della Turbina a gas attraverso il condotto di ingresso dove sono installati i sistemi di filtrazione. Il compressore, equipaggiato con speciali vani di ingresso a sezione variabile (IGV), comprime l'aria in ingresso ad una pressione adeguata all'ingresso in

camera di combustione, dove la combustione si realizza mediante l'iniezione del gas combustibile.

I prodotti della combustione fluiscono nella sezione di espansione della Turbina a gas e sono successivamente scaricati, ad una temperatura nelle condizioni nominali di funzionamento di circa 578°C per una portata pari a 659 kg/s, attraverso un condotto di scarico nella caldaia a recupero di calore per la generazione di vapore a tre livelli di pressione.

Nelle condizioni nominali di funzionamento, corrispondenti ad una temperatura dell'aria ambiente pari a 15°C, una pressione ambiente pari a 1013 mbar(A) ed una umidità relativa pari al 60%, la potenza netta prodotta dalla Turbina a gas al 100% della sua potenzialità è pari a 266,4 MWe. Tale potenza varia in funzione delle condizioni dell'aria ambiente e del carico di Turbina a gas.

La Turbina a gas è direttamente accoppiata ad un alternatore sincrono trifase del tipo raffreddato ad idrogeno con le seguenti caratteristiche principali:

- Potenza 300.000 kVA;
- Tensione di generazione 19.000 V;
- Fattore di potenza (Cosφ) 0,85;
- Numero di poli 2;
- Velocità di rotazione 3.000 rpm.

I gas combusti scaricati dai turbogas sono convogliati nel generatore di vapore a recupero (GVR).

1.3.1.2

Generatore di Vapore

La caldaia a recupero è a tre livelli di pressione (con risurriscaldatore) con generazione di vapore surriscaldato per la Turbina a vapore e per i servizi ausiliari.

La caldaia a recupero di calore è di tipo a circolazione naturale, a tre livelli di pressione e risurriscaldamento, equipaggiata con degasatore integrato al corpo cilindrico di bassa pressione.

La caldaia è orizzontale, con isolamento interno.

Il condensato ed il reintegro al ciclo termico di acqua demineralizzata sono alimentati alla sezione di ingresso di caldaia nella quale è effettuato il preriscaldamento, al fine di prevenire fenomeni di corrosione. Tale sezione di preriscaldamento è installata nel flusso dei gas di scarico nella parte terminale della caldaia a recupero appena prima del camino e pertanto nella sezione di caldaia caratterizzata dalla minore temperatura dei gas di scarico.

Dal preriscaldatore il condensato preriscaldato è alimentato al corpo cilindrico di bassa pressione a cui è integrata una torretta degasante.

Per mantenere una minima temperatura del condensato all'ingresso di caldaia pari a 60°C è comunque installato un sistema di ricircolo del condensato preriscaldato a monte dell'ingresso del preriscaldatore. La sezione di preriscaldamento può essere by-passata.

Il corpo cilindrico a bassa pressione produce vapore di bassa pressione di cui una frazione è alimentata alla torretta degasante per il relativo degasaggio e la rimanente frazione è alimentata al surriscaldatore per la produzione di vapore di bassa pressione a 5,6 barg e 264°C, per una portata pari a 9,72 kg/s.

Dal corpo cilindrico di bassa pressione l'acqua degasata è alimentata attraverso la pompa di alimento caldaia al corpo cilindrico di alta pressione e, tramite un'estrazione intermedia, al corpo cilindrico a pressione intermedia.

La sezione di alta pressione di caldaia genera vapore surriscaldato ad alta pressione a 108,6 barg e 526,2°C, per una portata pari a 73,15 kg/s, ed è composta dalle seguenti sezioni principali:

- Economizzatore, primo stadio;
- Economizzatore, secondo stadio;
- Evaporatore e corpo cilindrico;
- Surriscaldatore, primo stadio;
- Desurriscaldatore intermedio;
- Surriscaldatore, secondo stadio.

L'attemperamento intermedio del vapore di alta pressione è realizzato, nelle condizioni operative in cui è richiesto, utilizzando acqua di alimento di alta pressione prelevata sulla mandata della pompa di alimento caldaia.

La sezione a pressione intermedia di caldaia genera vapore surriscaldato a pressione intermedia a 28,6 barg e 316°C, per una portata pari a 12,94 kg/s, il quale è miscelato con il vapore risurriscaldato freddo e immesso nella sezione di risurriscaldamento per la generazione di vapore a 27 barg e 526°C per una portata pari a 84,84 kg/s.

La sezione a pressione intermedia di caldaia è composta dalle seguenti sezioni principali:

- Economizzatore;
- Evaporatore e corpo cilindrico;
- Surriscaldatore;
- Desurriscaldatore intermedio;
- Risurriscaldatore.

L'attemperamento del vapore risurriscaldato è realizzato all'ingresso del banco di risurriscaldamento, utilizzando acqua di alimento caldaia a pressione intermedia prelevata sulla mandata della pompa di alimento caldaia.

Il vapore prodotto nel generatore di vapore attraverso il recupero termico dei gas caldi di combustione è quindi inviato alla Turbina a vapore.

1.3.1.3

Turbina a Vapore

Le Turbine a vapore presenti nelle sezioni a Cicli Combinati sono di tipo a condensazione con ammissione ed estrazione, composta da due corpi e con scarico al condensatore di vapore verso il basso.

La Turbina a vapore opera in variazione di pressione (“*sliding pressure*”) in funzione della condizioni ambientali e di carico della Turbina a gas, con valvole di ammissione completamente aperte. Le valvole di ammissione sono chiamate in regolazione solamente ai carichi parziali al fine di mantenere la minima pressione consentita dalla caldaia.

La Turbina a vapore è direttamente accoppiata ad un alternatore sincrono trifase del tipo raffreddato ad idrogeno con le seguenti caratteristiche principali:

- Potenza 170.000 kVA
- Tensione di generazione 15.750 V;
- Fattore di potenza ($\cos\phi$) 0,85;
- Numero di poli 2;
- Velocità di rotazione 3.000 rpm.

Le tre ammissioni della Turbina a vapore ricevono il vapore prodotto dalle relative sezioni della caldaia a recupero.

Il vapore surriscaldato generato nella sezione di alta pressione della caldaia a recupero è ammesso nella Turbina a vapore nella quale si espande fino alle condizioni di pressione stabilite nella sezione di risurriscaldamento. All’uscita dal corpo ad alta pressione della Turbina a vapore il vapore scaricato è trasferito all’ingresso del risurriscaldatore di caldaia dove è miscelato con il vapore surriscaldato generato nella caldaia stessa a pressione intermedia.

Il vapore risurriscaldato generato dalla caldaia è per una frazione alimentato al collettore di media pressione, previa riduzione di pressione ed attemperamento, per l’esportazione del vapore di media pressione alla rete che serve le utenze dello Stabilimento Multisocietario e per la rimanente frazione ammesso nel secondo corpo di media-bassa pressione della Turbina a vapore, per l’espansione fino alle condizioni di pressione vigenti nel condensatore di vapore.

Il vapore surriscaldato generato nella sezione di bassa pressione della caldaia a recupero è ammesso nel secondo corpo di media-bassa pressione della Turbina a vapore in corrispondenza della sezione di bassa pressione, dove è miscelato con il vapore risurriscaldato espanso fino alle condizioni di bassa pressione.

Il vapore di bassa pressione può essere parzialmente o totalmente alimentato al collettore di bassa pressione, previa riduzione di pressione ed attemperamento, per l'esportazione del vapore di bassa pressione alla rete che serve le utenze dello Stabilimento Multisocietario.

Nel caso in cui la richiesta di vapore di bassa pressione esportato alla rete che serve le utenze dello Stabilimento Multisocietario sia superiore al vapore generato nella sezione di bassa pressione della caldaia a recupero, è possibile soddisfare la richiesta di vapore mediante una estrazione non controllata dalla Turbina a vapore, collocata ad una pressione intermedia tra la pressione del vapore risurriscaldato e la pressione del vapore ammesso in bassa pressione. In caso necessario è possibile laminare il vapore dalla media pressione per alimentare il collettore di esportazione del vapore di bassa pressione, al fine di soddisfare maggiori richieste di esportazione di vapore alla rete che serve le utenze dello Stabilimento Multisocietario

In caso di fuori servizio della Turbina a vapore, o durante le fasi di avviamento e fermata, il vapore generato dalla caldaia a recupero è scaricato al condensatore di vapore tramite stazioni di by-pass del vapore risurriscaldato e del vapore di bassa pressione; il vapore di alta pressione è invece by-passato verso l'ingresso del risurriscaldatore di caldaia al fine di mantenere il flussaggio dei banchi di scambio termico della caldaia.

Nelle condizioni nominali di funzionamento di Turbina a gas la potenza netta prodotta dalla Turbina a vapore, al 100% del carico di turbina a gas, è pari a 126,5 MWe. Tale potenza varia in funzione delle condizioni operative e di carico di Turbina a gas e della pressione di condensazione che si instaura al condensatore di vapore in funzione della temperatura dell'acqua di raffreddamento, che dipende a sua volta dalle condizioni ambientali di temperatura, pressione ed umidità dell'aria.

La potenza lorda prodotta da ciascuna isola di potenza nelle condizioni nominali di funzionamento di Turbina a gas è pari a 392,9 MWe, che con un consumo elettrico degli ausiliari di gruppo pari a circa 7.300 kWe corrisponde ad una potenza netta di gruppo pari a 385,6 MWe.

1.3.1.4

Condensatore di Vapore

Il condensatore di vapore che riceve il vapore esausto scaricato dalla Turbina a vapore, od il vapore risurriscaldato e di bassa pressione by-passato in caso di fuori servizio della turbina a vapore o durante le fasi di avviamento e fermata, è un condensatore a superficie raffreddato mediante acqua di circolazione della torre di raffreddamento ed è composto da casse d'acqua separate al fine di consentire la manutenzione dei fasci tubieri.

Il livello di vuoto nel condensatore di vapore è garantito mediante un sistema di pompe del vuoto e, nelle condizioni nominali di funzionamento in piena condensazione, risulta pari a 57 mbar(A). Tale livello di pressione varia in

funzione delle condizioni operative e dell'esportazione di vapore di media e bassa pressione alla rete che serve le utenze dello Stabilimento Multisocietario.

Il condensato raccolto nel pozzo caldo del condensatore è estratto mediante la pompa del condensato ed alimentato, previo reintegro del ciclo termico con acqua demineralizzata, alla sezione di preriscaldamento della caldaia a recupero.

1.3.2 *Centrale CTE2 (Fase 3)*

La *Centrale* cogenerativa CTE2 è una centrale termoelettrica progettata per operare a doppia alimentazione (metano + fuel gas e olio combustibile) utilizzata per la produzione di energia elettrica e di vapore tecnologico da inviare alla rete che serve le utenze dello Stabilimento Multisocietario.

Questa *Centrale*, con l'avvio commerciale della nuova *Centrale* a Cicli Combinati verrà convertita a riserva fredda, operativa solo in caso di indisponibilità dei nuovi gruppi turbogas, ed in questo assetto opererà per non più di 52 ore/anno (così come prescritto dal *Decreto MAP 015/2002*) ed in tale assetto sarà alimentata esclusivamente a gas naturale.

Con riferimento al ciclo produttivo la produzione di vapore è assicurata da un generatore di vapore "TOSI C.E." policombustibile con portata massima pari a 300 t/h di vapore alla pressione di 135 barg e temperatura di 540 °C.

Il vapore prodotto alimenta una Turbina "TOSI" da 44 MW con alternatore "ASGEN" da 55 MVA. All'interno della camera ad alta pressione (A.P.) della Turbina vengono effettuati un primo spillamento non regolato a 50 bar per i preriscaldatori dell'acqua di alimento ed un secondo spillamento regolato a 18 bar inviato alla rete che serve le utenze dello Stabilimento Multisocietario.

Il vapore passa quindi al corpo media pressione (M.P.) dove si espande ulteriormente passando da 18 bar a 4,5 bar e 210 °C. Dalla camera M.P. viene effettuato uno spillamento regolato che alimenta la rete che serve le utenze dello Stabilimento Multisocietario, mentre l'ulteriore vapore 4,5 bar disponibile viene inviato ad una seconda Turbina del tipo a condensazione "ABB" (GT-12) da 15 MW e con alternatore da 20.5 MVA.

Nel corpo a bassa pressione (B.P.), alimentato dal vapore 4,5 bar proveniente dalla camera M.P., avviene l'ultima espansione con spillamento regolato di vapore a 0,15 bar e temperatura di 160 °C e scarico finale di coda sottovuoto a 0,25 ata alla temperatura di 100°C.

Gli scarichi del corpo B.P. vengono utilizzati da 2 condensatori per il preriscaldamento dell'acqua inviata al degasatore.

All'interno della seconda Turbina del tipo a condensazione "ABB" (GT-12) il vapore si espande fino ad una pressione prossima al vuoto assoluto di 0,95 ata ed una temperatura di 40 °C.

Il sistema di raffreddamento dell'acqua di circolazione proveniente dal condensatore a fascio tubiero è composto da 2 torri di raffreddamento a tiraggio indotto, che garantiscono una portata di acqua in ciclo chiuso di circa 5.000 m³/h. Il sistema di reintegro è costituito dalle condense di ritorno e dall'acqua demineralizzata prodotta dagli impianti di demineralizzazione DEMI.

1.3.3 *Impianto di raffreddamento dedicato ai Cicli Turbogas (Fase 4)*

Il sistema di raffreddamento dei nuovi Cicli Combinati è basato su una torre di raffreddamento a circolazione forzata di tipo ibrido, composta da 12 celle nelle quali l'acqua di circolazione è raffreddata per effetto dell'evaporazione ed in parte per scambio termico.

Le celle sono modulabili e possono essere accese o spente a seconda delle reali necessità di raffreddamento dell'impianto.

L'acqua di raffreddamento è alimentata a due circuiti mediante pompe dedicate:

- circuito acqua di raffreddamento principale, per il raffreddamento dei condensatori di vapore della Turbina a vapore;
- circuito acqua di raffreddamento secondario, per il raffreddamento delle apparecchiature.

Il circuito di raffreddamento è alimentato con acqua chiarificata prodotta nelle unità CHIARI dell'Impianto. Parte dell'acqua è spurgata in continuo per evitare l'accumulo di Sali nel circuito, è quindi presente un reintegro di acqua chiarifica che ha lo scopo di compensare lo spurgo e le perdite dovute all'evaporazione.

Dell'impianto di raffreddamento fa anche parte un sistema dedicato al dosaggio chemicals, che ha lo scopo di aggiungere all'acqua del circuito di raffreddamento quantità adeguate di sostanze chimiche tali da evitare problemi di corrosione, sporco e incrostazione dei circuiti e scambiatori installati.

1.3.4 *Impianti di Chiarificazione Acque CHIARI3 e CHIARI2 (FASI 5 e7)*

Gli impianti di chiarificazione CHIARI3 e CHIARI2 sono costituiti da due sezioni distinte di chiarificazione e filtrazione, la seconda di demineralizzazione.

Con l'avvio della nuova Centrale a Cicli Combinati l'impianto CHIARI2 sarà utilizzato solo come riserva fredda in caso di indisponibilità nel nuovo impianto CHIARI3 ad essa associato.

Gli impianti di chiarificazione e filtrazione vengono alimentati con acqua di fiume proveniente direttamente dal fiume Po. L'impianto CHIARI3 è progettato per produrre in continuo 850 m³/h di acqua chiarificata e filtrata, mentre l'impianto CHIARI2 è in grado di produrne fino a 1.050 m³/h.

Attraverso il processo di chiarificazione l'acqua viene depurata dalle sostanze in sospensione che le conferiscono la torbidità; l'operazione avviene attraverso un processo di Coagulazione e uno di Flocculazione.

Il trattamento di Coagulazione consiste nel provocare, con l'aggiunta di idonei prodotti chimici, la formazione di sospensioni più voluminose e più pesanti di quelle inizialmente contenute nell'acqua per accelerare la decantazione, mentre con il termine "Flocculazione" si intende la fase successiva, nella quale i precipitati si uniscono gli uni agli altri formando il flocculato, che successivamente precipita.

L'acqua così chiarificata affluisce al serbatoio di raccolta attraverso un canale aperto e, da qui, rilanciata all'impianto di filtrazione costituito da filtri a sabbia che effettuano la rimozione totale della torbidità residua in uscita al chiarificatore.

L'acqua filtrata così prodotta viene distribuita presso:

- impianti DEMI;
- reintegro delle torri di raffreddamento;
- rete acqua chiarificata dello Stabilimento Multisocietario.

1.3.5 Impianti di Demineralizzate acque DEMI3 e DEMI2 (FASI 6 e 8)

Gli impianti DEMI3 e DEMI2 vengono alimentati con l'acqua chiarificata e filtrata prodotta dai chiarificatori descritti nel *Paragrafo* precedente.

Con l'avvio della nuova *Centrale* a Cicli Combinati l'impianto DEMI2 sarà utilizzato solo come riserva fredda in caso di indisponibilità nel nuovo impianto DEMI3 ad essa associato.

L'impianto di demineralizzazione DEMI3 è costituito da due linee di demineralizzazione identiche basate sul concetto dell'osmosi inversa. Ogni linea ha una potenzialità di circa 200 m³/h per una portata complessiva di 400 m³/h.

L'impianto DEMI2 è costituito da quattro linee distinte composte da 4 stadi (cationico debole, cationico forte, anionico debole ed anionico forte) per una portata nominale complessiva di 400 m³/h.

L'acqua demineralizzata viene infine utilizzata principalmente per i seguenti scopi:

- reintegro del ciclo vapore delle *Centrali*;
- diluizione prodotti chimici;

- immissione nella rete acqua demineralizzata dello Stabilimento Multisocietario.

1.3.6 *Decompressione Gas Naturale (FASE 9)*

Questa fase consiste nell'approvvigionamento del gas naturale proveniente dalla rete Snam Rete Gas, seguito dalla filtrazione e della decompressione, che è successivamente inviato all'Unità di generazione ad una pressione non superiore a 30 bar.

1.3.6.1 *Sezione di Misura e Filtrazione*

La *Centrale* è dotata di un sistema di filtrazione del gas naturale, costituito da due linee, di cui una ridondante e sempre in *stand-by* per le emergenze.

Ognuna delle due linee di filtrazione è costituita da un filtro in linea del tipo a cartuccia, con separatore di condense e sistema di scarico automatico delle stesse, atto a trattenere sia particelle liquide che solide.

Le due linee sono in grado di trattare il 100% delle necessità di gas naturale della *Centrale*.

1.3.6.2 *Sezione di Preriscaldamento*

Per funzionare correttamente, le Turbine a gas devono essere alimentate con gas naturale, ad una temperatura superiore ai 0°C. Per questo motivo la *Centrale* è dotata di una sezione di preriscaldamento del gas. In tale sezione il gas naturale proveniente dalla sezione di filtrazione viene riscaldato tramite uno scambiatore di calore alimentato con acqua calda.

Sono previsti tre identici circuiti di riscaldamento del gas naturale, uno dei quali sempre in riserva, ciascuno costituito da una caldaia alimentata con parte del gas naturale prelevato dalla *Centrale*, che riscalda l'acqua che viene utilizzata come fluido caldo in uno scambiatore di calore a fascio tubiero.

Ognuna delle tre linee è dimensionata allo scopo di trattare il 50% del gas alimentato alla *Centrale* garantendo una temperatura superiore ai 10°C in tutte le condizioni di funzionamento.

Il gas così preriscaldato viene quindi inviato alla Sezione di Riduzione di Pressione del Gas di seguito descritta.

1.3.6.3 *Sezione di Riduzione di Pressione del Gas*

Tale Sezione ha il compito di ridurre la pressione del gas naturale, alimentato dal metanodotto di collegamento dalla rete Snam Rete Gas, da circa 70 bar

fino da una pressione minima di 30 bar necessaria per il corretto funzionamento dei Turbogas.

La Sezione è costituita da due linee di riduzione, di cui una ridondante e sempre in *stand-by* per le emergenze, tale riduzione è ottenuta tramite valvole di regolazione che operano per laminazione.

A valle di questa fase di pretrattamento il gas naturale è quindi inviato alla Sezione di Generazione.

1.3.7 Sottostazione Elettrica 380 kV e Cavidotto (FASE 10)

1.3.7.1 Cavidotto 380 kV

La Centrale di Cogenerazione a Ciclo Combinato da 800 MW di Ferrara è allacciata alla rete elettrica di trasmissione nazionale mediante un cavidotto in terna binata, che si connette al punto di consegna nella sottostazione di interconnessione alla linea a 380 kV Ostiglia - Ferrara Focomorto.

Il percorso del cavidotto a 380 kV si sviluppa in parte all'interno dello Stabilimento Multisocietario di Ferrara ed in parte all'esterno dello stesso.

1.3.7.2 Sottostazione 380 kV

La sottostazione elettrica a 380 kV installata nella Centrale di Cogenerazione a Ciclo Combinato da 800 MW di Ferrara è composta principalmente dalle seguenti sezioni:

- Montante generatore-trasformatore Gruppo 1;
- Montante generatore-trasformatore Gruppo 2;
- Montante linea in cavo;
- Sistema di sbarre singolo.

La sottostazione include inoltre le seguenti apparecchiature:

- interruttori;
- sezionatori;
- trasformatori di corrente;
- trasformatori di tensione;
- scaricatori;
- portali tralicciati;
- corde e tubi in lega di alluminio per i collegamenti ai montanti;
- tubi in lega di alluminio per le sbarre principali;
- catene di isolatori cappa e perno, in vetro, e relativi equipaggiamenti di amarro e sospensione;
- isolatori portanti a colonnino alta tensione;
- morsetteria per le connessioni alta tensione;

- cassette TV;
- armadi di raggruppamento cavi;
- cavi di potenza di bassa tensione e di controllo, misura e segnalazione
- materiali di terra;
- illuminazione.

La sottostazione elettrica a 380 kV è realizzata all'interno di un'area dotata di recinzione in calcestruzzo prefabbricato a paletti, ad esclusione dell'area nella quale sono installati i trasformatori elevatori che è dotata di recinzione metallica.

1.3.7.3 *Trasformatori elettrici*

I principali trasformatori elettrici installati all'interno della Centrale di Cogenerazione a Ciclo Combinato da 800 MW di Ferrara sono:

- trasformatori elevatori;
- trasformatori di unità.

1.3.8 *Sottostazione Elettrica S1 (Attività Tecnicamente Connessa 1)*

La stazione elettrica S1 (ex. Edison, rilevata da S.E.F. nell'ottobre 2008) è ubicata all'interno dello stabilimento multisocietario di Ferrara ed è collegata con la rete nazionale TERNA mediante 2 linee:

- Linea 219 a 220kV;
- Linea 701 a 130kV.

È realizzata in aria e può essere comandata dalla sala controllo locale o telecomandata dal Centro Manovra di Cesano Maderno.

L'insediamento è composto essenzialmente da due fabbricati servizi e da un box per quadri della linea L.219.

La stazione elettrica S1 è costituita da: N° 11 stalli di cui N°1 stallo linea 220kV, N°5 stalli linea 130kV, N°1 stallo sbarre 130kV, N° 2 stalli macchina 220kV, N°2 stalli macchina 130kV.

Sono presenti N°1 sistema di sbarra semplice a 220kV e N°1 sistema a doppia sbarra (Sbarra N e Sbarra P) a 130kV.

Sono inoltre installati N° 2 autotrasformatori 220/130/6kV da 95MVA e 107MVA rispettivamente, N° 2 trasformatori 130/6kV da 40MVA e 18MVA, N° 2 trasformatori da 6/0,230kV da 250kVA in olio, N°1 trasformatore da 6/0,230kV in resina.

Il Sistema di distribuzione a 6kV (costituito da una doppia sbarra, congiuntore K, partenza linee L1 e L2 ed alimentazione trasformatore TSA3).

Dalla Stazione S1 partono le seguenti linee elettriche che alimentano le diverse attività produttive presenti nello Stabilimento Multisocietario:

- L1 e L2 a 6 kV;
- FE1, FE2 e FE3 a 130 kV;
- L051 a 130 kV.

1.3.9 *Impianti Ausiliari*

Di seguito sono descritti alcuni impianti ausiliari associati al ciclo produttivo della Centrale di *Ferrara*.

1.3.9.1 *Sistema Azoto*

Il sistema azoto è connesso con la rete azoto dello Stabilimento Multisocietario e consente l'alimentazione di azoto per bonifica ed eventuale conservazione dei circuiti durante lunghi periodi di fermata.

1.3.9.2 *Sistema Acqua Potabile*

Il sistema acqua potabile è connesso con la rete acqua potabile dello Stabilimento Multisocietario e consente l'alimentazione di acqua potabile alle utenze di *Centrale* tramite un'autoclave.

1.3.9.3 *Sistema Antincendio*

Il sistema di distribuzione acqua antincendio di *Centrale* è collegato con la rete acqua antincendio dello Stabilimento Multisocietario tramite una serie di connessioni.

1.3.9.4 *Sistema Recupero Condense*

Il sistema di recupero condense è composto da un serbatoio di raccolta condense orizzontale nel quale sono convogliate le condense recuperate all'interno dell'area di *Centrale*. Da tale serbatoio le condense sono rilanciate, tramite apposite pompe, ai serbatoi di accumulo acqua demineralizzata.

La frazione di vapore generata nella raccolta condense all'interno del serbatoio atmosferico è condensata nello sfiato del serbatoio mediante uno scambiatore per recupero condense.

1.3.9.5 *Sistema di Regolazione e Controllo*

La *Centrale* è dotata di sistemi di regolazione, controllo ed acquisizione dati dell'ultima generazione, capaci di assicurare un elevato grado di automazione e sicurezza dell'impianto.

La supervisione e la gestione dell'impianto è affidata ad un sistema di controllo distribuito (DCS) installato in sala controllo.

1.3.9.6 *Sistema Aria Compressa*

Il sistema ha la funzione di produrre aria compressa, renderla di caratteristiche compatibili con i vari utilizzatori, distribuirla tramite una rete di *Centrale* alle varie aree e sotto distribuirla alle varie utenze, accumularla per garantire una adeguata autonomia in caso di disservizi del sistema di produzione.

L'impianto svolge le seguenti funzioni:

- Compressione aria;
- Accumulo di aria da utilizzare con funzioni di aria servizi;
- Trattamento dell'aria da utilizzare con funzioni di aria strumenti (filtraggio, disoleazione, essiccazione e filtraggio finale);
- Accumulo di aria da utilizzare con funzioni di aria strumenti;
- Distribuzione di aria servizi ed aria strumenti alle varie aree di impianto.

Gli assetti di marcia dei gruppi di generazione sono elaborati in funzione di diverse esigenze dipendenti dalle richieste del mercato elettrico e dalla pianificazione degli interventi di manutenzione programmata.

2.1 PROGRAMMI MANUTENTIVI

L'unità di Generazione sarà oggetto di manutenzioni programmate secondo calendari elaborati dai costruttori delle apparecchiature. Le manutenzioni saranno di entità e frequenza diverse.

Per il ciclo combinato è prevista la seguente manutenzione:

- *Minor Inspection*, da effettuare circa ogni 8.000 ore equivalenti di funzionamento, e comporta la fermata della Turbina per 5 giorni;
- *Major Inspection*, da effettuare circa ogni 25.000 ore equivalenti di funzionamento e comporta la fermata della Turbina per 45 giorni.

2.2 AVVIAMENTI E FERMATE

La frequenza di avvio e fermata dei gruppi dipende dalla modalità con la quale saranno eserciti.

L'esercizio tipico è quello continuo o con fermate opportunistiche. E' possibile anche un esercizio che preveda brevi periodi di fermata nel fine settimana.

Nel caso di un funzionamento in marcia continua si possono ipotizzare 4 o 5 avviamenti e fermate all'anno in relazione ai periodi di fermata programmata e ad eventuali disservizi.

Nel caso di un servizio con fermate opportunistiche si possono prevedere fermate nei fine settimane fino ad un massimo di circa 50-60 avviamenti e fermate l'anno.

2.3 DESCRIZIONE DISSERVIZI

La Centrale non ha ancora completato la fase di messa in regime non è quindi possibile descrivere eventi di disservizio per l'ultimo anno d'esercizio come richiesto nella "Linea Guida alla Compilazione per la domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale".

Le attività della *Centrale* generano potenziali impatti ambientali legati al seguente utilizzo di risorse e interferenze con l'ambiente:

- Prelievi idrici;
- Utilizzo di combustibili e Materie Prime Ausiliarie;
- Consumo di Energia;
- Emissioni in atmosfera;
- Emissioni Idriche;
- Rumore;
- Generazione di Campi Elettromagnetici
- Amianto;
- PCB.

3.1 *USO DI RISORSE*

3.1.1 *Prelievi Idrici*

I prelievi idrici della *Centrale* sono costituiti dall'Acqua di fiume, prelevata dal Po e dall'Acqua potabile.

3.1.1.1 *Acqua di fiume, prelevata dal Po*

L'acqua destinata agli usi di *Centrale* viene prelevata interamente attraverso la derivazione di acqua dal fiume Po, in prossimità della località Pontelagoscuro.

L'acqua così prelevata viene quindi inviata agli impianti di Chiarificazione descritti al *Paragrafo 1.3.4* dove viene filtrata, chiarificata e quindi inviata alla Rete di acqua chiarificata dello Stabilimento Multisocietario. L'acqua chiarificata così prodotta è utilizzata dalla *Centrale* principalmente per il reintegro delle torri di raffreddamento, l'acqua antincendio e la produzione di acqua demineralizzata.

L'acqua demineralizzata è prodotta nei demineralizzatori descritti nel *Paragrafo 1.3.5* ed inviata nella rete dedicata dello Stabilimento Multisocietario, la *Centrale* la utilizza principalmente per il reintegro del ciclo vapore.

Si stima un consumo annuale pari a 20.410.800 m³ di acqua di fiume, prelevata dal Po.

3.1.1.2 *Acqua Potabile*

L'acqua potabile viene approvvigionata tramite l'acquedotto ed è utilizzata esclusivamente per scopi igienico sanitari.

3.1.2 *Combustibili e Materie Prime Ausiliarie Ausiliari*

Il combustibile utilizzato dalla *Centrale* di Ferrara è esclusivamente il gas naturale, che viene principalmente impiegato nella sezioni di generazione.

I consumi massimi di gas naturale sono pari a 72.500 Sm³/h per ciascuno dei Cicli Turbogas mentre la CTE2 quando è in funzione consuma circa 11.000 Sm³/h di combustibile.

Tenendo conto di un funzionamento dei Cicli Turbogas non superiore alle 8.000 ore e un funzionamento della CTE2 non superiore a 52 ore/anno (come definito nel *Decreto MAP 015/2002*) il consumo annuale alla capacità produttiva risulta pari a 1.160.572.000 Sm³/anno.

Per il funzionamento della *Centrale* sono inoltre necessari dei *Chemicals* che hanno lo scopo di mantenere in efficienza le componenti delle unità di generazione e delle torri di raffreddamento. Altri *Chemicals* sono utilizzati per gli impianti di chiarificazione e demineralizzazione delle acque.

Inibitore di Corrosione

E' un prodotto che viene iniettato sulla linea di circolazione del ciclo chiuso per rimuovere l'ossigeno apportato dai reintegri di acqua demineralizzata o dall'ossigenazione della superficie nel vaso di espansione.

Deossigenante

Viene iniettato nelle linee di aspirazione delle pompe alimento allo scopo di rimuovere l'ossigeno ancora presente nell'acqua alimento.

Alcalinizzante Acqua Alimento

Viene iniettato sulla mandata delle pompe estrazione condensato allo scopo di neutralizzare la presenza di incondensabili (in particolare CO₂) e inibire gli effetti della corrosione, proteggendo le linee del sistema alimento e garantendo una buona diffusione e stabilità anche in fase vapore.

Alcalinizzante Acqua Caldaia

E' costituito da una miscela di fosfati tricoordinati. Viene iniettato nei corpi cilindrici del GVR allo scopo di eliminare ogni eventuale traccia di durezza e creare nei corpi cilindrici, punto di separazione acqua/vapore, le condizioni

chimiche di minor corrosione (pH 9,2 - 9,8 corrispondente al punto di minor solubilità del ferro).

Gli impianti di chiarificazione utilizzano cloruro ferrico ed ipoclorito di sodio. Gli impianti di demineralizzazione invece utilizzano principalmente acido cloridrico ed idrossido di sodio per la rigenerazione delle resine a scambio ionico.

3.1.3 *Energia*

La *Centrale* termoelettrica ha una potenza lorda complessiva pari a circa 800 MWe. L'energia prodotta in *Centrale* è vettoriata alla Rete di trasmissione nazionale attraverso la nuova sottostazione a 380 kV ed una linea elettrica in cavo sempre a 380 kV. La rete elettrica dello Stabilimento Multisocietario è connessa alla rete di trasmissione nazionale attraverso due elettrodotti a 220 kV e 130 kV che insistono nella stazione S1 di proprietà SEF. L'energia elettrica prodotta dalla centrale CTE2, nelle ore di marcia autorizzate, è distribuita nella rete elettrica dello Stabilimento Multisocietario.

Il vapore prodotto dalla nuova centrale ai due livelli di pressione (media pressione e bassa pressione) è erogato nelle due reti di distribuzione vapore (media pressione e bassa pressione) dello Stabilimento Multisocietario. Tali reti permettono di distribuire il vapore a tutti gli impianti presenti. Il vapore prodotto dalla CTE2 (nelle ore di marcia autorizzate) viene sempre erogato nelle reti vapori di stabilimento.

3.2 *INTERFERENZE CON L'AMBIENTE*

Di seguito, in accordo alle *Linee Guida per la predisposizione della Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale*, si riporta la descrizione delle più significative interferenze con l'ambiente dovute all'esercizio della *Centrale*, in termini di:

- Emissioni in atmosfera;
- Emissioni idriche;
- Rumore;
- Produzione di rifiuti;
- Campi elettromagnetici;
- Amianto;
- PCB.

Inoltre, con riferimento all'*Allegato III del Decreto Legislativo 59/05*, si riporta in Appendice A alla presente relazione, per le componenti aria e acqua, una valutazione motivata della pertinenza o meno, in relazione ai cicli produttivi della *Centrale*, delle sostanze riportate in *Allegato III*, in riferimento alla loro significatività.

3.2.1

Emissioni in Atmosfera

Le principali fonti di emissione in atmosfera sono costituite dai camini associati a Cicli Turbogas ed alla sezione CTE2.

Le emissioni in atmosfera, generate dalla combustione del gas naturale, sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NO_x) e dal monossido di carbonio (CO).

In *Tabella 3.2.1a* si riportano gli scenari emissivi associati alla *Centrale* e riferiti alla capacità produttiva.

Tabella 3.2.1a

Caratteristiche delle Sorgenti di Emissione in Atmosfera

ID Sorgente	Portata fumi secchi (Nm ³ /h)	Altezza camino (m)	Area camino (m ²)	Temp fumi (°C)	SO ₂ mg/nm ³	NO _x mg/Nm ³	CO mg/Nm ³	Polveri mg/Nm ³
E1	240.000 ⁽¹⁾	85	8,03	149	-	300 ⁽¹⁾	250 ⁽¹⁾	-
E2	2.180.000 ⁽²⁾	60	37,73	100	-	50 ⁽²⁾ (40 ⁽³⁾)	30 ⁽²⁾	-
E3	2.180.000 ⁽²⁾	60	37,73	100	-	50 ⁽²⁾ (40 ⁽³⁾)	30 ⁽²⁾	-

Note:

1 - fumi secchi riferiti al 3% di O₂, media oraria;

2 - fumi secchi riferiti al 15% di O₂, media oraria;

3 - A seguito di un accordo volontario tra SEF, Comune di Ferrara, Provincia di Ferrara e Regione Emilia Romagna siglato il 22 Gennaio 2009 SEF si impegna a rispettare nei Cicli Turbogas un limite emissione relativo alla concentrazione di NO_x non superiore a 40 mg/Nm³.

In Appendice B alla presente relazione si riportano le curve di variazione di NO_x e CO al variare del carico delle Turbine a gas.

3.2.2

Emissioni Idriche

Gli scarichi idrici generati dagli impianti gestiti dalla *Centrale* sono costituiti da:

- acque di processo;
- acque meteoriche;
- acque domestiche;
- acque di raffreddamento.

Gli scarichi parziali costituiti dalle acque di processo vengono recapitati, mediante condotta interna, all'impianto di trattamento delle acque reflue industriali gestito dal Consorzio IFM S.c.a.r.l. e da qui scaricate, mediante condotta in pressione, nella Pubblica Fognatura denominata "Condotto Industriale". L'autorizzazione allo scarico idrico nella Pubblica Fognatura "Condotto industriale" è pertanto intestata al Consorzio IFM S.c.a.r.l., proprietaria dello sito industriale.

Gli scarichi parziali costituiti dalle acque meteoriche, domestiche e di raffreddamento sono invece recapitati nella rete acque chiare dell'interno complesso industriale e da qui scaricate nel corpo idrico superficiale denominato "Canale Boicelli", attraverso i punti di scarico, denominati SF6-SF8 autorizzati dalla Provincia di Ferrara, ed intestati anch'essi al Consorzio IFM S.c.a.r.l.

I valori limite di emissioni delle acque reflue in pubblica fognatura e nel corpo idrico superficiale, prescritti dalle suddette autorizzazioni ed applicabili al solo punto finale e non ai singoli scarichi parziali, sono quelli relativi alla *Tabella 3, Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs 152/06* e s.m.i.

3.2.3

Rumore

Presso la *Centrale* di Ferrara le sorgenti più significative di rumore sono costituite dalle apparecchiature presenti nelle unità di generazione e nelle torri di raffreddamento, quali pompe, compressori, turbine, alternatori e ventilatori.

Si sottolinea che la Nuova *Centrale* a Cicli Combinati, è attualmente in fase di collaudo. Non sono quindi ancora disponibili rilievi acustici necessari per la compilazione di tale Quadro.

3.2.4

Produzione di Rifiuti

I rifiuti del sito prodotti nella *Centrale* di Ferrara sono classificati secondo quanto stabilito dalla normativa vigente e di seguito riportato:

- Rifiuti assimilabili agli urbani: rifiuti di composizione analoga gli urbani non contaminati che vengono considerati assimilati agli urbani ed inviati in discarica idonea;
- Rifiuti speciali non pericolosi: rifiuti provenienti da attività industriali e da servizi che non possono essere considerati assimilabili agli urbani, in quanto contaminati da prodotti;
- Rifiuti speciali pericolosi: rifiuti provenienti da attività industriali, composti da prodotti che rientrano nelle classi di pericolosità espresse dal Decreto Legislativo 152/06.

All'interno del sito produttivo è in corso di completamento la struttura che sarà dedicata allo stoccaggio temporaneo dei rifiuti

I principali rifiuti prodotti dall'esercizio della *Centrale* sono costituiti da materiali legati all'attività di esercizio e manutenzione della *Centrale*, quali contenitori, acque di lavaggio dei turbogas, dagli oli esausti provenienti da motori, trasmissioni ed ingranaggi, da acqua ed oli provenienti da altre fonti, da ferro e acciaio, ecc.

Essendo la *Centrale* attualmente in fase di test, ed essendo pertanto assente un periodo storico di riferimento non esiste un bilancio consolidato delle reali quantità e qualità di rifiuti prodotti.

Si stima, ad ogni modo, sulla base dell'esperienza maturata da parte del Gestore su centrali analoghe, la produzione delle seguenti tipologie di rifiuti:

- Fanghi dal controlavaggio filtri;
- Acque di lavaggio compressore;
- Carboni attivi esauriti;
- Rifiuti Solidi Urbani;
- Imballaggi in carta e cartone;
- Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze;
- Imballaggi metallici;
- Imballaggi multimateriale;
- Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi;
- Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti) stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose;
- Imballaggi in plastica;
- Rifiuti di legna;
- Fanghi da chiarificazione acque;
- Resine da scambio ionico esauste.

Questo elenco di tipologie di rifiuti è tuttavia da considerarsi non esaustivo, infatti, le reali tipologie di rifiuti prodotti potranno essere verificate solo dopo un congruo periodo di esercizio della *Centrale*.

Nel *Quadro B.11.2* delle *Scheda B* si riportano le stime di tipologia e quantitativi dei rifiuti prodotti dalla *Centrale* con riferimento alla capacità produttiva. Anche in questo caso, trattandosi di stime basate sull'esperienza del Gestore, i reali quantitativi che verranno prodotti di rifiuti potranno essere verificati solo dopo un congruo periodo di esercizio della *Centrale*.

3.2.5

Campi Elettromagnetici

La produzione di energia elettrica e la relativa trasformazione e distribuzione comportano la generazione di campi elettromagnetici.

L'allacciamento alla sottostazione elettrica TERNA posta al di fuori dello Stabilimento Multisocietario, avviene tramite cavidotto ad alta tensione (380 kV) interrato a due metri di profondità.

Dalla valutazione effettuata nello studio d'impatto ambientale la condizione di esposizione della popolazione non risulta significativamente variare rispetto la situazione ante-operam.

Mentre per quanto riguarda l'esposizione del personale addetto, attualmente è stata effettuata la misura dell'induzione magnetica nella sala controllo, ovvero il punto dove si ha il maggior stazionamento del personale, non rilevando mai valori di induzione magnetica superiori a 2 μ T.

3.2.6

Amianto

Nello stabilimento, in ottemperanza alle normative vigenti, vengono effettuate tutte le attività volte ad evitare che il deterioramento dei materiali contenenti amianto presenti al suo interno determini condizioni di pericolo per i lavoratori.

A tale scopo si è proceduto a:

- censire tutti i materiali contenenti amianto (m.c.a.) presenti in stabilimento;
- verificare periodicamente il loro stato di conservazione;
- programmare gli interventi di rimozione e/o messa in sicurezza dei m.c.a. in funzione del loro stato di conservazione;
- aggiornare, con cadenza almeno annuale, il censimento completo dello stato di conservazione e delle quantità effettive o stimate;
- valutare il rischio per i lavoratori nelle aree con presenza di m.c.a.;
- definire le modalità degli interventi manutentivi su apparecchi e linee con presenza di m.c.a.

Si riporta di seguito una breve descrizione della modalità di esecuzione delle suddette attività.

Censimento dei Materiali Contendenti Amianto (m.c.a.)

La *Centrale*, partendo dai censimenti effettuati in passato, ha effettuato, nel 2008, un nuovo censimento dei materiali contenenti amianto, completo di stato di conservazione, valutazione del rischio per i lavoratori e documentazione fotografica. Sono inoltre state censite tutte le tipologie di materiale coibente presente nella *Centrale*, comprese le fibre ceramiche.

Tale censimento costituisce il "punto zero" per tutte le valutazioni, interventi ed aggiornamenti futuri.

Controlli periodici

Il "controllo periodico routinario" ha cadenza annuale. Solo dopo eventi atmosferici di particolare intensità, quali violenti temporali con venti forti o gelate prolungate seguite da rapidi aumenti di temperatura, si effettueranno "controlli straordinari" dei materiali integri suscettibili di danneggiamento esposti alle intemperie.

La verifica avviene mediante:

- ispezione visiva da inserire nelle attività routinarie di reparto;
- aggiornamento del censimento generale mediante la “Scheda aggiornamento censimento e stato di conservazione dei materiali contenenti amianto”.

Qualora dalle attività di controllo routinarie o straordinarie dovessero emergere possibili danneggiamenti dei m.c.a., il Responsabile di Reparto interessato procederà:

- alla emissione di un Ordine di Lavoro per la messa in sicurezza in emergenza o la rimozione dei m.c.a. danneggiati;
- alla pianificazione o aggiornamento del programma degli interventi di bonifica;
- alla definizione, in relazione alla possibile presenza di personale nell’area interessata, di un eventuale programma di monitoraggio ambientale per l’analisi delle fibre libere ed il loro conteggio.

Piano di bonifica amianto

La Centrale ha definito un “Piano di Bonifica Amianto” che prevede interventi di rimozione dei m.c.a. in funzione delle loro caratteristiche e stato di conservazione. I controlli periodici precedentemente descritti possono determinare la necessità di aggiornamento del piano sia in termini di priorità che in termini di incremento delle previsioni di budget.

Interventi di bonifica

Tutti gli interventi di bonifica su m.c.a. sono affidati a ditte specializzate ed autorizzate che eseguono i lavori nel rispetto della normativa vigente. Tra gli obblighi della ditta incaricata specialistica vi è la predisposizione di un “piano di lavoro” che deve essere approvato dall’ASL prima dell’inizio dei lavori.

Il “piano di lavoro” descrive le misure da adottare per:

- la protezione dei lavoratori adibiti all’intervento di bonifica;
- l’allestimento ed il collaudo del cantiere;
- l’area di decontaminazione;
- le tecniche di rimozione;
- l’imballaggio e l’etichettatura dei rifiuti contenenti amianto;
- le modalità di allontanamento dei rifiuti dall’area di lavoro;
- le tecniche di incapsulamento;
- la decontaminazione del cantiere;
- la protezione delle zone esterne all’area di lavoro.

I metodi di bonifica applicabili sono i seguenti:

- Rimozione, ovvero il procedimento di eliminazione totale del m.c.a.
- Incapsulamento, ovvero il trattamento dell’amianto con prodotti penetranti o ricoprenti che, secondo il tipo di prodotto usato, tendono

ad inglobare le fibre di amianto, a ripristinare l'aderenza al supporto o a costituire una pellicola di protezione sulla superficie esposta. Il trattamento si effettua con attrezzature idonee che evitino la liberazione di fibre nell'ambiente e consentano il recupero ed il trattamento delle acque di lavaggio. I m.c.a. che hanno subito tale trattamento richiedono controlli periodici ed interventi di normale manutenzione per conservare l'efficacia e l'integrità del trattamento.

- Confinamento, ovvero l'installazione di una barriera a tenuta che separi l'amianto dalle aree occupate dell'edificio; se non viene associato ad un trattamento incapsulante, il rilascio di fibre continua all'interno del confinamento. La barriera installata va periodicamente verificata e sottoposta a manutenzione per mantenerne invariata l'efficacia.

Dopo aver fatto richiesta ad ARPA del nulla osta allo smaltimento ed aver ottenuto parere favorevole, si può procedere allo smaltimento dei rifiuti contenenti amianto di risulta.

Lo smaltimento dei rifiuti contenenti amianto avviene a cura del Responsabile di Reparto interessato una volta ottenuto il nulla osta da ARPA. La ditta incaricata specialistica esegue ogni fase del lavoro in conformità alle disposizioni delle norme vigenti, provvedendo a confezionare ed etichettare adeguatamente i materiali rimossi e a trasportarli nel deposito temporaneo del Reparto interessato.

3.2.7

PCB

La *Centrale* di Ferrara è esente da PCB in tutte i suoi impianti ad esclusione della Stazione S1 acquistata recentemente.

In tale stazione sono presenti 6 trasformatori, di cui uno contenente 300 kg di olio con una concentrazione di PCB superiore a 50 ppm. Come da accordi contrattuali contratti con il soggetto che possedeva precedentemente la sottostazione, tale olio dovrà essere smaltito entro il 2009 in conformità alla legislazione vigente.

INDICE

1	DESCRIZIONE DEL PROCESSO PRODUTTIVO	1
1.1	UBICAZIONE DELLA CENTRALE	1
1.2	STORIA DEL SITO	1
1.3	DESCRIZIONE DELLA CENTRALE	3
1.3.1	Cicli Turbogas 1 e 2 (Fasi 1 e 2)	5
1.3.2	Centrale CTE2 (Fase 3)	10
1.3.3	Impianto di raffreddamento dedicato ai Cicli Turbogas (Fase 4)	11
1.3.4	Impianti di Chiarificazione Acque CHIARI3 e CHIARI2 (FASI 5 e7)	11
1.3.5	Impianti di Demineralizzate acque DEMI3 e DEMI2 (FASI 6 e 8)	12
1.3.6	Decompressione Gas Naturale (FASE 9)	13
1.3.7	Impianti Ausiliari	16
2	ASSETTI DI MARCIA	18
2.1	PROGRAMMI MANUTENTIVI	18
2.2	AVVIAMENTI E FERMATE	18
2.3	DESCRIZIONE DISSERVIZI	18
3	USO DI RISORSE ED INTERFERENZE CON L'AMBIENTE	19
3.1	USO DI RISORSE	19
3.1.1	Prelievi Idrici	19
3.1.2	Combustibili e Materie Prime Ausiliarie Ausiliari	20
3.1.3	Energia	21
3.2	INTERFERENZE CON L'AMBIENTE	21
3.2.1	Emissioni in Atmosfera	22
3.2.2	Emissioni Idriche	22
3.2.3	Rumore	23
3.2.4	Produzione di Rifiuti	23
3.2.5	Campi Elettromagnetici	24
3.2.6	Amianto	25
3.2.7	PCB	27

Appendici

Appendice A - Identificazione Sostanze Pertinenti

Appendice B - Curve di Variazione di NO_x e CO al Variare del Carico delle Turbine