

## **Allegato B18**

***RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI***

## B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi

<b>1. INTRODUZIONE.....</b>	<b>4</b>
<b>2. FASE 1 : LINEE DISTRIBUZIONE COMBUSTIBILI (GAS SIDERURGICI E NATURALE, OLIO COMBUSTIBILE).....</b>	<b>8</b>
<b>3. STORIA TECNICO-PRODUTTIVA DEL SITO .....</b>	<b>13</b>
<b>4. DESCRIZIONE DELLA CENTRALE CET2.....</b>	<b>14</b>
<b>4.1. Descrizione del ciclo produttivo.....</b>	<b>14</b>
4.1.1. Fase 2 A/B: Generatori di vapore CA1 e CA2.....	15
4.1.2. Fase 3 A/B: Turbine a vapore TV1 e TV2.....	24
4.1.3. Fase 4 A/B: Condensatori ad acqua di mare .....	28
<b>5. DESCRIZIONE DELLA CENTRALE CET3.....</b>	<b>32</b>
<b>5.1. Descrizione del ciclo produttivo.....</b>	<b>33</b>
5.1.1. Fase 2C: Turbina a gas TG .....	34
5.1.2. Fase 3C: Generatore di vapore a recupero GVR.....	38
5.1.3. Fase 4C: Turbine a vapore TV3 .....	41
5.1.4. Fase 5C: Condensatore ad acqua di mare .....	44
<b>6. IMPIANTI TECNICAMENTE CONNESSI .....</b>	<b>46</b>
<b>6.1. Impianto trattamento e miscelazione gas siderurgici (Rif: ATC1) .....</b>	<b>46</b>
<b>6.2. Impianto di trattamento acqua demi (Rif: ATC2).....</b>	<b>51</b>
6.2.1. Trattamento acque da trattamento gas e condense gas per CET2 e CET3 (Rif:ATC3)..	52
6.2.2. Generatori di emergenza CET 2 (Rif: ATC4).....	61
6.2.3. Generatori di emergenza CET 3 (Rif:ATC4).....	61
<b>7. ASPETTI AMBIENTALI, EMISSIONI IN ARIA E SCARICHI IDRICI (CET2 – CET3)...</b>	<b>63</b>
<b>7.1. Emissioni in atmosfera.....</b>	<b>63</b>
7.1.1. Emissioni in atmosfera di tipo convogliato.....	63
7.1.2. Emissioni in atmosfera di tipo diffuso e fuggitivo.....	77
<b>7.2. Scarichi idrici.....</b>	<b>80</b>

---

<b>7.3. Rifiuti.....</b>	<b>83</b>
<b>7.4. Rumore.....</b>	<b>83</b>
<b>7.5. Emissioni elettromagnetiche .....</b>	<b>83</b>
<b>8. ANALISI DELLE CONDIZIONI DI AVVIAMENTO, TRANSITORIO E DEI MALFUNZIONAMENTI .....</b>	<b>84</b>
<b>8.1. Programma generale lavori di manutenzione .....</b>	<b>88</b>

## B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi

### 1. Introduzione

Il presente documento costituisce revisione dell'Allegato B.18 presentato dal Gestore congiuntamente alla documentazione predisposta in sede di Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale. Scopo della revisione è quello di fornire i chiarimenti e le integrazioni richieste dal Ministero dell'Ambiente, del Territorio e del Mare nel corso della Procedura di rilascio dell'Autorizzazione stessa e di soddisfare in particolare quanto richiesto nella lettera Protocollo DSA2008-0010128 dell'11 Aprile 2008. Si evidenzia inoltre che:

- È stato richiesto un incontro col Gruppo Istruttorio, di cui si allega il verbale in **Appendice 1** (si faccia riferimento al verbale di riunione Supporto APAT – GI – Gestore n° 031-Edison (LI) – VR GI-G 16-05-08)
- È stata richiesta proroga per la presentazione della documentazione integrativa, che ha avuto esito positivo, come risulta da carteggio allegato in **Appendice 1**.

In particolare la Relazione, oltre ad analizzare i processi produttivi della Centrale Edison di Piombino, mette in risalto i seguenti aspetti (così come richiesto con richiesta d'integrazioni dal Ministero dell'Ambiente, del Territorio e del Mare ed in accordo a quanto concordato in sede di riunione con il Gruppo Istruttorio):

- Aspetti ambientali (emissioni in atmosfera, scarichi idrici, etc...);
- Descrizione delle condizioni di avviamento e di transitorio anche in termini di produzione e concentrazione degli inquinanti;
- Descrizione della gestione dei malfunzionamenti e di attività di manutenzione programmata (criticità ambientali durante l'attività di manutenzione, periodicità e durata);
- Descrizione delle fasi funzionali dell'impianto con analisi quantitativa degli ingressi/uscite di materie prime, acqua e combustibili per ciascuna linea produttiva (CET2 e CET3);
- Indicazione della composizione del mix di combustibili alimentato a ciascuna linea produttiva (CET2 e CET3), in termini di percentuali medie minime e massime;
- Andamento delle emissioni di inquinanti in relazione all'assetto di combustione;
- Indicazione delle ore di funzionamento e rendimento dell'impianto (nell'anno di riferimento e alla capacità produttiva);
- Descrizione dei sistemi di trattamento (trattamento gas AFO e COKE e impianto di trattamento acqua);
- Caratteristiche tecniche e prestazioni dei bruciatori.

A solo titolo introduttivo, ed al fine di guidare la lettura della Relazione si ritiene opportuno precisare che la Centrale Edison di Piombino è costituita dagli impianti denominati CET2 e CET3, situati all'interno dello stabilimento siderurgico Lucchini S.p.A. . Oltre agli aspetti localizzativi la connessione tra l'impianto siderurgico e la Centrale Edison è molto significativa, infatti:

- La Centrale è alimentata da una miscela di Gas Siderurgici, denominati Gas AFO (gas da altoforno, ricavato durante la produzione di ghisa), e Gas COKE (gas di cokeria, ricavato nei forni per coke metallurgico), arricchita, quando necessario, da olio combustibile (solo CET2) e da Gas Naturale;
- La Centrale riceve da Lucchini S.p.A., oltre ai combustibili, una serie di fluidi di servizio (come acqua mare per le esigenze di raffreddamento, acqua demineralizzata, etc...);
- La Centrale a sua volta cede a Lucchini:
  - L'energia elettrica prodotta dall'impianto CET2 alla tensione di 60 kV;
  - Vapore (sia da CET2, sia da CET3);
- La produzione elettrica di CET3 è totalmente immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) attraverso una linea a 132 kV.

La Centrale è programmata per funzionare su ciclo continuo, fatte salve le fermate di manutenzione necessarie ed eventuali situazioni di malfunzionamento/fermata che portano al blocco degli impianti. Le fermate programmate vengono preventivamente concordate tra Lucchini ed Edison al fine di massimizzare l'utilizzo dei gas siderurgici.

La manutenzione programmata annuale prevede un fermo impianto di manutenzione tipico di almeno:

- 30 giorni per l'impianto CET2 di fermata parziale al 50%, costituita dalla fermata di un gruppo alla volta (la fermata massima corrisponde invece alla fermata generale di manutenzione, di 90 giorni, che si tiene ogni 6 anni);
- 11 giorni per l'impianto CET3 (la fermata massima corrisponde invece alla fermata generale di manutenzione, di 45 giorni, che si tiene ogni 6 anni).

Pertanto l'impianto CET2, fatte salve situazioni imprevedibili, marcia a ciclo continuo e carico costante per 8.760 ore all'anno (alla capacità produttiva), mentre l'impianto CET3, fatte salve situazioni imprevedibili, marcia a ciclo continuo e carico costante per 8.496 ore all'anno (alla capacità produttiva).

Sempre con la finalità di guidare al meglio la lettura del presente documento si evidenzia che la **capacità produttiva** dell'impianto è stata definita, in congruenza con quanto sopra, considerando:

- Una marcia riferita all'**assetto storico di riferimento** (si faccia riferimento al *caso 1*, definito nel successivo Paragrafo 6) per un corrispettivo di 7.640 ore per CET2 e di 8.096 ore per CET3

(corrispondenti alle 8.760 ore di cui è costituito l'anno solare decurtate della somma delle ore dei casi indicati nei due punti sottostanti e delle minime fermate per manutenzione degli impianti);

- Il caso storico di riferimento **in caso di fermata per manutenzione di una Caldaia di CET2** (si faccia riferimento al *caso 2, manutenzione di una Caldaia di CET2*, definito nel successivo Paragrafo 6) per un corrispettivo di 720 ore (pari alla somma di 30 giorni di manutenzione per l'intero impianto);
- Il caso storico di riferimento **in caso di fermata accidentale dell'Altoforno di proprietà terza** (si faccia riferimento al *caso 3, fermata accidentale dell'Altoforno di proprietà terza* definito nel successivo Paragrafo 6) per un corrispettivo di circa 400 ore (dato derivante da un'analisi storica delle fermate accidentali dell'altoforno e della conseguente indisponibilità di Gas AFO nel periodo 2004-2007, così come descritto nella successiva Tabella).

**Tabella 1: Numero eventi ed ore di fermate accidentali dell'altoforno di proprietà terza**

Parametro	2004	2005	2006	2007	Valore medio
Totale ore	272	335	407	452	366
N° eventi	25	24	39	43	32,75

Si evidenzia come la stima delle emissioni che derivano da tale calcolo sono riferite a delle situazioni prese a riferimento e assunte costanti tutto l'anno, il cui valore di emissione associato è quello relativo non al valore medio derivante dai dati storici, bensì considerando lo sfruttamento della massima capacità produttiva dell'impianto.

Questo aspetto induce ad un calcolo del flusso massico emissivo notevolmente maggiore di quello che si è verificato a livello storico nei vari anni.

Infine, al fine di fornire risposta a quanto richiesto dal Ministero dell'Ambiente, del Territorio e del Mare nel corso della Procedura di rilascio dell'Autorizzazione si forniscono nella Tabella seguente le ore di funzionamento negli ultimi quattro anni delle due linee produttive ed i relativi rendimenti elettrici d'impianto.

**Tabella 2: Ore di funzionamento della centrale e relativi rendimenti elettrici**

Ciclo Produttivo	u.m.	2004	2005	2006	2007	Capacità produttiva
<b>Ore di funzionamento della Centrale (media di riferimento)</b>	h	8.784	8.760	8.760	8.760	8.760
Ore di funzionamento gruppo CET2	h	8.305	7.802	8.379	8.586	8.760
Ore di funzionamento gruppo CET3	h	8.232	4.509	8.197	8.102	8.496
<b>Rendimento elettrico lordo totale</b>	%	38,7%	36,3%	38,8%	38,7%	38,2%
Rendimento elettrico lordo CET2	%	23,4%	26,4%	25,7%	25,4%	26,7%
Rendimento elettrico lordo CET3	%	45,5%	44,8%	45,2%	45,8%	45,1%

<b>Ciclo Produttivo</b>	<b>u.m.</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>Capacità produttiva</b>
<b>Rendimento elettrico netto totale</b>	%	37,7%	35,2%	37,8%	37,6%	37,1%
Rendimento elettrico netto CET2	%	22,1%	24,9%	24,3%	23,8%	25,3%
Rendimento elettrico netto CET3	%	44,7%	44,0%	44,3%	44,9%	44,2%
<b>Rendimento globale lordo totale</b>	%	41,8%	40,0%	41,6%	40,6%	40,2%
Rendimento globale lordo CET2	%	31,6%	33,6%	32,4%	29,9%	30,1%
Rendimento globale lordo CET3	%	46,3%	45,5%	46,1%	46,2%	46,4%
<b>Rendimento globale netto totale</b>	%	40,8%	38,8%	40,6%	39,5%	39,2%
Rendimento globale netto CET2	%	30,2%	32,1%	30,9%	28,4%	28,7%
Rendimento globale netto CET3	%	45,5%	44,6%	45,2%	45,3%	45,5%

## **2. Fase 1 : Linee distribuzione combustibili (gas siderurgici e naturale, olio combustibile)**

La linea di distribuzione combustibili è comune ad entrambe le linee produttive (CET2 e CET3) ad esclusione dell'olio che è solo per CET2; di seguito vengono esplicitate le modalità di adduzione con riferimento alla singola linea produttiva.

### **Linea produttiva CET2:**

#### Modalità di funzionamento

I gas AFO, COKE e Gas Naturale, provenienti dalle reti Lucchini, sono trasferiti con dei gasdotti direttamente alle caldaie. Le tubazioni di adduzione dei gas AFO, COKE e del gas Naturale forniti dallo stabilimento siderurgico vengono distribuiti alla centrale EDISON con una rete che si stacca dalle tubazioni Lucchini fino all'ingresso delle caldaie dei 2 monoblocchi di CET2. Di seguito vengono descritti con maggior dettaglio i combustibili utilizzati e le relative modalità di adduzione all'impianto.

- Gas Afo:

L'adduzione del gas Afo alla caldaia avviene con trasferimento continuo, tramite gasdotto da rete Lucchini.

La pericolosità del gas Afo deriva principalmente dalla considerevole quantità di CO (24 % vol.) contenuta, che lo rendono tossico ed infiammabile.

Le tubazioni di distribuzione gas da Lucchini alle caldaie dei monoblocchi di CET2 hanno pressione massima relativa pari a 0,06 bar alla temperatura di 30°±60° C.

- Gas Coke:

L'adduzione del gas Coke alla caldaia avviene con trasferimento continuo, tramite gasdotto da rete Lucchini.

La pericolosità del gas Coke deriva principalmente dalla considerevole quantità di H<sub>2</sub> (60 % vol.) presente, infatti, tale sostanza risulta estremamente infiammabile e con ampio range di infiammabilità in atmosfera. Inoltre la quantità di CO presente nel gas Coke lo rende un gas tossico.

Le tubazioni di distribuzione gas da Lucchini alle caldaie dei monoblocchi di CET2 hanno pressione massima relativa pari a circa 0,20 bar alla temperatura di 20°±40° C.

- Gas naturale:

L'adduzione del gas naturale alla caldaia avviene con trasferimento continuo, tramite gasdotto da rete Lucchini.

La pericolosità del gas naturale deriva principalmente dall'essere una sostanza estremamente infiammabile.



Le tubazioni di distribuzione gas da Lucchini alle caldaie dei monoblocchi di CET2 hanno pressione massima pari a 3,5 bar alla temperatura di 20 °÷30° C.

- Olio combustibile:

L'olio combustibile è stoccato nell'area di CET2 in un serbatoio a tetto fisso da 1.000 m<sup>3</sup>, riscaldato da una serpentina attraversata da vapore e dotato della propria vasca di contenimento, che viene rifornito giornalmente tramite autocisterne. L'olio combustibile viene trasferito in continuo tramite tubazioni alle caldaie.

Le tubazioni di olio combustibile partono dal serbatoio di stoccaggio fino all'ingresso delle caldaie delle 2 unità di CET2. Le tubazioni di adduzione in ingresso alle caldaie sono caratterizzate da pressione massima relativa pari a 22 bar e temperatura di 120°C.

Oltre al serbatoio di stoccaggio olio combustibile c'è la stazione di pompaggio completa di filtri, pompe di carico e rilancio olio combustibile, riscaldatori e tubazioni.

### **Linea produttiva CET3:**

Le tubazioni di adduzione dei gas Afo e Coke alla CET3, si staccano dalla rete dello stabilimento siderurgico e per mezzo di pipe-rack alimentano gli impianti di trattamento del gas e successivamente il turbogas.

Il gas naturale, proveniente da un metanodotto ENI gas fino ai confini della Lucchini in zona nord, viene trasferito con gasdotto Edison ad una pressione di progetto a 70 bar attraverso lo stabilimento siderurgico, fino alla stazione di filtrazione/riduzione collocata in area di centrale all'aperto. L'intera stazione è delimitata da una recinzione con cancelli di accesso chiusi a chiave. La tubazione di alimento del gas naturale procede dalla cabina di decompressione in area Edison fino all'ingresso del turbogas.

- Gas Afo

L'adduzione del gas Afo alla caldaia avviene con trasferimento continuo, tramite gasdotto da rete Lucchini.

La pericolosità del gas Afo deriva principalmente dalla considerevole quantità di CO (24 % vol.) contenuta, che lo rendono tossico ed infiammabile.

Le tubazioni di distribuzione gas da Lucchini alle caldaie dei monoblocchi di CET2 hanno pressione massima relativa pari a 0,06 bar alla temperatura di 30 °÷60°C.

- Gas Coke

L'adduzione del gas Coke alla caldaia avviene con trasferimento continuo, tramite gasdotto da rete Lucchini.

La pericolosità del gas Coke deriva principalmente dalla considerevole quantità di H<sub>2</sub> (60 % vol.) presente, infatti tale sostanza risulta estremamente infiammabile e con ampio range di infiammabilità in atmosfera. Inoltre la quantità di CO presente nel gas Coke lo rende un gas tossico.

Le tubazioni di distribuzione gas da Lucchini alle caldaie dei monoblocchi di CET2 hanno pressione massima relativa pari a circa 0,20 bar alla temperatura di 20°÷40° C.

- Gas naturale

L'adduzione del gas naturale alla fase di miscelazione gas avviene con trasferimento continuo, tramite gasdotto da rete Edison.

La pericolosità del gas naturale deriva principalmente dall'essere una sostanza estremamente infiammabile.

Le tubazioni di adduzione in ingresso al turbogas dalla cabina di decompressione Edison sono caratterizzate da pressione massima assoluta pari a 25 bar e temperatura di 30° C.

### Flussi di materia ed energia associati

Trasporto (Ingresso e uscita) dei seguenti combustibili:

- Gas Afo;
- Gas Coke;
- Gas Naturale;
- Olio combustibile.

Si ha inoltre il flusso di:

- Vapore per riscaldamento Olio Combustibile.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 1. Con riferimento alla Fase 1 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

**Tabella 3 – Flussi di materia ed energia della Fase 1**

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
gas AFO	kNm <sup>3</sup>	1.598.402	2.213.920	gas AFO	kNm <sup>3</sup>	1.598.402	2.213.920
gas Coke	kNm <sup>3</sup>	95.710	73.549	gas Coke	kNm <sup>3</sup>	95.710	73.549
gas naturale	kSm <sup>3</sup>	107.551	222.964	gas naturale	kSm <sup>3</sup>	107.551	222.964
olio combustibile	t	30.898	73.040	olio combustibile	t	30.898	73.040
Additivo olio combustibile PENTOMAG 2000	t	30,56	-				

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
OCTAPOWER 5200	t	-	18,8				
Additivo olio combustibile PENTOMULS	t	2,70	-				
OCTAPOWER 6200	t	-	18,8				

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Energia di combustione	MWht	3.248.973	5.261.178	Energia di combustione CET2	MWht	1.516.903	1.964.565
				Energia di combustione CET3	MWht	1.732.070	3.296.613

Rifiuti prodotti (**)	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Codice CER 10.01.21 Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui alla voce 10.01.20 Provenienza impianti CET2 e CET3	t	59,34	33,8 - 171,33

(\*) Si evidenzia che tutti i dati riportati in Tabella e riferiti all'anno 2005 sono condizionati da un disservizio prolungato della Centrale CET3, così come riportato in sede di presentazione di Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale. Tale disservizio ha influenzato sia il funzionamento della Centrale CET3, che quello della Centrale CET2. Comunque tutti i dati sensibili relativi alle emissioni, consumo di combustibili e produzione di energia relativa agli anni 2006 e 2007 (rappresentativi del funzionamento tipico della Centrale) sono riportati nel documento "Documentazione Integrativa alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale – Centrale di Piombino".

(\*\*) Rifiuti speciali specifici così come definiti in appendice 21

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

Come meglio descritto nel successivo Paragrafo 7, l'utilizzo dei gas siderurgici, gas naturale o dell'olio combustibile avviene con mix diversi in base alla disponibilità della fornitura dei gas siderurgici da Lucchini S.p.A. In linea di principio la linea distribuzione combustibili funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

Le linee di distribuzione sono dedicate al trasporto dei gas e dell'olio.

Sistemi di regolazione e controllo

I gas dello stabilimento siderurgico vengono distribuiti alle centrali Edison con una rete sezionabile in più punti con valvole motorizzate e ad occhiale, manovrabili da Lucchini. La rete è protetta da sovrappressione con portelli di esplosione:

- **Gas AFO:** le tubazioni sono intercettabili (da Lucchini) con valvole motorizzate ed ad occhiale poste ai limiti della proprietà della centrale Edison; in prossimità di ogni monoblocco c'è poi una valvola di intercettazione motorizzata, manovrata da Edison con comando locale dalla Sala Controllo e quella di blocco comandata dalla logica di caldaia;
- **Gas COKE:** le tubazioni sono intercettabili (da Lucchini) con una valvola motorizzata e guardia idraulica poste ai limiti della proprietà della centrale; in prossimità di ogni monoblocco c'è poi una valvola di intercettazione motorizzata, manovrata da Edison con comando dalla Sala Controllo e quella di blocco comandata dalla logica di caldaia;
- **Gas Naturale:** le tubazioni sono intercettabili sia a valle della stazione di riduzione posta nell'area dello stabilimento siderurgico da parte di Lucchini, sia a monte di ogni monoblocco da parte di Edison, dove è installata un'altra stazione di riduzione di pressione (400÷1100 mm c.a.). A valle di queste ultime stazioni sono installate le valvole di blocco comandate dalle logiche delle caldaie;
- **Olio Combustibile:** le tubazioni sono intercettabili a valle del serbatoio ed a valle della stazione di pompaggio dell'area di stoccaggio Edison; in prossimità di ogni monoblocco c'è poi una valvola di intercettazione (blocco) manovrata dalla Sala Controllo e dalla logica di caldaia. Il serbatoio di stoccaggio di olio combustibile è dotato di bacino di contenimento in tenuta capace di contenere tutto il volume del serbatoio. Le tubazioni di alimento caldaie sono intercettabili a valle della stazione di pompaggio. Per il carico del serbatoio da parte di autobotti è stata elaborata un'idonea procedura di sicurezza in cui vengono specificate le modalità di carico dell'olio combustibile onde evitare possibili sversamenti e situazioni di pericolo.

### 3. Storia tecnico-produttiva del sito

La Centrale di Piombino è di proprietà della Edison S.p.A. che ha incorporato per fusione la precedente proprietà ISE S.p.A. in data 03/12/2004.

La ISE è stata creata nel 1991 all'interno del gruppo siderurgico pubblico ILVA appartenente al Gruppo IRI. La crisi dell'industria siderurgica ha portato alla progressiva dismissione del settore siderurgico da parte dell'IRI e, al suo interno, alla privatizzazione delle attività di produzione di energia elettrica di ISE, di cui una quota pari al 75% è stata ceduta a fine '95 a Finel (60% Edison; 40% Edf). Il rimanente 25% è diventato di proprietà del gruppo Riva della ILVA S.p.A.

In data 31 maggio 2004 Edison S.p.A. ha acquisito la quota di ILVA S.p.A. e, in data 15 giugno 2004 è stato deliberato l'acquisto del rimanente 75% di proprietà Finel. L'acquisto era finalizzato all'incorporazione di ISE in Edison avvenuta, come già indicato, in data 03/12 /2004.

L'integrazione della ISE nella Edison si colloca nel contesto del programma di riorganizzazione societaria delle controllate del Gruppo avviato nel 2003.

La Gestione termoelettrica Edison è strutturata in tre Organizzazioni (Get1, Get2, Get3), ciascuna delle quali fa capo ad una Direzione che risponde alla Direzione Business Unit Asset Energia Elettrica. La Centrale di Piombino fa parte dell'Organizzazione Gete3.

L'attuale configurazione della Centrale termoelettrica di Piombino deriva dal rifacimento, effettuato nell'arco di circa venti anni, a partire dal 1970, di una vecchia Centrale dello stabilimento siderurgico nel Comune di Piombino, all'interno della zona portuale e industriale.

In data 20/12/2002 la Centrale ha ottenuto la certificazione ambientale UNI EN ISO 14001 e la certificazione per la sicurezza conformemente alla specifica BSI OHSAS 18001 mentre la registrazione EMAS è stata ottenuta in data 03/12/2003.

Nella Centrale di Piombino sono in funzione due differenti linee produttive di energia elettrica e vapore denominate CET2 e CET3 e situate all'interno dello stabilimento siderurgico Lucchini S.p.A.

## 4. Descrizione della centrale CET2

La linea produttiva CET2, della potenza elettrica complessiva di circa 60 MW. È del tipo termoelettrico tradizionale ed è composta da due unità simili tra loro che producono energia elettrica e vapore utilizzando come combustibili i gas (afo e coke) prodotti dai processi dello stabilimento siderurgico e olio combustibile e gas naturale. Ognuna delle unità è costituita da un generatore di vapore, una turbina a vapore, un condensatore ad acqua di mare, un alternatore e un trasformatore elevatore.

I gas siderurgici e il gas naturale, provenienti da reti dello stabilimento siderurgico, sono trasferiti con dei gasdotti direttamente alle caldaie, mentre l'olio combustibile, stoccato in un serbatoio dotato di vasca di contenimento e approvvigionato tramite autobotti, viene trasferito con tubazioni alle caldaie.

L'acqua demineralizzata per il reintegro delle caldaie dell'impianto CET2 proviene direttamente dalla rete dello stabilimento siderurgico.

Per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari viene utilizzata acqua di mare, prelevata da una stazione di pompaggio posta all'interno dello stabilimento siderurgico. Una parte delle acque in uscita dai condensatori/scambiatori viene derivata per riutilizzi nelle vasche (interne allo stabilimento siderurgico) della Agroittica Toscana S.p.A.

L'energia elettrica prodotta dall'impianto CET2 è ceduta allo stabilimento siderurgico alla tensione di 60 kV. L'impianto CET2 fornisce, a richiesta, vapore allo stabilimento siderurgico a tre livelli intermedi di pressione.

La supervisione e la gestione della Centrale di Piombino è realizzata in una sala controllo per l'impianto CET2, presidiata con continuità.

L'impianto CET2 è sempre presidiato, in quanto si svolgono attività produttive su tre turni ogni giorno della settimana per 365 giorni l'anno.

L'area relativa al fabbricato della CET2 comprende due caldaie con le tubazioni dei combustibili, e del vapore, con tutti i fluidi di servizio (acqua demineralizzata e industriale, aria compressa, azoto e rete antincendio).

### 4.1. Descrizione del ciclo produttivo

Per la descrizione del ciclo produttivo si farà riferimento alla suddivisione in aree omogenee della Centrale che è stata definita ai fini della valutazione degli aspetti ambientali, come previsto dal Sistema di Gestione Ambientale. Le Fasi funzionali in cui è possibile suddividere il processo produttivo sono, con riferimento a quanto indicato nella Scheda A.4 della Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale:

- Fase 2 A/B: Generatori di vapore CA1 e CA2;
- Fase 3 A/B: Turbine a vapore TV1 e TV2;
- Fase 4 A/B: Condensatori ad acqua di mare.

#### **4.1.1. Fase 2 A/B: Generatori di vapore CA1 e CA2**

##### Modalità di funzionamento

In questa fase si genera vapore utilizzando il calore prodotto dalla combustione dei gas siderurgici (AFO e COKE) e se necessario del gas naturale e dell'olio combustibile. Considerando la particolarità della miscela di combustibili che viene impiegata nel processo di combustione, vengono a tale scopo impiegati dei bruciatori policombustibile dedicati.

I bruciatori sono in numero di quattro, disposti sulla parete frontale della camera di combustione in due file orizzontali di due bruciatori ciascuna ed hanno gole troncoconiche formate da tubi, opportunamente sagomati, dello schermo frontale della camera di combustione.

##### Bruciatori gas AFO – gas di cokeria – Gas naturale:

Sono del tipo combinato gas AFO – gas di cokeria. La combustione del gas di altoforno avviene attraverso fenditura opportunamente orientata lungo la circonferenza esterna dei coni bruciatori.

La combustione del gas di cokeria è stata prevista attraverso un foro di distribuzione esterno a lance multiple.

L'impianto è costituito da:

- 4 bruciatori gas di cokeria e gas AFO raccordati alla linea di distribuzione del gas;
- 1 saracinesca motorizzata di intercettazione del gas AFO sulla tubazione principale;
- 1 valvola di sicurezza a chiusura idraulica di tipo rotativo per gas AFO
- 1 serranda principale di regolazione del gas AFO motorizzata;
- 4 saracinesche di intercettazione rapida del gas AFO ai bruciatori, motorizzate;
- 4 serrande di regolazione del gas AFO ai bruciatori a comando manuale;
- 1 saracinesca motorizzata di intercettazione del gas di cokeria sulla tubazione principale;
- 1 valvola di sicurezza a chiusura idraulica di tipo rotativo del gas di cokeria;
- 1 serranda principale di regolazione del gas di cokeria motorizzata;
- 4 saracinesche di intercettazione rapida del gas di cokeria ai bruciatori, motorizzate;
- 4 serrande di regolazione del gas di cokeria ai bruciatori a comando manuale;
- 1 portella di esplosione per tubazioni gas AFO;

- 1 portella di esplosione per tubazioni gas di cokeria;
- 1 saracinesca a monte della portella di esplosione della tubazione gas AFO comandata a distanza;
- 1 saracinesca a monte della portella di esplosione della tubazione gas di cokeria comandata a distanza;

Bruciatori olio combustibile:

L'impianto è costituito principalmente da:

- 4 bruciatori olio combustibile del tipo misto a polverizzazione meccanica ed a vapore alloggiati all'interno dei bruciatori a gas;
- 8 tubi flessibili per il vapore di automazione e per la nafta ai bruciatori;
- 4 valvole di esclusione nafta;
- 4 valvole di esclusione vapore.

Impianto torce di accensione a gas metano:

L'impianto è costituito da 4 torce di accensione ad aria insufflata ciascuna composta di:

- Corpo in acciaio per ingresso aria comburente e ingresso metano;
- Testata in acciaio inox;
- Dispositivo regolazione portata metano;
- Elettrodo di accensione;
- 1 valvola di intercettazione manuale gas sul frontale caldaia;
- 2 manometri a quadrante;
- 1 misuratore di portata gas;
- 1 riduttore di pressione;
- 4 valvole di intercettazione manuale lato gas;
- 4 valvole di intercettazione manuale sfogo in atmosfera;
- 2 elettroventilatori, uno di riserva, per aria alle torce;
- 4 valvole elettropneumatiche gas alle torce;

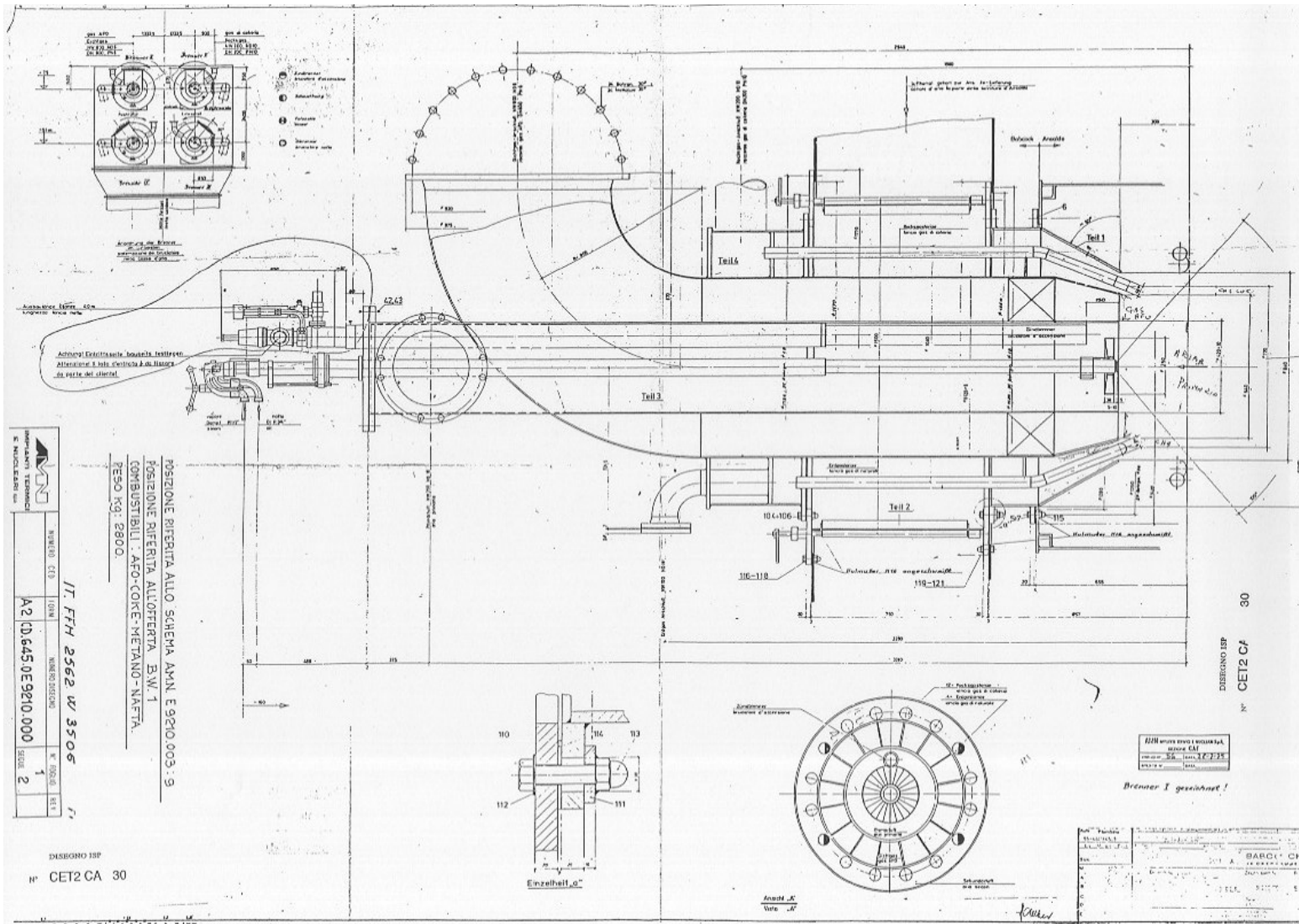


- 1 valvola elettropneumatica per sfogo gas in atmosfera;
- 1 cassetta di alimentazione contenente il trasformatore ad alta tensione, l'interruttore e la lampada di segnalazione;
- Valvole di intercettazione, tubi, tubi flessibili e filtri a "V" lato gas e lato aria.

Le torce possono essere adoperate come bruciatore pilota continuo.

In Figura 4-1 è riportato lo schema meccanico dei bruciatori.

Figura 4-1: Schema meccanico dei bruciatori.



Descrizione generale:

Il gas AFO entra nel bruciatore attraverso il tronchetto DN800. Per mezzo delle lamiere deflettori sistemate alla bocca bruciatore il gas AFO riceve la torsione necessaria per una miscelazione completa con l'aria di combustione, anch'essa addotta alla bocca bruciatore in senso di torsione opposto.

La torsione dell'aria di combustione viene generata per mezzo delle animelle di regolazione del registro d'aria di combustione.

Il gas di cokeria perviene alla camera gas di cokeria attraverso un tronchetto DN 200. Da questa camera il gas di cokeria viene adotto alle 12 lance gas di cokeria che alimentano la bocca bruciatore. Nella bocca bruciatore il gas di cokeria si mescola con l'aria soggetta alla torsione.

Come nel caso del gas di cokeria, anche il gas naturale viene condotto in una camera gas attraverso un tronchetto DN 100.

Dalla camera gas naturale il gas naturale viene adotto alle 4 lance gas naturale che alimentano la bocca bruciatore.

Attraverso la lancia d'olio installata nel centro del bruciatore l'olio viene polverizzato per mezzo di vapore di polverizzazione di ca. 10,5 ate. Ca. il 15 – 20 % dell'aria di combustione necessaria viene adotto attraverso il tubo d'aria primaria. La quantità d'aria esatta viene regolata alla messa in esercizio per mezzo della valvola a farfalla installata.

L'accensione di tutti i combustibili avviene per mezzo di un bruciatore d'accensione gas-elettrico. La sorveglianza dell'accensione e del bruciatore principale viene effettuata per mezzo dei 2 rivelatori fiamme UV esistenti.

Le caldaie di CET2 possono quindi utilizzare indifferentemente gas siderurgici (gas d'altoforno Afo e gas di cokeria Coke), olio combustibile e gas naturale.

Ogni caldaia raggiunge il carico massimo continuo (caso A) con le seguenti combinazioni di combustibili: Afo: 108.000 Nm<sup>3</sup>/h, Coke: 2.000 Nm<sup>3</sup>/h, olio 600 kg/h, gas naturale 500 Nm<sup>3</sup>/h.

In caso di assenza dei gas siderurgici, come durante le fermate dell'altoforno, si arriva all'80% del carico massimo (caso B) con olio 7.500 kg/h e gas naturale 500 Nm<sup>3</sup>/h.

Tali valori sono riferiti alle singole caldaie e rappresentano i due casi estremi di carico: con minori quantità di gas siderurgici di quelle espresse dal caso A, l'input termico viene mantenuto con combustibili commerciali.

I carichi delle caldaie e l'utilizzo dei mix di combustibili variano continuamente nell'arco della giornata in funzione delle necessità elettriche e di vapore e delle disponibilità e qualità dei gas siderurgici, dipendenti entrambi dagli assetti produttivi dello stabilimento siderurgico Lucchini.

Ogni gruppo di generazione è costituito da una caldaia da 135 t/h di vapore a 64 ate e 495 °C. Le caldaie sono dotate di valvole di sicurezza e dei dispositivi di protezione, previsti per legge, che intervengono ad intercettare il flusso di combustibili per mettere in sicurezza l'impianto. I fumi sono scaricati in atmosfera tramite un'unica ciminiera.

Il vapore prodotto è utilizzato per la produzione di energia elettrica nei turboalternatori e nelle turbo pompe di alimento per l'energia elettrica di autoconsumo; l'acqua di alimento delle caldaie, che riscalda l'aria comburente, proviene dalla condensazione del vapore dopo espansione in turbina, integrata con acqua demi fresca, fornita dallo stabilimento siderurgico, per compensare le perdite fisiologiche del ciclo e reintegrare il vapore impiegato per il riscaldamento e per l'atomizzazione del combustibile e per gli usi tecnologici. L'acqua di alimento prima dell'ingresso in caldaia è trattata con prodotti anticorrosivi-antincrostanti. Nello specifico nell'area caldaie sono presenti:

- Tubazioni gas AFO di alimento a pressione massima relativa pari a 0,145 bar circa;
- Tubazioni gas COKE di alimento a pressione massima relativa pari a 0,20 bar circa;
- Tubazioni gas Naturale di alimento a pressione massima relativa di 3,5 bar circa;
- Tubazioni coibentate Olio Combustibile di alimento alla pressione di 22 bar circa;
- Tubazioni coibentate per il vapore a 64 bar circa ed alla temperatura di 495°C circa;
- Tubazioni acqua alimento in pressione a 90bar circa ed alla temperatura di 165°C circa;
- Apparecchi a pressione (vapore, acqua, aria compressa, azoto);
- Olio minerale di lubrificazione contenuto in serbatoi da 180 litri (temperatura di infiammabilità: superiore a 100 °C con una temperatura di esercizio di 40 °C).

#### Flussi di materia ed energia associati

Le materie prime in ingresso sono:

- Gas siderurgici (Afo e Coke), gas naturale e olio combustibile;
- Acqua demi fornita dallo stabilimento siderurgico, misurata con contatore;
- Vapore di spillamento dalla turbina a vapore TV per il preriscaldamento dell'acqua alimenti caldaia;
- Aria.

I prodotti in uscita sono:

- Vapore che viene inviato alla turbina a vapore TV;

- Gas prodotti nella combustione che vengono emessi in atmosfera.

Per il funzionamento del generatore di vapore vengono utilizzati i seguenti prodotti chimici (chemicals):

- Prodotto antincrostante per trattamenti interni di caldaia, disperdente dei fanghi ad azione alcalina nel ciclo termico;
- Prodotto alcalino per lavaggi di caldaia.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 2 A/B. Con riferimento alla Fase 2 A/B possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1.

**Tabella 4 – Flussi di materia ed energia della Fase 2 A/B**

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
gas AFO	kNm <sup>3</sup>	992.282	1.040.000	Vapore	t	n.d.	n.d.
gas Coke	kNm <sup>3</sup>	51.499	10.400	Fumi al camino (1)	kNm <sup>3</sup>	2.329.913 (2)	3.100.948 (3)
gas naturale	kSm <sup>3</sup>	4.873	18.568				
olio combustibile	t	30.898	73.040	CO	t/a	137,66	113,70
Acqua DEMI	km <sup>3</sup>	178	191,5	NOx	t/a	322,00	863,94
Additivo per combustione Nalco 1225	t	3,05	-	SO2	t/a	1.159,00	2.027,04
Nalco 5271	t	1,69	-	Polveri	t/a	92,00	142,13
Fosfato	t	1,28	2,24	CO2	Kt/a	1.076,97	1.224,12
Deossigenante	t	2,33	3,64	Piombo	t/a	0,08	0,19
Alcalinizzante	t	2,82	3,75				
Additivo olio combustibile PENTOMAG 2000	t	30,56	-				
OCTAPOWER 5200	t	-	18,8				
Additivo olio combustibile PENTOMULS	t	2,70	-				
OCTAPOWER 6200	t	-	18,8				

(1) I valori dei fumi al camino fanno riferimento ai fumi anidri.

(2) La quantità di fumi per l'anno 2005 è riferita al valore di ossigeno del 3%; il volume di fumi al camino riferito al valore di ossigeno tal quale è pari a circa 2.542.219 kNm<sup>3</sup>

(3) Dato riferito ai fumi tal quali calcolati con valore di ossigeno reale dei fumi riportato nelle Tabelle 16, 17 e 18.

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Energia di combustione	MWht	1.516.903	1.964.565	Energia Termica Vapore	MWht	n.d.	n.d.
<b>Rifiuti prodotti (**)</b>					<b>U.d.M.</b>	<b>Quantità 2005 CET2</b>	<b>Capacità Produttiva (***)</b>
Codice CER 13.02.05* Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati Provenienza impianti CET2					t	0,38	0-2,2
Codice CER 15.02.03 Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15.02.02 Provenienza impianti CET2					t	0,96	3,5-5,5
Codice CER 16.02.16 Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.15 Provenienza impianti CET2					t	0,07	0,05-0,4
Codice CER 17.04.09* Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose Provenienza impianti CET2					t	0,04	0-0,9

(\*) Si evidenzia che tutti i dati riportati in Tabella e riferiti all'anno 2005 sono condizionati da un disservizio prolungato della Centrale CET3, così come riportato in sede di presentazione di Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale. Tale disservizio ha influenzato sia il funzionamento della Centrale CET3, che quello della Centrale CET2. Comunque tutti i dati sensibili relativi alle emissioni, consumo di combustibili e produzione di energia relativa agli anni 2006 e 2007 (rappresentativi del funzionamento tipico della Centrale) sono riportati nel documento "Documentazione Integrativa alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale – Centrale di Piombino".

(\*\*) Rifiuti speciali specifici così come definiti in Appendice 21.

(\*\*\*) Range totale Indice P (g/MWhe) così come definito in Appendice 21.

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

La Fase 2A/B: Generatori di vapore, funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione che corrisponde a circa 15 giorni all'anno per singola caldaia. Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto si faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 8.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

Le emissioni del generatore di vapore GV sono caratterizzate dalla presenza delle seguenti sostanze inquinanti:

- Ossidi di azoto (NOx);

- Monossido di carbonio (CO);
- Anidride carbonica (CO<sub>2</sub>);
- Ossidi di zolfo (SO<sub>2</sub>);
- Polveri;
- Piombo.

Le emissioni in atmosfera, ad esclusione della CO<sub>2</sub> che viene calcolata con apposite procedure come da Direttiva Emission Trading, vengono tenute sotto controllo in continuo tramite un Sistema di Monitoraggio Emissioni (SME), costituito da un hardware - software di misura, acquisizione, trasmissione, supervisione, trattamento, memorizzazione e validazione dei dati.

#### Sistemi di regolazione e controllo

Le caldaie sono protette con:

- Valvole di blocco automatiche su ogni tubazione di alimentazione dei combustibili (AFO, COKE, Gas Naturale ed Olio Combustibile);
- Portelli di esplosione;
- Valvole di sicurezza sui corpi cilindrici delle caldaie, sui surriscaldatori e sui degasatori;
- Valvole di sicurezza sulle reti vapore.

Nella zona caldaie sono inoltre presenti n. 2 rilevatori di ossido di carbonio per ogni monoblocco; in caso di necessità viene allertata la Sala Controllo con un allarme ottico e acustico con evidenziazione della zona interessata.

Alla fase 2 A/B è ascrivibile anche il sistema di degasatori.

#### Degasatori

##### Modalità di funzionamento

Nel degasatore l'acqua demineralizzata proveniente dal condensatore viene privata dei gas quali aria, ossigeno ed anidride carbonica, attraverso l'azione in controcorrente di un flusso di vapore al fine di evitare corrosioni dei materiali nelle fasi successive, e poi viene inviata al generatore di vapore.

##### Flussi di materia ed energia associati

In entrata:

- Acqua demi fornita dallo stabilimento siderurgico o di ricircolo;

- Vapore.

In uscita:

- Acqua demi degassata fornita alla caldaia.

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

I degasatori funzionano in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione. La periodicità di funzionamento è legata al funzionamento del generatore di vapore.

### **4.1.2. Fase 3 A/B: Turbine a vapore TV1 e TV2**

#### Modalità di funzionamento

Le turbine/alternatori hanno una potenza nominale pari a 30 MW.

Le turbine installate in CET 2 sono del tipo a condensazione, cioè il vapore, dopo esser passato in turbina, è inviato ad un condensatore ad acqua di mare a circuito aperto installato sullo scarico della turbina, attraverso cui il vapore viene recuperato sotto forma di condensa; la turbina a vapore trascina in rotazione l'alternatore che produce l'energia elettrica immessa nella rete dello stabilimento siderurgico. Gli alternatori sono corredati di un impianto di raffreddamento a circolazione di aria in ciclo chiuso con refrigeranti aria/acqua.

Viene impiegato olio con funzione lubrificante ed idraulica. L'olio minerale di lubrificazione è contenuto in un serbatoio da 6.200 litri ed è caratterizzato da una temperatura di infiammabilità superiore a 100 °C mentre la temperatura di esercizio è di 50 °C.

#### Flussi di materia ed energia associati

Il vapore in ingresso alla turbina a vapore proviene dal generatore di vapore. Uscito dalla TV, viene spillato ed inviato al condensatore per il ricircolo; allo stabilimento Lucchini S.p.A. viene ceduto a varie pressioni ridotte tramite riduttrici dalla rete a 64 bar.

Per il funzionamento della turbina a vapore vengono utilizzati i seguenti prodotti chimici (chemicals):

- Olio lubrificante;

Ingresso:

- Vapore;

Uscita:

- Energia elettrica;



- Vapore esausto;
- Vapore ceduto allo stabilimento Lucchini S.p.A in funzione delle loro richieste.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 3 A/B. Con riferimento alla Fase 3 A/B possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

**Tabella 5 – Flussi di materia ed energia della Fase 3 A/B**

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Vapore	t	n.d.	n.d.	Vapore esausto	t	n.d.	n.d.
				Vapore ceduto al Siderurgico			

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Energia Termica Vapore	MWht	n.d.	n.d.	Energia elettrica	MWhe	390.858	524.000
				Energia termica vapore esausto	MWht	n.d.	n.d.
				Energia termica vapore ceduto al Siderurgico	MWht	106.731	66.372

Rifiuti prodotti (**)	U.d.M.	Quantità 2005 CET2	Capacità Produttiva (***)
Codice CER 13.02.05* Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati Provenienza impianti CET2	t	0,38	0-2,2
Codice CER 15.02.03 Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15.02.02 Provenienza impianti CET2	t	0,96	3,5-5,5
Codice CER 16.02.16 Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.15 Provenienza impianti CET2	t	0,07	0,05-0,4
Codice CER 17.04.09* Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose Provenienza impianti CET2	t	0,04	0-0,9

(\*) Si evidenzia che tutti i dati riportati in Tabella e riferiti all'anno 2005 sono condizionati da un disservizio prolungato della Centrale CET3, così come riportato in sede di presentazione di Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale. Tale disservizio ha influenzato sia il funzionamento della Centrale CET3, che quello della Centrale CET2. Comunque tutti i dati sensibili relativi alle emissioni, consumo di combustibili e produzione di energia relativa agli anni 2006 e 2007 (rappresentativi del funzionamento tipico della Centrale) sono riportati nel documento "Documentazione Integrativa alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale – Centrale di Piombino".

(\*\*) Rifiuti speciali specifici così come definiti in Appendice 21.

(\*\*\*) Range totale Indice P (g/MWhe) così come definito in Appendice 21.

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

La Fase 3: Turbine a vapore, funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno. Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto si faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 8.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

- Olio lubrificante, idraulico, per raffreddamento, sostituito circa ogni 5 anni;

#### Sistemi di regolazione e controllo

I cuscinetti ed il cassone olio sono protetti contro le sovrature con impianto antincendio semiautomatico fisso ad acqua frazionata con scatto attivato da elementi termosensibili.

Alla fase 3 A/B è ascrivibile anche il sistema di trasformatori e linee elettriche:

#### Trasformatori e linee elettriche

##### Modalità di funzionamento

In ogni monoblocco della linea CET 2 sono presenti:

- Un alternatore da 37,5 MVA a 10 KV;
- Trasformatore elevatore 10/60 KV;
- Altri trasformatori e quadri elettrici per i servizi ausiliari.

Il fabbricato è realizzato in carpenteria metallica rivestita con doppia lamiera con interposto uno strato di materiale isolante; si sviluppa su quattro piani fuori terra e un piano interrato.

Al quarto e terzo piano è ubicata la cabina elettrica a 60 KV, munita di isolatori, interruttori ad aria compressa, trasformatori, scaricatori di sovratensione, pannelli di comando locale.

Al secondo piano è ubicata la sala di controllo con le apparecchiature di comando e controllo, mentre in una sala adiacente alla stessa quota sono sistemate le apparecchiature di protezione, i quadri di allarme, ecc.

Al primo piano sono installati i quadri a 10 e 3 KV per i macchinari e i servizi di centrale.

Al piano terra sono installati i quadri a 380 V e 220 V in corrente alternata, 220 V e 110 V in corrente continua, con i rispettivi trasformatori, oltre al quadro luci generale 380/220 V e ai due gruppi elettrogeni di emergenza che garantiscono la produzione di energia elettrica in caso di black-out generale.

Al piano seminterrato sono sistemate le apparecchiature riguardanti i sistemi di sicurezza della centrale e sottostazione, oltre l'impianto di condizionamento.

#### Flussi di materia ed energia associati

In entrata:

- Energia elettrica

In uscita:

- Energia elettrica

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

I trasformatori e le linee elettriche sono utilizzati in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

Nei seguenti trasformatori indicati nella seguente tabella è presente olio minerale dielettrico (esente da PCB, temperatura di infiammabilità: superiore a 100 °C con una temperatura di esercizio di 50 °C):

**Tabella 6 – Trasformatori in cui è presente olio minerale dielettrico, esente da PCB**

SIGLA TRASFORMATORE			CONTENUTO OLIO / UBICAZIONE	
TG1	40 MVA	60 kV	14100 Kg	esterno all'edificio
TG2	40 MVA	60 kV	14100 Kg	esterno all'edificio
TA1	4 MVA	10 kV	1650 Kg	esterno all'edificio
TA2	4 MVA	10 kV	1650 Kg	esterno all'edificio
TA3	4 MVA	10 kV	1650 Kg	esterno all'edificio
TA4	4 MVA	10 kV	1650 Kg	esterno all'edificio
TE1	0,4 MVA	10 kV	200 kg	interno all'edificio
TE2	0,4 MVA	10 kV	200 kg	interno all'edificio

### Sistemi di regolazione e controllo

Tutti i trasformatori sono protetti contro i corto circuiti e le sovratemperature e sono dotati di vasca interrata per la raccolta dell'olio e protetti con impianto antincendio semiautomatico fisso a diluvio con scatto attivato da elementi termosensibili installati su un circuito ad anello tenuto in pressione dall'impianto antincendio della CET3.

Nel caso di intervento viene allertata la sala quadri CET 3 con un allarme ottico e acustico con la possibilità di intervenire sezionando elettricamente il trasformatore interessato ed aprire la valvola dell'acqua antincendio.

#### **4.1.3. Fase 4 A/B: Condensatori ad acqua di mare ed ausiliari**

##### Modalità di funzionamento

I condensatori sono del tipo ad acqua di mare, prelevata dal porto industriale di Piombino attraverso una stazione di pompaggio posta all'interno dello stabilimento siderurgico. Il circuito è costituito da una stazione di scambiatori acqua-acqua e di pompe di spinta. Gli scambiatori, in numero di tre, sono a fascio tubiero e impiegano acqua di mare in circuito aperto per raffreddare l'acqua demineralizzata inviata in ciclo chiuso alle varie utenze.

##### Flussi di materia ed energia associati

L'acqua di mare utilizzata nel condensatore viene in parte scaricata in fogna n. 5 di Lucchini SpA e in parte viene derivata per riutilizzi nelle vasche (interne allo stabilimento siderurgico) della Agroittica Toscana SpA..

Per il funzionamento della sezione di condensazione vengono utilizzati i seguenti prodotti chimici (chemicals):

- Ipoclorito di sodio;
- Antifouling (Actibrom);

Ingresso:

- Vapore esausto;
- Acqua di mare;
- Acqua demi;

Uscita:

- Condensa;
- Acqua di mare riscaldata.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 4 A/B. Con riferimento alla Fase 4 A/B possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 7 – Flussi di materia ed energia della Fase 4 A/B

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Vapore esausto	t	n.d.	n.d.	Condensa	m3	n.d.	n.d.
Acqua di mare	km3	84.896	91392	Acqua di mare	km3	84.896	91392
Acqua demi	km3	n.d.	n.d.				
Ipoclorito di sodio	t	13,5	84,9				
Antifouling (Actibrom)	t	4,6	5				

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Energia Termica Vapore Esausto	MWht	n.d.	n.d.	Energia Termica Acqua di mare	MWht	592,3 (1)	637,6 (1)

(1) Valore stimato con i valori tipici della capacità di raffreddamento del condensatore

Rifiuti prodotti (**)	U.d.M.	Quantità 2005 CET2	Capacità Produttiva (***)
Codice CER 13.02.05* Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati Provenienza impianti CET2	t	0,38	0-2,2
Codice CER 15.02.03 Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15.02.02 Provenienza impianti CET2	t	0,96	3,5-5,5
Codice CER 16.02.16 Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.15 Provenienza impianti CET2	t	0,07	0,05-0,4
Codice CER 17.04.09* Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose Provenienza impianti CET2	t	0,04	0-0,9

(\*) Si evidenzia che tutti i dati riportati in Tabella e riferiti all'anno 2005 sono condizionati da un disservizio prolungato della Centrale CET3, così come riportato in sede di presentazione di Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale. Tale disservizio ha influenzato sia il funzionamento della Centrale CET3, che quello della Centrale CET2. Comunque tutti i dati sensibili relativi alle emissioni, consumo di combustibili e produzione di energia relativa agli anni 2006 e 2007 (rappresentativi del funzionamento tipico della Centrale) sono riportati nel documento "Documentazione Integrativa alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale – Centrale di Piombino".

(\*\*) Rifiuti speciali specifici così come definiti in Appendice 21.

(\*\*\*) Range totale Indice P (g/MWhe) così come definito in Appendice 21.

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

I condensatori ad acqua di mare funzionano in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

## 5. Descrizione della Centrale CET3

L'impianto CET3, della potenza meccanica di 214 MW (formati da 140 TG e 74 TV). La potenza elettrica massima producibile è pari invece a 180 MWe (108 TG e 72 TV), in funzione dell'assorbimento di potenza dei compressori (pari a circa 34 MW).

La Centrale CET3 È del tipo a ciclo combinato con cogenerazione ed è composto da un sistema di trattamento dei gas siderurgici, da impianti ausiliari tra cui quello per il trattamento acque reflue e da un'unità che produce energia elettrica e vapore. Quest'unità è costituita da un turbogas (TG), un alternatore e un trasformatore elevatore (per il TG), un generatore di vapore a recupero, una turbina a vapore (TV), un alternatore e un trasformatore elevatore (per la TV).

Con l'espressione "**Ciclo Combinato**" si definisce l'unione di due cicli tecnologici, uno compiuto da aria e da una miscela di gas siderurgici e gas naturale (ciclo a gas) e l'altro compiuto da acqua e vapore (ciclo a vapore), entrambi finalizzati a produrre energia elettrica con elevato rendimento:

### **Ciclo gas:**

Nel primo ciclo l'energia meccanica è ottenuta dalla turbina a gas, grazie all'espansione dei gas caldi provenienti dalla combustione del gas naturale. L'aria comburente immessa nella turbina a gas viene prelevata dall'atmosfera, filtrata dalle impurità, compressa ed inviata al sistema di combustione. L'alternatore trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.

### **Ciclo vapore:**

Nel secondo ciclo i gas prodotti dalla combustione della turbina a gas vengono convogliati, attraverso un condotto, al generatore di vapore a recupero (GVR); in questo ciclo l'energia meccanica è ottenuta da una turbina alimentata dal vapore prodotto dal GVR. Il vapore scaricato dalla turbina a vapore ed è condensato mediante un condensatore raffreddato ad acqua di mare. La condensa così ottenuta, unitamente all'opportuna integrazione di acqua demineralizzata, forma la portata dell'acqua di alimento per il generatore di vapore a recupero, chiudendo così il circuito.

Con il termine "Cogenerazione" si intende la generazione, in un unico impianto, di forme diverse di energia: elettrica e termica. Quest'ultima, ottenuta ad un costo aggiuntivo minimo, viene sfruttata per produrre vapore sfruttando i gas caldi della combustione prima del loro rilascio in atmosfera.

La Centrale termoelettrica CET3 a ciclo combinato cogenerativo trasforma quindi l'energia termica dei gas siderurgici e del gas naturale (combustibili in ingresso) in energia elettrica utilizzando due cicli termici a cascata.

I gas siderurgici che pervengono all'impianto CET3, prima della loro immissione nella camera di combustione del turbogas, passano attraverso un impianto di trattamento in grado di eliminare i possibili



contaminanti che potrebbero danneggiare la turbina. Sulla linea coke è predisposto un sistema di due filtri decatramatori in parallelo provvisti di un separatore acqua-catrame e di un impianto di desolfurazione. Successivamente il gas coke viene miscelato al gas afo e la miscela viene fatta passare attraverso un elettrofiltro depolveratore ad umido ed inviata al sistema di compressione in tre stadi che la porta alla pressione di circa 21 bar prima della miscelazione con il gas naturale. La miscela dei tre gas viene quindi immessa nella camera di combustione della turbina a gas.

I gas di scarico del turbogas confluiscono al generatore di vapore a recupero che produce vapore a tre livelli di pressione utilizzato per alimentare la turbina a vapore, per abbattere gli NOx nel caso di funzionamento esclusivamente a gas naturale e per usi interni di processo.

Per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari viene utilizzata acqua di mare, prelevata da una stazione di pompaggio posta all'interno dello stabilimento siderurgico.

L'acqua demineralizzata di reintegro del generatore di vapore a recupero proviene dalla rete dello stabilimento siderurgico ed ulteriormente trattata nell'impianto a letti misti collocato nell'area dell'impianto CET3.

L'energia elettrica prodotta dall'impianto CET3 è immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale, collegata alla rete elettrica della Centrale tramite un elettrodotto di circa 4 km di proprietà Edison.

L'impianto CET3 fornisce vapore allo stabilimento siderurgico a 19 bar e 300 °C.

La supervisione e la gestione della CET3 è realizzata in una sala controllo presidiata con continuità.

L'impianto CET3 è realizzata in una sala controllo presidiata continuità, in quanto si svolgono attività produttive su tre turni ogni giorno della settimana per 365 giorni l'anno.

Nel periodo dal 29/01/2005 al 22/07/2005 l'impianto CET3 è stato fermo per manutenzione straordinaria; ciò ha comportato una temporanea modifica degli assetti operativi dell'impianto CET2 con incremento del consumo di gas siderurgici.

### **5.1. Descrizione del ciclo produttivo**

Per la descrizione del ciclo produttivo si farà riferimento alla suddivisione in aree omogenee della Centrale che è stata definita ai fini della valutazione degli aspetti ambientali, come previsto dal Sistema di Gestione Ambientale.

Le Fasi funzionali in cui è possibile suddividere il processo produttivo dell'impianto CET 3 sono, con riferimento a quanto indicato nella Scheda A.4 e nell'Allegato A.25 (Scheda ed Allegato aggiornata e inclusa come revisione assieme al presente Allegato) della Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale:

- Fase 2C: Turbina a gas TG
- Fase 3C: Generatore di vapore a recupero;
- Fase 4C: Turbina a vapore TV3;
- Fase 5C: Condensatore ad acqua di mare;

### ***5.1.1. Fase 2C: Turbina a gas TG***

#### Modalità di funzionamento

L'area turbogas è costituita da una turbina a gas da 140 MW meccanici, da due compressori, uno per l'aria comburente e uno per i gas siderurgici, e da un alternatore da 150 MVA a 15 kV. Il combustibile che alimenta il turbogas è una miscela di gas siderurgici e gas naturale. Sia i gas siderurgici che l'aria passano attraverso i rispettivi compressori prima di essere miscelati e immessi nella turbina a gas, che muove i due compressori e l'alternatore.

La turbina a gas di CET3 utilizza un mix variabile di combustibili costituiti da gas Afo, gas Coke e gas naturale, quest'ultimo sempre presente in ogni assetto di funzionamento.

Il sistema di compressione dei gas siderurgici è del tipo a tre stadi, con una refrigerazione intermedia nel passaggio dal primo al secondo stadio e nel passaggio tra il secondo ed il terzo stadio, che porta la miscela alla pressione di 21 bar circa prima della miscelazione con il gas naturale e successiva immissione nella camera di combustione della turbina a gas (TG).

Invece il gas naturale viene precedentemente decompresso in una stazione di decompressione costituita da gruppi di riduzione del gas naturale collegati al collettore del metanodotto Edison.

Nell'area del turbogas sono presenti:

- Tubazioni gas Afo/Coke miscelato a 21 bar circa;
- Tubazioni gas naturale a 21 bar circa;
- Tubazioni coibentate per il vapore a 21÷23 bar circa ed alla temperatura di 285°C circa;
- Apparecchi a pressione (azoto gassoso e liquido, vapore, aria compressa);
- Olio minerale di lubrificazione contenuto in un serbatoio TG da 12.490 litri e un serbatoio CGS da 26.000 litri (temperatura di infiammabilità: superiore a 100 °C con una temperatura di esercizio inferiore a 100°C).

#### Flussi di materia ed energia associati

In entrata al turbogas:

- Miscela gas siderurgici e gas naturale;
- Aria.

In uscita:

- Energia:
- Gas prodotti nella combustione che vengono inviati al Generatore di vapore a recupero GVR.

Per il funzionamento del turbogas vengono utilizzati i seguenti prodotti chimici (chemicals):

- Prodotto deossigenante a base amminica;
- Prodotto alcalinizzante a base amminica;
- Prodotto antincrostante per trattamenti interni di caldaia, disperdente dei fanghi ad azione alcalina nel ciclo termico;

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 2C. Con riferimento alla Fase 2C possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1.

**Tabella 8 – Flussi di materia ed energia della Fase 2C**

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
gas AFO	<b>kNm<sup>3</sup></b>	606.120	1.173.920	Fumi al camino (1)	<b>KNm<sup>3</sup></b>	6.831.635 (2)	10.081.407 (3)
gas Coke	<b>kNm<sup>3</sup></b>	44.211	63.149	CO	<b>t/a</b>	2,49	63,85
gas naturale	<b>kSm<sup>3</sup></b>	102.678	204.396	NOx	<b>t/a</b>	213,20	713,26
Gas tecnici: Azoto	<b>t</b>	974,36	1.551	SO2	<b>t/a</b>	111,78	431,65
				Polveri	<b>t/a</b>	11,37	61,66
				CO2	<b>Kt/a</b>	760,37	1.522,06
				Gas tecnici: Azoto	<b>t</b>	974,36	1.551

(1) I valori dei fumi al camino fanno riferimento ai fumi anidri

(2) la quantità di fumi per l'anno 2005 è riferita al valore di ossigeno del 15%; il volume di fumi al camino riferito al valore di ossigeno tal quale è pari a circa 5.383.909 kNm<sup>3</sup>

(3) Dato riferito ai fumi tal quali calcolati con valore di ossigeno reale dei fumi riportato nelle Tabelle 16, 17 e 18

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Energia di combustione	MWht	1.732.070	3.296.613	Fumi ad elevata temperatura	MWht	n.d.	n.d.
				Energia Elettrica	MWhe	n.d.	n.d.

Rifiuti prodotti (**)	U.d.M.	Quantità 2005 CET3	Capacità Produttiva (***)
Codice CER 13.02.05* Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati Provenienza impianti CET3	t	0,29	0-0,78
Codice CER 15.02.03 Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15.02.02 Provenienza impianti CET3	t	14,03	6-9,5
Codice CER 16.02.16 Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.15 Provenienza impianti CET3	t	0,05	0,02-0,14
Codice CER 17.04.09* Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose Provenienza impianti CET3	t	0,03	0-0,3

(\*) Si evidenzia che tutti i dati riportati in Tabella e riferiti all'anno 2005 sono condizionati da un disservizio prolungato della Centrale CET3, così come riportato in sede di presentazione di Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale. Tale disservizio ha influenzato sia il funzionamento della Centrale CET3, che quello della Centrale CET2. Comunque tutti i dati sensibili relativi alle emissioni, consumo di combustibili e produzione di energia relativa agli anni 2006 e 2007 (rappresentativi del funzionamento tipico della Centrale) sono riportati nel documento "Documentazione Integrativa alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale – Centrale di Piombino".

(\*\*) Rifiuti speciali specifici così come definiti in Appendice 21.

(\*\*\*) Range totale Indice P (g/MWhe) così come definito in Appendice 21.

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

In linea di principio Fase 3 Turbina a gas, compressore aria e compressore gas funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione che corrispondono ad almeno 11 giorni.

Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto si faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 8.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

Le emissioni del Turbogas sono caratterizzate dalla presenza delle seguenti sostanze inquinanti:

- Ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>);
- Monossido di carbonio (CO);
- Anidride carbonica (CO<sub>2</sub>);
- Ossidi di zolfo (SO<sub>2</sub>);
- Polveri;

I rifiuti prodotti dal turbogas e smaltiti come rifiuti speciali sono:

- Filtri olio (smaltiti come codice CER 160107\*);
- Filtri aria (smaltiti come codice CER 150203);
- Olio lubrificante, idraulico per raffreddamento, sostituito circa ogni 5 anni (ritirato direttamente dal fornitore e quindi non smaltito dall'azienda).

Sistemi di regolazione e controllo:

Il turbogas è protetto con:

- Valvole di blocco automatiche su ogni tubazione di alimentazione dei combustibili (AFO/COKE, Gas Naturale);
- Valvole di sicurezza sul compressore;
- Portello di esplosione sulla linea Gas COKE.

Esistono inoltre due sistemi per la rivelazione dell'ossido di carbonio e del gas naturale nella zona cabinato TG e nel fabbricato CGS. Sono presenti 3 rivelatori nel cabinato TG e 9 nel fabbricato CGS, sia per l'ossido di carbonio che per il gas naturale; nel caso di un loro intervento, oltre all'allarme ottico ed acustico locale, viene allertata la Sala Controllo, con evidenziazione della zona interessata.

Inoltre per rivelare tempestivamente eventuali incendi sono installati rivelatori di fumo e d'incendio:

- n. 12 nel cabinato turbogas (Rivelatori termovelocimetrici);
- n. 3 nel comparto TG – Alternatore (Rivelatori termovelocimetrici);
- n. 12 nel fabbricato CGS (Rivelatori termovelocimetrici);
- n. 2 rivelatori ad ultravioletti sotto le vie di corsa del carroponete del fabbricato CGS (Rilevatori di fiamma).

Nel caso di rilevamento di fumo o di incendio nel cabinato TG una centralina con autodiagnosi invia rispettivamente nelle Sala Quadri di CET3 un allarme ottico e acustico con evidenziazione della zona interessata e scarica automatica del sistema di estinzione a CO<sub>2</sub>.

Nella stazione di decompressione gas naturale esiste un sistema per la rilevazione di fughe di gas esplosivo con segnalazione di allarme al 15% del LEL; nel caso di un loro intervento, oltre all'allarme ottico ed acustico locale, viene allertata la Sala Controllo, con evidenziazione della zona interessata.

### **5.1.2. Fase 3C: Generatore di vapore a recupero GVR**

#### Modalità di funzionamento

I gas di scarico del TG confluiscono al GVR che produce vapore a tre livelli di pressione (alta 97 bar, media 23 bar e bassa 1,86 bar) che vengono, in funzione della loro pressione, utilizzati per alimentare la TV, per abbattere gli NO<sub>x</sub>, per la sola marcia a gas naturale, e per usi interni di processo.

Il GVR è costituito da:

- Tubazioni coibentate per il vapore;
- Tubazioni acqua alimento;
- Apparecchi a pressione (vapore, acqua, aria compressa).

#### Flussi di materia ed energia associati

In entrata:

- Acqua demi;
- Fumi di combustione prodotti dal turbogas.

In uscita:

- Fumi esausti che vengono immessi in atmosfera;
- Vapore:
  - 157 t/h di vapore a 91 bar e 495 °C;
  - 38 t/h di vapore a 22,5 bar e 289 °C;
  - 27,6 t/h di vapore a 1,65 bar e 208 °C.

Per il funzionamento del generatore di vapore vengono utilizzati i seguenti prodotti chimici (chemicals):

- Deossigenante
- Alcalinizzante

- Fosfato.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 3C. Con riferimento alla Fase 3C possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

**Tabella 9 – Flussi di materia ed energia della Fase 3C**

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Fumi di combustione	<b>KNm3</b>	6.762.576	10.127.747	Fumi al camino (1)	<b>KNm3</b>	6.831.635 (2)	10.081.407 (3)
Acqua DEMI	<b>m<sup>3</sup></b>	225,2	256,6	CO	<b>t/a</b>	2,49	63,85
				NOx	<b>t/a</b>	213,20	713,26
				SO2	<b>t/a</b>	111,78	431,65
				Polveri	<b>t/a</b>	11,37	61,66
				CO2	<b>Kt/a</b>	760,37	1.522,06
Deossigenante per GVR NALCO 1250	<b>t</b>	0,49	1,92	Acque reflue di processo	<b>Km3</b>	77,1	108,4
Alcalinizzante per GVR NALCO 356	<b>t</b>	0,59	2,39	Vapore a fase 4C	<b>t</b>	n.d.	n.d.
Fosfato coordinato per GVR NALCO 72215	<b>t</b>	0,27	-				
Fosfato NALCO BT 4000	<b>t</b>	-	4,54				

(1) I valori dei fumi al camino fanno riferimento ai fumi anidri

(2) la quantità di fumi per l'anno 2005 è riferita al valore di ossigeno del 15%; il volume di fumi al camino riferito al valore di ossigeno tal quale è pari a circa 5.383.909 kNm<sup>3</sup>

(3) Dato riferito ai fumi tal quali calcolati con valore di ossigeno reale dei fumi riportato nelle Tabelle 16, 17 e 18.

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Fumi ad elevata temperatura	<b>MWht</b>	n.d.	n.d.	Energia Termica Vapore	<b>MWht</b>	n.d.	n.d.

Rifiuti prodotti (**)	U.d.M.	Quantità 2005 CET3	Capacità Produttiva (***)
Codice CER 13.02.05* Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati Provenienza impianti CET3	t	0,29	0-0,78
Codice CER 16.02.16 Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.15 Provenienza impianti CET3	t	0,05	0,02-0,14
Codice CER 17.04.09* Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose Provenienza impianti CET3	t	0,03	0-0,3

(\*) Si evidenzia che tutti i dati riportati in Tabella e riferiti all'anno 2005 sono condizionati da un disservizio prolungato della Centrale CET3, così come riportato in sede di presentazione di Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale. Tale disservizio ha influenzato sia il funzionamento della Centrale CET3, che quello della Centrale CET2. Comunque tutti i dati sensibili relativi alle emissioni, consumo di combustibili e produzione di energia relativa agli anni 2006 e 2007 (rappresentativi del funzionamento tipico della Centrale) sono riportati nel documento "Documentazione Integrativa alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale – Centrale di Piombino".

(\*\*) Rifiuti speciali specifici così come definiti in appendice 21

(\*\*\*) Range totale Indice P (g/MWhe) così come definito in Appendice 21.

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

In linea di principio la Fase 3C: Generatore di Vapore a Recupero GVR funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione che corrisponde ad almeno 11 giorni all'anno.

Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto si faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 8.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

Le emissioni della caldaia sono caratterizzate dalla presenza delle seguenti sostanze inquinanti:

- Ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>);
- Monossido di carbonio (CO);
- Anidride carbonica (CO<sub>2</sub>);
- Ossidi di zolfo (SO<sub>2</sub>);
- Polveri.



## Sistemi di regolazione e controllo

Il GVR è protetto con:

- Valvole di sicurezza sui corpi cilindrici AP-MP-BP e sulle tubazioni del vapore in uscita.

### 5.1.3. Fase 4C: Turbine a vapore TV3

#### Modalità di funzionamento

La turbina a vapore ha potenza nominale pari a 74 MW con spillamenti intermedi per il ciclo termico e le richieste del complesso siderurgico. Il gruppo del ciclo a vapore è inoltre formato da un condensatore ad acqua di mare, un alternatore da 93 MVA a 11,5 kV, un trasformatore elevatore 11,5/132 kV ed altri trasformatori e quadri elettrici per i servizi ausiliari. Per il funzionamento della turbina a vapore vengono utilizzati i seguenti prodotti chimici (chemicals):

- Olio lubrificante;

#### Flussi di materia ed energia associati

In entrata:

- Vapore da GVR.

In uscita:

- Vapore;
- Energia.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 4C. Con riferimento alla Fase 4C possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

**Tabella 10 – Flussi di materia ed energia della Fase 4C**

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Vapore da Fase 3C	t	n.d.	n.d.	Vapore ceduto al siderurgico	t	13.721	50.976
	t			Vapore esausto al condensatore	t	n.d.	n.d.

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Energia Termica Vapore	MWht	n.d.	n.d.	Energia Elettrica	MWhe	776.146	1.467.008

				Energia Termica Vapore Esausto	MWht	n.d.	n.d.
				Energia termica vapore ceduto al Siderurgico	MWht	11.551	42.195

Rifiuti prodotti (**)	U.d.M.	Quantità 2005 CET£	Capacità Produttiva (***)
Codice CER 13.02.05* Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati Provenienza impianti CET3	t	0,29	0-0,78
Codice CER 16.02.16 Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.15 Provenienza impianti CET3	t	0,05	0,02-0,14
Codice CER 17.04.09* Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose Provenienza impianti CET3	t	0,03	0-0,3

(\*) Si evidenzia che tutti i dati riportati in Tabella e riferiti all'anno 2005 sono condizionati da un disservizio prolungato della Centrale CET3, così come riportato in sede di presentazione di Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale. Tale disservizio ha influenzato sia il funzionamento della Centrale CET3, che quello della Centrale CET2. Comunque tutti i dati sensibili relativi alle emissioni, consumo di combustibili e produzione di energia relativa agli anni 2006 e 2007 (rappresentativi del funzionamento tipico della Centrale) sono riportati nel documento "Documentazione Integrativa alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale – Centrale di Piombino".

(\*\*) Rifiuti speciali specifici così come definiti in Appendice 21.

(\*\*\*) Range totale Indice P (g/MWhe) così come definito in Appendice 21.

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

In linea di principio la Fase 4C: Turbina a Vapore - Alternatore funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione che corrispondono ad almeno 11 giorni.

Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto si faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 8.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

- Olio lubrificante, idraulico, per raffreddamento, sostituito circa ogni 5 anni (ritirato direttamente dal fornitore e quindi non smaltito dall'azienda).

#### Sistemi di regolazione e controllo

Per rilevare tempestivamente eventuali incendi nel locale dove è situata la turbina a vapore è installato un sistema di rivelatori sprinkler collegati con un impianto estinguente ad acqua.

Nel caso di rilevamento di fumo o di incendio una centralina con autodiagnosi invia rispettivamente nelle Sala Quadri di CET3 un allarme ottico e acustico con evidenziazione della zona interessata.

*Alle fasi 2C e 4 C è ascrivibile anche il sistema di trasformatori e linee elettriche:*

### **Trasformatori e linee elettriche (Rif: 4C)**

#### Modalità di funzionamento

La turbina a gas e la turbina a vapore della linea CET3 sono dotate di:

- Due alternatori da 150 MVA a 15 KV (TG) e da 93 MVA a 11,5 KV (TV);
- Due trasformatori elevatori rispettivamente da 15/132 KV e 11,5/132 kV;
- Altri trasformatori e quadri elettrici per i servizi ausiliari.

#### Flussi di materia ed energia associati

In entrata:

- Energia elettrica

In uscita:

- Energia elettrica

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

I trasformatori e le linee elettriche sono utilizzati in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

Di seguito si riporta l'elenco dei trasformatori presenti lungo la linea CET3 con indicazione dell'olio minerale dielettrico contenuto. L'olio minerale dielettrico contenuto nei trasformatori è esente da PCB ed è caratterizzato da una temperatura di infiammabilità superiore a 100 °C e da una temperatura di esercizio inferiore a 100 °C.

**Tabella 11 – Trasformatori in cui è presente olio minerale dielettrico, esente da PCB**

<b>SIGLA TRASFORMATORE</b>			<b>CONTENUTO OLIO / UBICAZIONE</b>	
T1	120/150 MVA	15/132 kV	41000 Kg	esterno all'edificio
T1A	16 MVA	15/10,6 kV	5500 Kg	esterno all'edificio

SIGLA TRASFORMATORE			CONTENUTO OLIO / UBICAZIONE	
T2	93 MVA	11,5/132 kV	25000 Kg	esterno all'edificio
T2A	16 MVA	11,5/10,6 kV	5500 Kg	esterno all'edificio
TRS	8 MVA	10/10,6 kV	4250 Kg	esterno all'edificio
TR-AS	16 MVA	10/2x2,6 kV	7000 Kg	esterno all'edificio

### Sistemi di regolazione e controllo

Tutti i trasformatori sono protetti contro i corto circuiti e le sovratemperature e sono dotati di vasca interrata per la raccolta dell'olio e protetti con impianto antincendio automatico fisso a diluvio con scatto attivato da elementi termosensibili installati sul circuito antincendio ad anello tenuto in pressione dalle pompe della stazione antincendio. Nel caso di intervento viene allertata la sala quadri con un allarme ottico e acustico con la possibilità di intervenire sezionando elettricamente il trasformatore interessato ed aprendo la valvola dell'acqua antincendio.

### **5.1.4. Fase 5C: Condensatore ad acqua di mare ed ausiliari**

#### Modalità di funzionamento

Il condensatore è del tipo ad acqua ed in particolare viene utilizzata acqua di mare, prelevata dal porto industriale di Piombino attraverso una stazione di pompaggio posta all'interno dello stabilimento siderurgico. Cinque scambiatori a piastre, raffreddati ad acqua di mare in ciclo aperto, sono utilizzati per raffreddare l'acqua demi del ciclo chiuso.

#### Flussi di materia ed energia associati

In entrata:

- Vapore da Turbina a vapore;
- Acqua mare;
- Acqua demi.

In uscita:

- Condensa vapore;
- Acqua di mare riscaldata.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 5C. Con riferimento alla Fase 5C possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 12 – Flussi di materia ed energia della Fase 5C ed ausiliari

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Vapore esausto	t	n.d.	n.d.	Condensa	m3	n.d.	n.d.
Acqua di mare	km3	95.247	184812	Acqua di mare	km3	95.247	184812
Acqua demi	m3	47.245	78.668				
Ipoclorito	t	6,75	13,1				
Antifuling (Actibrom)	t	2,32	5,5				

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Energia Termica Vapore Esausto	MWht	n.d.	n.d.	Energia Termica Acqua di mare	MWht	664,5 (1)	1289,4 (1)

Rifiuti prodotti (**)	U.d.M.	Quantità 2005 CET3	Capacità Produttiva (***)
Codice CER 13.02.05* Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati Provenienza impianti CET3	t	0,29	0-0,78
Codice CER 16.02.16 Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16.02.15 Provenienza impianti CET3	t	0,05	0,02-0,14
Codice CER 17.04.09* Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose Provenienza impianti CET3	t	0,03	0-0,3

(1) Valore stimato con i valori tipici della capacità di raffreddamento del condensatore

(\*) Si evidenzia che tutti i dati riportati in Tabella e riferiti all'anno 2005 sono condizionati da un disservizio prolungato della Centrale CET3, così come riportato in sede di presentazione di Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale. Tale disservizio ha influenzato sia il funzionamento della Centrale CET3, che quello della Centrale CET2. Comunque tutti i dati sensibili relativi alle emissioni, consumo di combustibili e produzione di energia relativa agli anni 2006 e 2007 (rappresentativi del funzionamento tipico della Centrale) sono riportati nel documento "Documentazione Integrativa alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale – Centrale di Piombino".

(\*\*) Rifiuti speciali specifici così come definiti in Appendice 21

(\*\*\*) Range totale Indice P (g/MWhe) così come definito in Appendice 21.

### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

Il condensatore funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

## **6. Impianti Tecnicamente Connessi**

Di seguito sono descritti gli impianti tecnicamente connessi alla centrale:

- ATC1: Impianto trattamento e miscelazione gas siderurgici;
- ATC2: Impianto di trattamento acqua demi;
- ATC3: Trattamento acque da trattamento gas e condense gas per CET2 e CET3;
- ATC4: Generatori di emergenza CET 2

Al fine di rispondere alle integrazioni richieste nel corso della Procedura di rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, in Figura 6-1 si riporta uno schema di dettaglio relativo al sistema di trattamento gas siderurgici (ATC1) e all'impianto di trattamento acque (ATC3) con indicazione per ciascuna apparecchiatura dei flussi di ingresso e uscita e dei rendimenti.

### **6.1. Impianto trattamento e miscelazione gas siderurgici (Rif: ATC1)**

#### Modalità di funzionamento

Il gas Coke, prima di miscelarsi al gas Afo, subisce una filtrazione tramite elettrofiltri decatramatori e una desolforazione; successivamente la miscela gas Afo e gas Coke viene fatta passare attraverso un elettrofiltro depolveratore ad umido ed inviata al sistema di compressione in tre stadi.

La sezione di desolforazione si trova nelle immediate vicinanze dell'elettrofiltro e riceve il gas Coke (contenente in media circa 4 g/Nm<sup>3</sup> di acido solfidrico) proveniente dal filtro decatramatore in servizio, provvedendo ad abbattere l'acido solfidrico (H<sub>2</sub>S), l'eventuale anidride solforosa (SO<sub>2</sub>) e l'acido cianidrico presenti.

Per l'abbattimento dell'acido solfidrico, è usata soda caustica concentrata (soluzione al 30%) che viene dosata automaticamente a seconda della portata di gas da trattare. Se il quantitativo di soda non fosse sufficiente a mantenere l'emissioni entro i limiti di legge o in eccesso, viene aumentata o diminuita la relativa portata variando i valori di una costante. Il gas lavato esce dalla testa della colonna e inviato alla miscelazione con il gas AFO. L'impianto di trattamento e miscelazione gas siderurgici è costituito da:

- Elettrofiltri decatramatori sulla linea Coke;
- Desolforatore gas Coke;

- Collettore di miscelazione gas Afo e Coke;
- Elettrofiltro depolveratore ad umido sulla linea Afo + Coke;
- Torcia calda (per bruciare i gas in caso di emergenza di manutenzione degli impianti di trattamento o in fase di avviamento).

#### Flussi di materia ed energia associati

In entrata:

- Gas Afo;
- Gas Coke.

In uscita:

- Gas Afo + Coke trattati;
- Fanghi (CER 100121).

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase ATC1. Con riferimento alla Fase ATC1 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

**Tabella 13 – Flussi di materia ed energia della Fase ATC1**

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Gas Coke	kNm <sup>3</sup>	44211	63149	Gas Coke	kNm <sup>3</sup>	44211	63149
Gas Afo	kNm <sup>3</sup>	606120	1173920	Gas Afo	kNm <sup>3</sup>	606120	1173920
Acque di lavaggio soda	m <sup>3</sup>	49194	73854	Acque di lavaggio	m <sup>3</sup>	49194	73854
	t	947	1743	Acque solfuree	m <sup>3</sup>	5466	8206
Acqua ossigenata	t	782	1294	Condense linea coke	m <sup>3</sup>	5466	8206
				Condense linea Afo	m <sup>3</sup>	27330	41030

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
-	-	-	-	-	-	-	-

Rifiuti prodotti *	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
-	t	-	-

(\*) Rifiuti già indicati precedentemente.

### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

L'impianto di trattamento e miscelazione gas siderurgici funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

In caso di emergenza, manutenzione e avviamento i gas siderurgici vengono inviati ad una torcia per essere bruciati.

### Tipologia di sostanze inquinanti

- Fanghi (CER 100121).

### Sistemi di regolazione e controllo

L'impianto di trattamento gas Coke (elettrofiltri decatramatori ad umido) è sezionabile attraverso due gruppi guardia idraulica abbinata con valvola ad occhiale, posti a monte e valle dell'impianto.

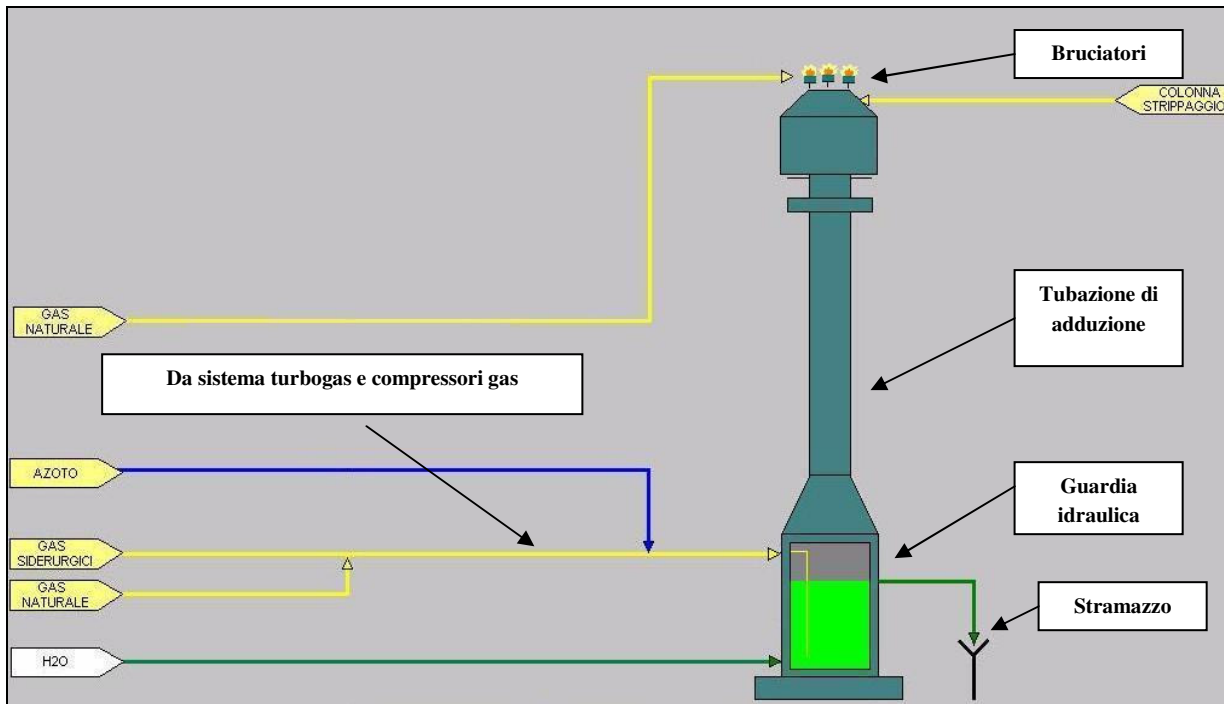
L'impianto di desolfurazione è sezionabile attraverso due guardie idrauliche (gako) abbinata a valvole ad occhiale, poste a monte e valle dell'impianto.

CET3 è dotato di una torcia atta a bruciare tutti le tipologie di gas utilizzati in centrale (Afo, Coke e metano) che, in alcune fasi del funzionamento, non possono essere utilizzati dal turbogas, oppure provenienti dalle bonifiche dei collettori di adduzione dei gas siderurgici o da sfiori di valvole di sicurezza e di valvole di decompressione dell'impianto compressori gas siderurgici.

La torcia è un sistema ad alta efficienza di combustione composta principalmente da tre parti:

- Guardia idraulica posta alla base della torcia con la funzione di mantenere il sistema in leggera pressione per evitare la formazione di miscele esplosive all'interno delle tubazioni. E' costituita da un serbatoio di circa **40 m<sup>3</sup>** alimentato in continuo (**consumo circa 0,2 m<sup>3</sup>/h**) da pompe che aspirano dal serbatoio delle acque trattate. A circa 2 m di altezza dalla base è presente uno stramazzo che scarica l'acqua in eccesso nei serbatoi di equalizzazione.
- Tubazione di adduzione gas al bruciatore con relativa struttura di sostegno, atta a ridurre l'irraggiamento con torcia in funzione.
- Bruciatore ad elevata efficienza di combustione con gas a basso potere calorifico.





I terminali di torcia sono apparecchiature usate indifferentemente per servizio continuo o discontinuo, per sistemi di torcia che prevedono l'innesco della fiamma attraverso appositi piloti continui e di accensione. I terminali sono realizzati con acciai altamente refrattari e sono utilizzati per garantire la combustione di gas con potere calorifico particolarmente basso.

Il principio operativo di questo tipo di terminale sfrutta due effetti combinati per poter garantire l'efficienza di combustione richiesta.

Il primo effetto è quello di creare una zona di alta temperatura immediatamente a ridosso dello sbocco del terminale stesso, condizione che migliora l'innesco della combustione dei gas da trattare.

Il secondo effetto è quello di limitare la velocità di uscita dei gas in modo da consentire una maggiore permanenza dei gas nella zona calda.

In condizioni di funzionamento normale della centrale il sistema torcia calda con le relative tubazioni rimane con i tre piloti accesi a metano (consumo circa 9 Nm<sup>3</sup>/h).

In caso di arresto del flusso di metano ai bruciatori, il sistema automaticamente provvede ad erogare azoto nella tubazione principale. La torcia entra automaticamente in funzione nei seguenti casi:

### **Bonifica tubazioni**

Nel caso in cui sia necessario bonificare il sistema gas (trattamento, compressori centrifughi, collettori, ecc.) come nel caso delle operazioni successive alla fermata per manutenzione del gruppo, tutto il gas contenuto è inviato in torcia e quindi bruciato.

**Eventi/anno: 3**

**Durata evento: 30 minuti****Gas bruciato a evento: AFO: 1.800 Nm<sup>3</sup>, COKE: 200 Nm<sup>3</sup>, Gas naturale: 50 Nm<sup>3</sup>****1. Avviamento centrale**

Durante l'avviamento del turbogas a gas naturale, è necessario procedere alla pressurizzazione dei compressori centrifughi con sfioro del gas compresso in torcia.

Una volta passati dalla combustione a metano alla combustione a gas siderurgico si chiudono le linee di sfioro alla torcia.

**Eventi/anno: 8 a caldo****Durata a evento: 45 minuti****Gas bruciato a evento: AFO: 25.000 Nm<sup>3</sup>, COKE: 0 Nm<sup>3</sup>, Gas naturale: 1.700 Nm<sup>3</sup>****Eventi/anno: 2 a freddo****Durata a evento: 150 minuti****Gas bruciato a evento: AFO: 75.000 Nm<sup>3</sup>, COKE: 0 Nm<sup>3</sup>, Gas naturale: 5.500 Nm<sup>3</sup>****2. Avaria Turbogas**

A seguito di un'anomalia che provochi il blocco del turbogas, è necessario aprire i vent dei compressori gas che vanno in torcia per depressurizzare il sistema.

**Eventi/anno: 10****Durata a evento: 20 secondi****Gas bruciato a evento: AFO: 16.000 Nm<sup>3</sup>, COKE: 800 Nm<sup>3</sup>, Gas naturale: 2.450 Nm<sup>3</sup>****3. Fermata Altoforno**

Nel caso di fermata dell'altoforno, non disponendo più del gas AFO, la marcia della centrale avviene a solo gas naturale. Per tale motivo la valvola di aspirazione dei compressori gas è chiusa ed il gas è fatto circolare nelle singole fasi attraverso i relativi by-pass.

Ad intervalli di circa 15 minuti, per una durata di circa 3 min, automaticamente è aperta una valvola di controllo della pressione di mandata di 3° fase, per far fluire in torcia la quantità di gas che altrimenti pressurizzerebbe il circuito.

Tale fenomeno di pressurizzazione è causato dall'ingresso di gas metano, utilizzato per la tenuta delle estremità dei compressori, che inevitabilmente si introduce nelle macchine causando un aumento di pressione nei circuiti gas.

**Eventi/anno: 8****Durata a evento: da 3 a 16 ore**

**Gas bruciato a evento: AFO: 0 Nm<sup>3</sup>, COKE: 0 Nm<sup>3</sup>, Gas naturale: 2.000 Nm<sup>3</sup>h per cui 6.000 Nm<sup>3</sup> per 3 ore, e 32.000 Nm<sup>3</sup> per 16 ore.**

### Schema a blocchi

In Figura 6-1 si riporta uno schema di dettaglio dei sistemi di trattamento (trattamento gas coke e gas AFO e trattamento acque) con indicazione per ciascuna apparecchiatura dei flussi di ingresso e uscita e dei rendimenti

## **6.2. Impianto di trattamento acqua demi (Rif: ATC2)**

### Modalità di funzionamento

L'acqua di alimento (demineralizzata) della caldaia viene prelevata dalla rete Lucchini ed ulteriormente trattata nell'impianto letti misti di centrale collocato in area CET3, dove sono situati due serbatoi di stoccaggio uno di acido cloridrico (2 m<sup>3</sup>) e l'altro di soda (2 m<sup>3</sup>).

L'impianto di trattamento acqua demi è così costituito:

- Serbatoio di stoccaggio acido cloridrico e zona pompe di carico e rilancio acido cloridrico;
- Serbatoio di stoccaggio soda e zona pompe di carico e rilancio soda;
- Locale trattamento acqua demineralizzata;
- Locale compressori aria;
- Locale pompe di emergenza;
- Locale generatore di emergenza.

### Flussi di materia ed energia associati

In entrata:

- Acqua demi dalla rete Lucchini;
- Chemicals (principalmente NaOH e HCl per il funzionamento dell'impianto demi)

In uscita:

- Acqua demi trattata;
- Acqua di rigenerazione.

### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

L'impianto di trattamento acqua demi è in funzione in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

- Chemicals utilizzati per il trattamento delle acque.

#### Sistemi di regolazione e controllo

Entrambi i serbatoi di stoccaggio (acido cloridrico e soda) sono dotati di bacino di contenimento a tenuta distinti tra loro, capaci ognuno di contenere tutto il volume del serbatoio.

Le tubazioni di alimento prodotti chimici sono intercettabili a valle della stazione di pompaggio. Per il carico dei serbatoi da parte di autobotti è stata elaborata una idonea procedura di sicurezza in cui vengono specificate le azioni di carico delle sostanze chimiche onde evitare possibili sversamenti e situazioni di pericolo.

### **6.2.1. *Trattamento acque da trattamento gas e condense gas per CET2 e CET3 (Rif:ATC3)***

#### Modalità di funzionamento

L'impianto di trattamento è a servizio di entrambe le linee produttive; esso è preceduto da un trattamento preliminare di parte dei reflui per la separazione fisica primaria degli inquinanti contenuti. Le acque afferenti all'impianto contengono sia inquinanti di tipo organico, costituiti essenzialmente da idrocarburi leggeri, naftalina e fenoli, sia di tipo inorganico, come acido solfidrico, cianuri, ammoniaca, e solidi sospesi. L'impianto è costituito dai seguenti stadi di trattamento:

- Equalizzazione e trattamento chimico fisico;
- Linea fanghi;
- Trattamento acque in esubero: strippaggio dell'ammoniaca ed eventuale abbattimento dei fenoli mediante passaggio su carboni attivi.

L'impianto comprende inoltre una sezione preliminare di trattamento delle acque reflue provenienti dall'impianto per la desolforazione del gas coke in ingresso alla CET3.

In ingresso all'impianto vengono convogliati i flussi di acque così suddivisi:

#### **Dalla CET2:**

- Condense delle linee gas COKE e AFO;

- Flussaggi delle guardie idrauliche linee gas COKE e AFO;
- I reflui provenienti dall'impianto CET2 vengono raccolti in un unico bacino, da cui sono prelevati mediante pompe ed inviati alla sezione preliminare di decantazione.

**Dalla CET3:**

- Condense delle linee gas COKE e AFO;
- Flussaggi delle guardie idrauliche linee gas COKE e AFO;
- Reflui derivanti dal processo di purificazione del gas in ingresso alla CET3:
  - Acque di lavaggio dei filtri del gas COKE;
  - Acque di lavaggio e nebulizzazione degli elettrofiltri impiegati nello stadio finale di purificazione del gas;
  - Condense intermedie derivanti dai vari stadi di compressione del gas.

Le acque provenienti dai decantatori, le condense interfase derivanti dai compressori dei gas siderurgici, le acque dei fissaggi delle guardie idrauliche delle linee gas Coke e Afo e le condense della linea gas Coke sono convogliate all'impianto di decantazione primaria. Le acque di lavaggio e nebulizzazione degli elettrofiltri e le condense della linea gas Afo sono invece convogliate insieme alle acque in uscita dall'impianto di decantazione al serbatoio di equalizzazione in servizio.

L'impianto è costituito dalle seguenti parti:

- Decantatori acque di lavaggio elettrofiltri gas Coke;
- Serbatoio di equalizzazione;
- Chiarificatore;
- Serbatoio di stoccaggio acido solforico e zona pompe di carico e rilancio;
- Serbatoio di stoccaggio soda e zona pompe di carico e rilancio;
- Serbatoio di stoccaggio cloruro ferrico e zona pompe di carico e rilancio;
- Filtri a sabbia;
- Ispessitore;
- Nastro pressa e cassone di evacuazione fanghi;
- Strippaggio ammoniacca;

- Filtri a carbone attivo.

### **Impianto di decantazione primaria**

La decantazione primaria avviene attraverso il passaggio in due decantatori posti in serie. Le acque di tale processo sono raccolte in un apposito serbatoio e successivamente con autospurgo conferite ai centri di smaltimento autorizzati, previa analisi.

Le acque in uscita dai decantatori sono convogliate in una vasca dove sono miscelate con la rimanente parte dei reflui provenienti dalla CET3; dalla vasca le acque sono prelevate da un gruppo di pompaggio, costituito da due pompe di cui una in riserva, ed inviate all'impianto di equalizzazione che costituisce il primo stadio dell'impianto di trattamento chimico-fisico.

### **Equalizzazione e trattamento chimico-fisico**

Le acque provenienti dall'impianto di decantazione alle quali si aggiungono le condense della linea gas Afo per CET3 e delle acque di lavaggio e nebulizzazione degli elettrofiltri, i recuperi delle acque derivanti dalla linea fanghi e dal controlavaggio dei filtri a sabbia, vengono avviate a due serbatoi nei quali avviene l'omogenizzazione mediante agitazione meccanica e ad aria.

In tali serbatoi viene destinata anche l'acqua alcalina in uscita dalla sezione di trattamento delle acque utilizzate per la desolforazione a umido del gas coke.

Il refluo in uscita passa per caduta all'impianto di neutralizzazione e chiarificazione costituito da una serie di bacini comunicanti, dove avvengono neutralizzazione, abbattimento delle particelle sospese per flocculazione, e sedimentazione.

Al refluo vengono aggiunti dei reagenti in condizioni di agitazione meccanica e ad aria, in particolare vengono aggiunti:

- **soda per regolare** il pH del refluo a valori necessari al funzionamento efficiente della colonna di stripping dell'ammoniaca;
- **cloruro ferrico** necessario alla flocculazione che avviene nel successivo reattore per aggiunta di una soluzione di un polielettrolita anionico (un copolimero anionico dell'acrilammide): il ferro, in ambiente basico, passa ad idrossido sotto forma di fiocchi, che, in presenza delle catene polimeriche cariche, aumentano di volume inglobando i solidi sospesi presenti e gli inquinanti resi insolubili dalle reazioni avvenute. Il cloruro ferrico viene dosato in maniera continua, con una portata che è funzione della torbidità e della portata di ingresso del refluo.

Il refluo così trattato passa quindi nel chiarificatore, dove avviene la sedimentazione dei fanghi prodotti; l'estrazione di questi avviene dal fondo mediante due pompe centrifughe, una di riserva all'altra, che li inviano all'ispessitore.

I filtri impiegati sono di tipo a letto misto: al loro interno un primo strato di antracite realizza una filtrazione grossolana, il secondo, costituito da sabbia, trattiene le particelle di granulometria più fine. In generale due filtri sono in funzione ed uno è in controlavaggio: quando la perdita di carico è maggiore di 0,6 bar tale operazione è effettuata in automatico; essa avviene inizialmente mediante aria, quindi impiegando l'acqua del serbatoio che raccoglie le acque in uscita dalla colonna di distillazione. L'acqua in uscita dal controlavaggio è riavviata in testa ai serbatoi di equalizzazione.

L'acqua filtrata è raccolta in un serbatoio avente una capacità di 500 m<sup>3</sup>, detto "serbatoio acque trattate". L'acqua stoccata è destinata al riutilizzo per i lavaggi degli elettrofiltri per l'alimentazione delle guardie idrauliche; la parte in esubero viene destinata ad un ulteriore trattamento prima dello scarico in Fogna 5.

### **Linea fanghi**

I fanghi in uscita dal chiarificatore vengono inviati ad un ispessitore, ed i fanghi vengono ispessiti fino al nastro pressa per la relativa disidratazione.

La disidratazione è facilitata dall'aggiunta di un polimero organico cationico in una sorta di cesta rotante posta prima dell'ingresso della nastropressa. La soluzione di polimero, stoccata in apposito bacino, è preparata con acqua demi.

All'uscita, dalla nastropressa il fango viene, mediante nastro trasportatore conferito come rifiuto CER 100121 ai centri di smaltimento autorizzati previa analisi. Le acque impiegate per il controlavaggio del nastro sono prelevate da due pompe, una di riserva all'altra, dal serbatoio delle acque depurate; dopo il loro impiego sono riavviate in testa ai serbatoi di equalizzazione insieme alle acque di disidratazione dei fanghi.

### **Trattamento acque in esubero e strippaggio dell'ammoniaca**

Dal serbatoio acque trattate, le acque destinate allo scarico vengono avviate, attraverso un gruppo di pompaggio, costituito da due pompe una di riserva all'altra, alla colonna di strippaggio, che consente l'abbattimento di ammoniaca.

La colonna di strippaggio è una colonna a piatti: in testa sono immesse le acque reflue dopo opportuno preriscaldamento fino a 113°C nello scambiatore che utilizza come fluido caldo il refluo in uscita dal fondo della colonna stessa. Sempre in testa alla colonna è immessa una soluzione di soda per favorire la reazione di passaggio dallo ione ammonio in fase acquosa all'ammoniaca in fase gassosa.

Dal fondo, in controcorrente, è immessa una corrente di vapore, alla temperatura di 122°C, necessaria all'operazione di strippaggio dell'ammoniaca e dei solventi aromatici. La pressione di lavoro della colonna è circa 1,6 bar. All'uscita dalla colonna la miscela è costituita da vapori ammoniacali raffreddati a 97°C dallo scambiatore che utilizza come fluido freddo di lavoro aria ambiente a tiraggio forzato.

A causa del raffreddamento si ha una condensazione di una parte del vapore acqueo. La miscela gas-liquido è raccolta da un serbatoio di riflusso che ha anche le funzioni di separatore delle due fasi: il liquido è estratto da due pompe, una di riserva all'altra, che lo inviano in testa alla colonna come riflusso allo scopo di

aumentare l'efficienza dello stripping; la fase gassosa, costituita da incondensabili come l'ammoniaca, è inviata alla torcia per essere bruciata.

La portata di gas inviata alla torcia, è comandata da una valvola regolata dalla pressione interna del serbatoio. La torcia ha una fiamma pilota alimentata a gas naturale e può essere utilizzata in condizioni di emergenza per la sicurezza dell'impianto. L'acqua depurata dopo avere preriscaldato l'acqua in ingresso, è prelevata da due pompe, una di riserva all'altra, ed inviata allo scambiatore dove viene raffreddata a circa 29°C. Lo scambiatore utilizza come fluido freddo acqua demi in ciclo chiuso.

L'acqua depurata è quindi convogliata per caduta al serbatoio di raccolta delle acque depurate.

La colonna di stripping è utilizzata per l'eliminazione dell'ammonio presente nelle acque reflue sottoforma di ammoniaca gassosa, mediante l'azione chimico-fisica del vapore iniettato in controcorrente all'acqua da depurare all'interno della colonna.

I vapori ammoniacali in uscita dalla testa della colonna sono raffreddati per consentire la separazione gas (ammoniaca)/liquido (condensa acquosa). La fase liquida è raccolta in un serbatoio (serbatoio di riflusso) ed inviata in testa alla colonna, mentre la fase gassosa è inviata in torcia, con una portata che è funzione della concentrazione di ammonio presente nell'acqua da depurare.

**Tabella 14: dati tecnici tubazione di scarico vapori in torcia calda**

<b>Dati tecnici tubazione di scarico vapori in torcia calda</b>	
<b>Lunghezza</b>	140 m (con sfogo in torcia calda ad un'altezza di circa 62 m)
<b>Diametro</b>	2"
<b>Coibentazione</b>	lana di roccia/alluminio
<b>Materiale</b>	acciaio AISI 316
<b>Temperatura vapori</b>	95°C (progetto)
<b>Pressione vapori</b>	0,5 barg (progetto)
<b>Composizione ammoniacale in peso</b>	21,7% in NH <sub>3</sub> (progetto)
<b>Portata totale vapori</b>	64 Kg/h (progetto)

A causa di intasamenti della tubazione di scarico dei vapori si possono verificare dei temporanei fuori servizi della colonna. Tali intasamenti sono dovuti alla formazione di condense e/o alla solidificazione di naftalina all'interno della tubazione. Per far fronte a queste brevi interruzioni la colonna è dotata di una tubazione di by-pass che viene utilizzata per ripristinare la corretta funzionalità della tubazione di scarico senza interrompere la marcia della colonna.

Nella tabella seguente sono riportati i dati tecnici del camino di by-pass.



**Tabella 15: Dati tecnici del by-pass**

<i>Dati tecnici del by-pass</i>	
<b>Lunghezza</b>	16 m (partenza da quota 4 m con sfogo in testa colonna ad un'altezza di circa 20 m)
<b>Diametro</b>	2"
<b>Coibentazione</b>	lana di roccia/alluminio
<b>Materiale</b>	acciaio AISI 316
<b>Temperatura vapori</b>	95°C
<b>Pressione vapori</b>	0,5 barg
<b>Composizione ammoniacale in peso</b>	21,7% in NH <sub>3</sub>
<b>Portata totale vapori</b>	64 Kg/h

La manutenzione della colonna viene effettuata in fermata impianto, in media una volta l'anno, mentre una volta ogni sei mesi viene effettuato il lavaggio, che può avvenire anche con impianto in esercizio.

#### Flussi di materia ed energia associati

#### **Impianto di decantazione primaria**

##### In entrata:

##### **Dalla CET2:**

- Condense delle linee gas COKE e AFO;
- Flussaggi delle guardie idrauliche linee gas COKE e AFO;
- I reflui provenienti dall'impianto CET2 vengono raccolti in un unico bacino ed inviati alla sezione preliminare di decantazione.

##### **Dalla CET3:**

- Condense della linea gas COKE;
- Lavaggi elettrofiltri gas COKE;
- Flussaggi delle guardie idrauliche linea gas COKE;
- Condense sistema compressione gas siderurgici.

##### In uscita:

- Acque di processo provenienti dalle condense del sistema di compressione gas siderurgici e gas COKE, flussaggi guardie idrauliche, e lavaggi elettrofiltri gas COKE.

## Equalizzazione e trattamento chimico-fisico

### In entrata:

- Acque provenienti dall'impianto di decantazione primaria alle quali si aggiungono le condense della linea gas Afo per CET3 e delle acque di lavaggio e nebulizzazione degli elettrofiltri, i recuperi delle acque derivanti dalla linea fanghi e dal controlavaggio dei filtri a sabbia.

### In uscita:

- Acqua trattata;
- Acqua contenente eventuali fenoli ed ammoniaca ancora presenti;
- Fanghi (CER 100121).

### Aggiunta di chemicals:

- Soluzione acquosa al 30% in peso di NaOH per regolare il pH del refluo per garantire un funzionamento efficiente della colonna di strippaggio dell'ammoniaca. L'aggiunta di soda, in ogni caso, consente di abbattere eventuali metalli pesanti presenti mediante la formazione di idrossidi insolubili;
- Cloruro ferrico;
- Un polimero organico flocculante;
- Eventuale utilizzo di perossido di idrogeno dell'impianto desox per l'abbattimento dei cianuri eventualmente presenti in alternativa al passaggio in vasca di ossigenazione;
- Soluzione al 30% di Acido solforico in caso di eccessiva alcalinità dell'acqua per ottimizzare il funzionamento del chiarificatore.

## Linea fanghi

### In entrata:

- Fanghi in uscita dal chiarificatore;

### In uscita:

- Fanghi ispessiti (CER 100121).

### Aggiunta di chemicals:

- Un polimero organico cationico per facilitare la disidratazione dei fanghi.

### **Trattamento acque in esubero e strippaggio dell'ammoniaca**

#### In entrata:

- Acqua trattata proveniente dalla fase di equalizzazione e trattamento chimico-fisico.

#### In uscita:

- Acqua depurata;
- Ammoniaca che viene inviata alla torcia per essere bruciata.

#### Aggiunta di chemicals:

- soluzione di soda per favorire la reazione di passaggio dallo ione ammonio in fase acquosa all'ammoniaca in fase gassosa.

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

### **Impianto di decantazione primaria**

L'impianto di decantazione primaria funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

### **Equalizzazione e trattamento chimico-fisico**

L'impianto di equalizzazione e trattamento chimico-fisico funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

Per quanto riguarda i filtri a sabbia, in generale due filtri sono in funzione ed uno è in controlavaggio: quando la perdita di carico è maggiore di 0,6 bar tale operazione è effettuata in automatico.

### **Linea fanghi**

La linea fanghi funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

### **Trattamento acque in esubero e strippaggio dell'ammoniaca**

L'impianto di trattamento acque in esubero funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

La manutenzione della colonna viene effettuata in fermata impianto, in media una volta l'anno, mentre una volta ogni sei mesi viene effettuato il lavaggio, che può avvenire anche con impianto in esercizio: infatti, la colonna, riavviata, impiega un'ora al massimo per ritornare all'equilibrio.

### Tipologia di sostanze inquinanti

#### **Impianto di decantazione primaria**

- Acque / fanghi di processo provenienti dai lavaggi degli elettrofiltri gas Coke, raccolti e successivamente conferiti con auto spurgo ai centri autorizzati.

#### **Equalizzazione e trattamento chimico-fisico**

- Acque ammoniacali.
- Chemicals aggiunti durante il processo: Cloruro ferrico, Acido cloridrico, Acido solforico, Acqua ossigenata, Soda Caustica, Polielettroliti anionici e cationici.

#### **Linea fanghi**

- Chemicals aggiunti durante il processo: polimero organico cationico.
- Fango conferito ai centri autorizzati di smaltimento CER 100121.

#### **Trattamento acque in esubero e strippaggio dell'ammoniaca**

- Chemicals aggiunti durante il processo;
- Sostanze generate dalla combustione dell'ammoniaca in torcia (emissioni non significative).

### Sistemi di regolazione e controllo

Tutti i serbatoi di stoccaggio (acido solforico, soda e cloruro ferrico) sono dotati di bacino di contenimento a tenuta distinti tra loro, capaci ognuno di contenere tutto il volume del serbatoio.

Le tubazioni di alimento prodotti chimici sono intercettabili a valle della stazione di pompaggio. Per il carico dei serbatoi da parte di autobotti è stata elaborata una idonea procedura di sicurezza in cui vengono specificate le azioni di carico delle sostanze chimiche onde evitare possibili sversamenti e situazioni di pericolo.

### Schema a blocchi

In Figura 6-1 si riporta uno schema di dettaglio dei sistemi di trattamento (trattamento gas coke e gas AFO e trattamento acque) con indicazione per ciascuna apparecchiatura dei flussi di ingresso e uscita e dei rendimenti. Si evidenzia che tali dati sono riferiti alla Capacità produttiva.

#### **6.2.2. Generatori di emergenza CET 2 (Rif: ATC4)**

La linea produttiva CET2 è dotata di due gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria della potenza di 520 kW, raffreddati ad acqua ed alimentati a gasolio. Il serbatoio del gasolio sono fuori terra ed hanno una capacità di 1.000 litri ciascuno. Il motore di ogni gruppo viene alimentato direttamente per caduta da un serbatoio in acciaio installato all'esterno del locale su una parete contigua dotato di bacino di contenimento idoneo a contenere tutta la capacità del serbatoio, per confinare eventuali fuoriuscite accidentali.

I due gruppi elettrogeni sono entrambi installati in un apposito locale con accesso esclusivamente dall'esterno, al piano terra dell'edificio elettrico di controllo CET2.

#### **6.2.3. Generatori di emergenza CET 3 (Rif:ATC4)**

La linea produttiva CET3 è dotata di un gruppo raffreddato ad acqua ed alimentato a gasolio. Il deposito del gasolio è interrato ed ha una capacità di 5.000 litri.

Il gruppo elettrogeno è installato in un apposito locale con accesso esclusivamente dall'esterno, al piano terra dell'edificio ausiliari CET3.



## 7. Aspetti ambientali, emissioni in aria e scarichi idrici (CET2 – CET3)

### 7.1. Emissioni in atmosfera

#### 7.1.1. Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

Le emissioni in atmosfera di tipo convogliato prodotte dalla Centrale (composta da CET2 e CET3) hanno origine dalla combustione di gas di processo dagli impianti siderurgici:

- Gas COKE proveniente dal reparto Cokeria;
- Gas AFO proveniente dai reparti alto forno;

e da combustibili commerciali:

- Olio Combustibile
- Gas Naturale.

Nella Centrale CET2 vengono utilizzati tutti i combustibili sopra menzionati, mentre nella Centrale CET3 vengono utilizzati tutti i combustibili ad eccezione dell'Olio combustibile.

I Poteri Calorifici medi storici dei gas siderurgici sono i seguenti:

- Gas COKE: PCI 4.250 kcal/Nm<sup>3</sup>;
- Gas AFO: PCI 750 kcal/Nm<sup>3</sup>.

La centrale è dotata di 2 punti di emissione di tipo convogliato rispettivamente E1 ed E2 asservite agli impianti CET2 (fase 2A/B) e CET3 (turbina a gas - fase 2C e Generatore di vapore a recupero; - fase 4C).

#### **IMPIANTO CET2**

I fumi vengono convogliati nel camino E1.

Le emissioni in atmosfera, ad esclusione della CO<sub>2</sub> che viene calcolata con apposite procedure in accordo alla Direttiva Emission Trading, sono controllate in continuo tramite un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME), costituito da un hardware - software di misura, acquisizione, trasmissione, supervisione, trattamento, memorizzazione e validazione dei dati.

#### **IMPIANTO CET3**

I Gas che pervengono alla Centrale CET3 (AFO, COKE) dagli impianti siderurgici, prima della loro immissione in turbina, passano attraverso un impianto di trattamento dei gas mirante ad eliminare possibili contaminanti che potrebbero danneggiare la stessa turbina.

Le emissioni prodotte dalla Centrale CET3 vengono convogliate in atmosfera attraverso il camino E2.

Le emissioni in atmosfera, ad esclusione della CO<sub>2</sub> che viene calcolata con apposite procedure in accordo alla Direttiva Emission Trading, sono controllate in continuo tramite un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME), costituito da un hardware - software di misura, acquisizione, trasmissione, supervisione, trattamento, memorizzazione e validazione dei dati.

L'impianto è dotato di un impianto di iniezione di vapore nella camera di combustione del Turbogas per limitare la formazione di NO<sub>x</sub> nel caso di marcia con solo Gas Naturale. L'utilizzo di tale impianto non è necessario nel caso di marcia con gas siderurgici in quanto, rispetto al Gas Naturale, la combustione di questi gas genera una "fiamma fredda" che ha anche l'effetto di ridurre la formazione di NO<sub>x</sub>. In queste condizioni di marcia l'iniezione di vapore non è tecnicamente adottabile perché potrebbe causare lo spegnimento della fiamma.

### **Emissioni in atmosfera in relazione ai mix di combustibili utilizzati**

Come evidenziato nell'introduzione del presente documento la Centrale è alimentata da una miscela di Gas Siderurgici, denominati Gas AFO (gas da altoforno, ricavato durante la produzione di ghisa), Gas COKE (gas di cokeria, ricavato nei forni per coke metallurgico), con aggiunta di combustibili commerciali, olio combustibile (solo CET2) e Gas Naturale.

La miscela così composta è molto variabile nell'arco dell'anno in termini di portata, pressione, potere calorifico e composizione dei Gas siderurgici e non è dipendente dalla volontà di Edison S.p.A., in quanto è strettamente legata alle attività produttiva di Lucchini.

### **Andamento delle emissioni storiche in funzione del mix di combustibile utilizzato**

In accordo a quanto richiesto dal Ministero dell'Ambiente, del Territorio e del Mare si riporta di seguito l'analisi storica che pone a confronto (per il periodo 2005-2007) l'andamento delle emissioni convogliate in funzione della variabilità del mix di combustibile.

I grafici esposti pongono a confronto il valore medio giornaliero della composizione del mix di combustibile (espressa come contributo % rispetto all'input termico complessivo di combustione) con il valore medio, giornaliero (riferite al tenore di ossigeno di riferimento per il limite di legge, ovvero 3% O<sub>2</sub> per CET2 e 15% O<sub>2</sub> per CET3) dei parametri inquinanti (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, Polveri e CO) rilevate su base giornaliera.

In coda al presente documento si riportano tali valori anche in forma tabellare.



Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2004) e relazione con emissioni (SO<sub>2</sub>)

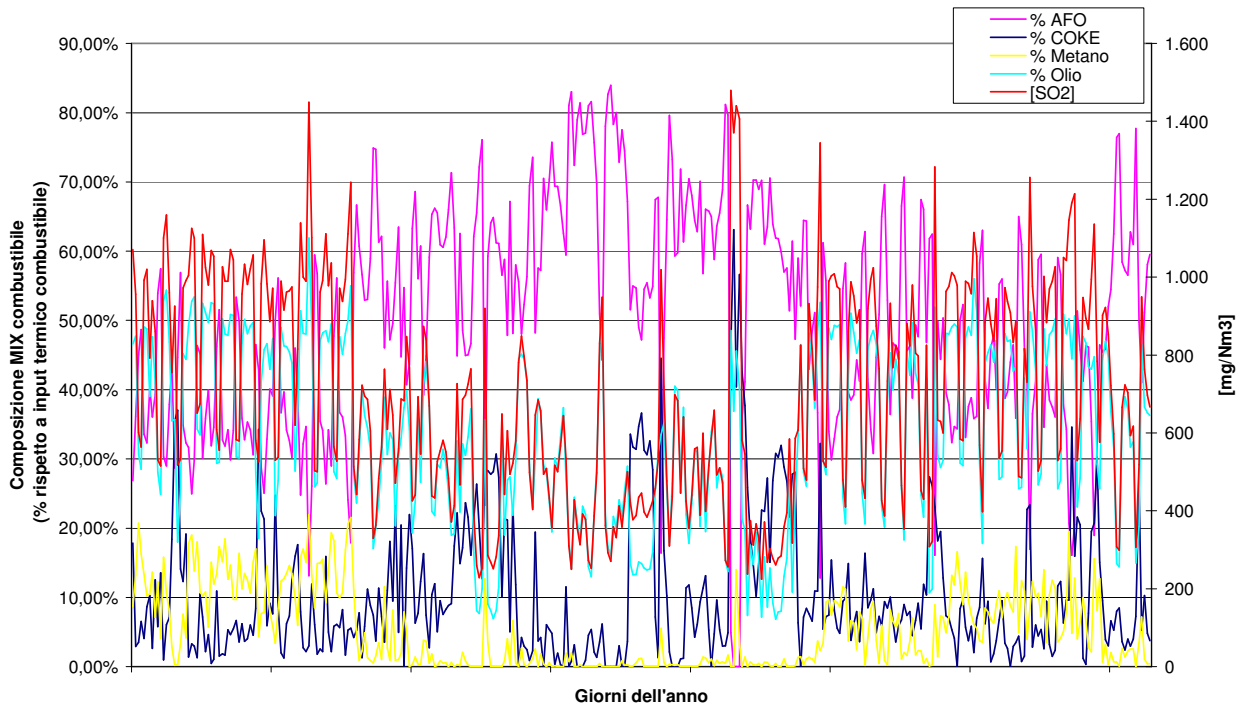


Figura 7-1 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2004) e relazione con emissioni (CO)

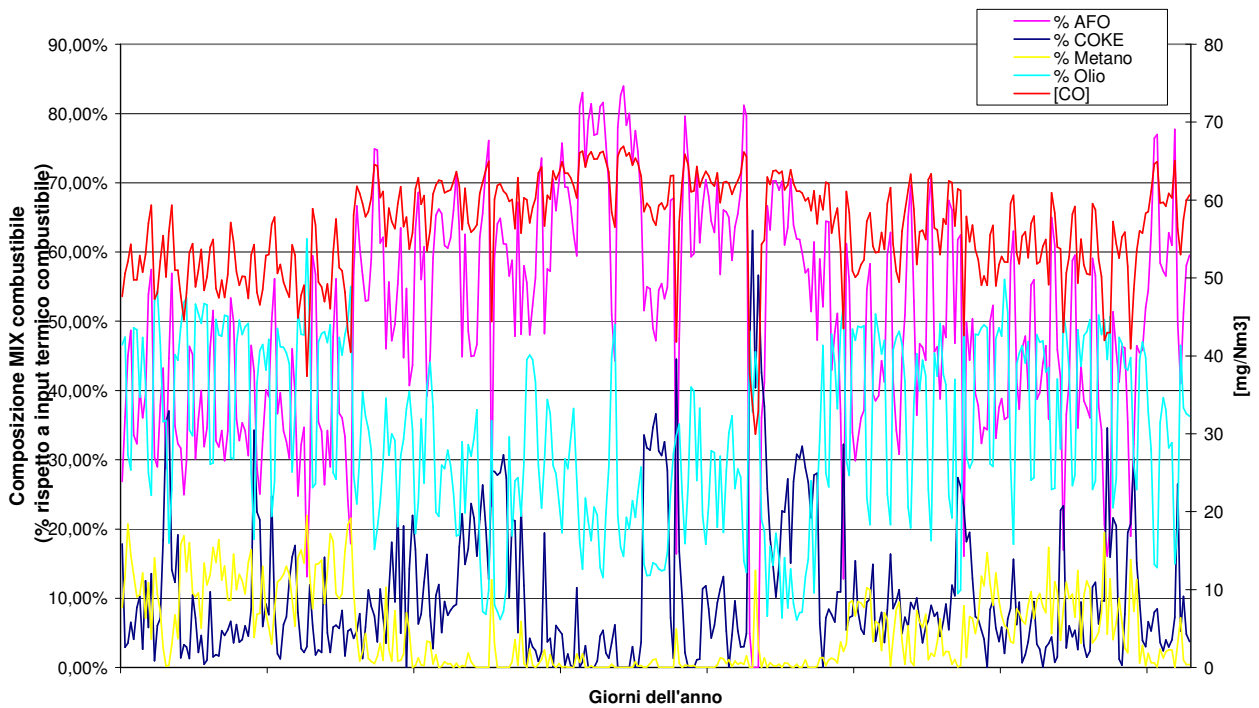


Figura 7-2 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2004) e relazione con emissioni (NOx)

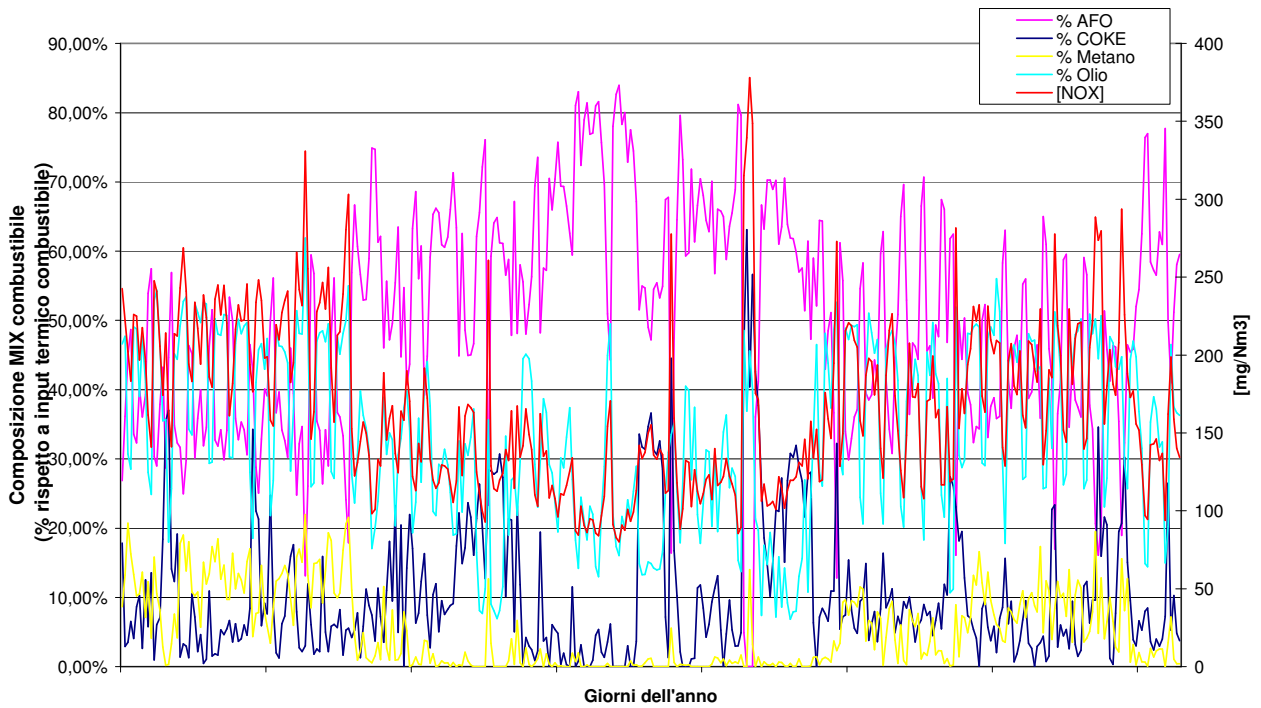


Figura 7-3 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2004) e relazione con emissioni (Polveri)

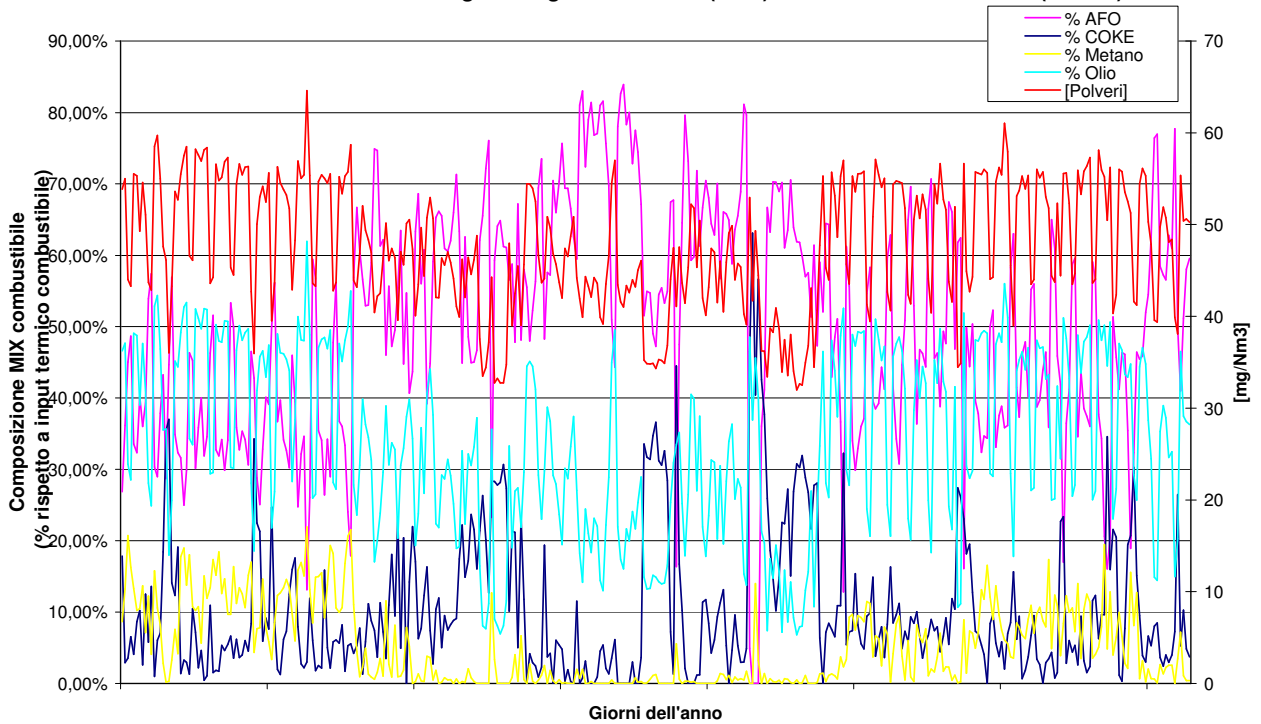


Figura 7-4 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2005) e relazione con emissioni (SO2)

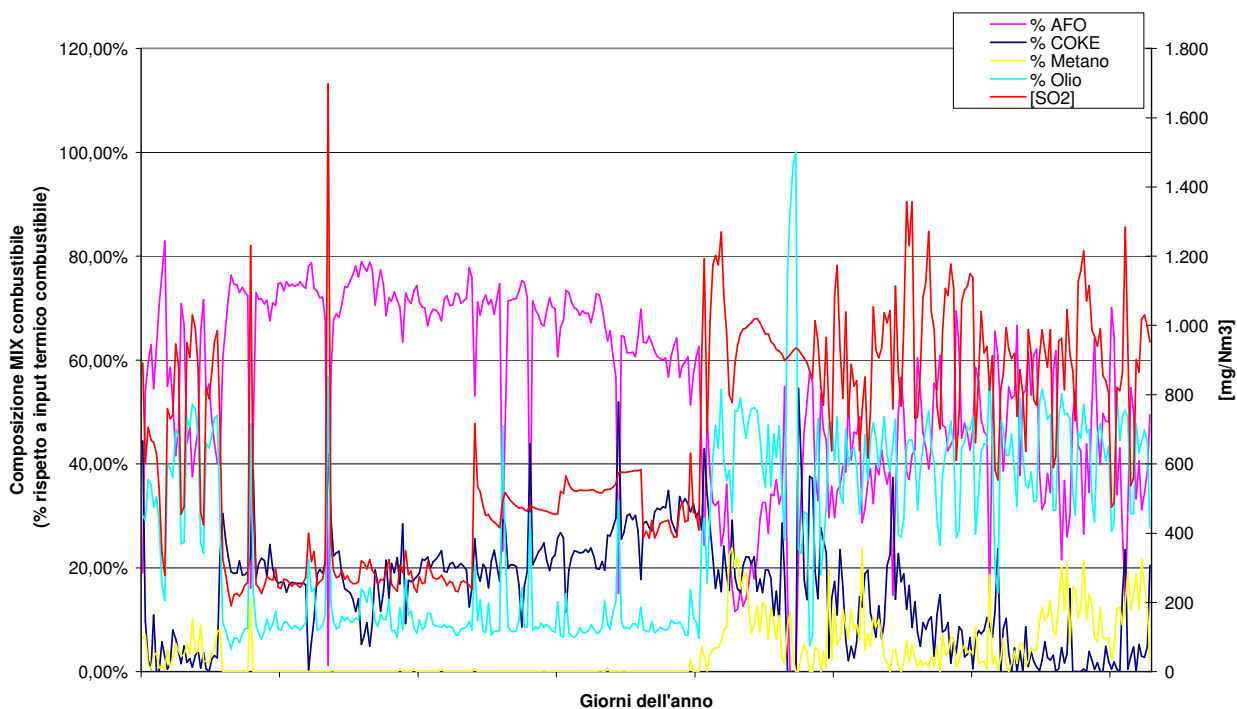


Figura 7-5 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2005) e relazione con emissioni (CO)

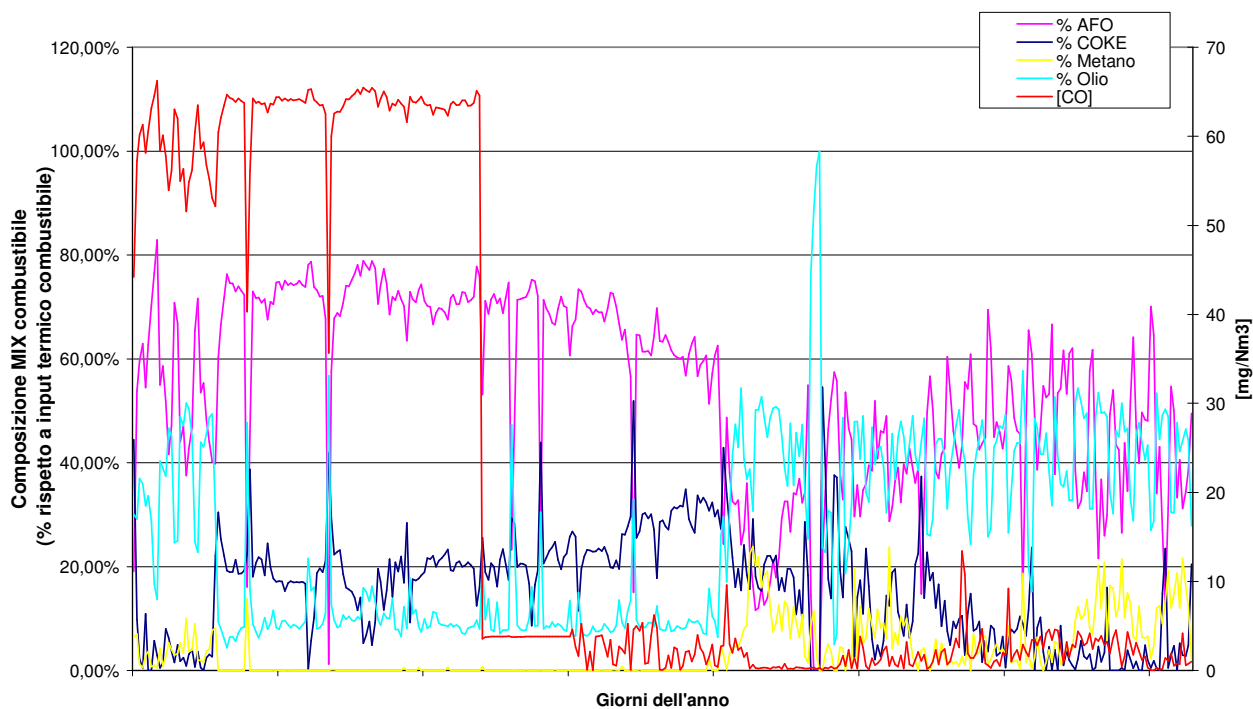


Figura 7-6 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2005) e relazione con emissioni (NOx)

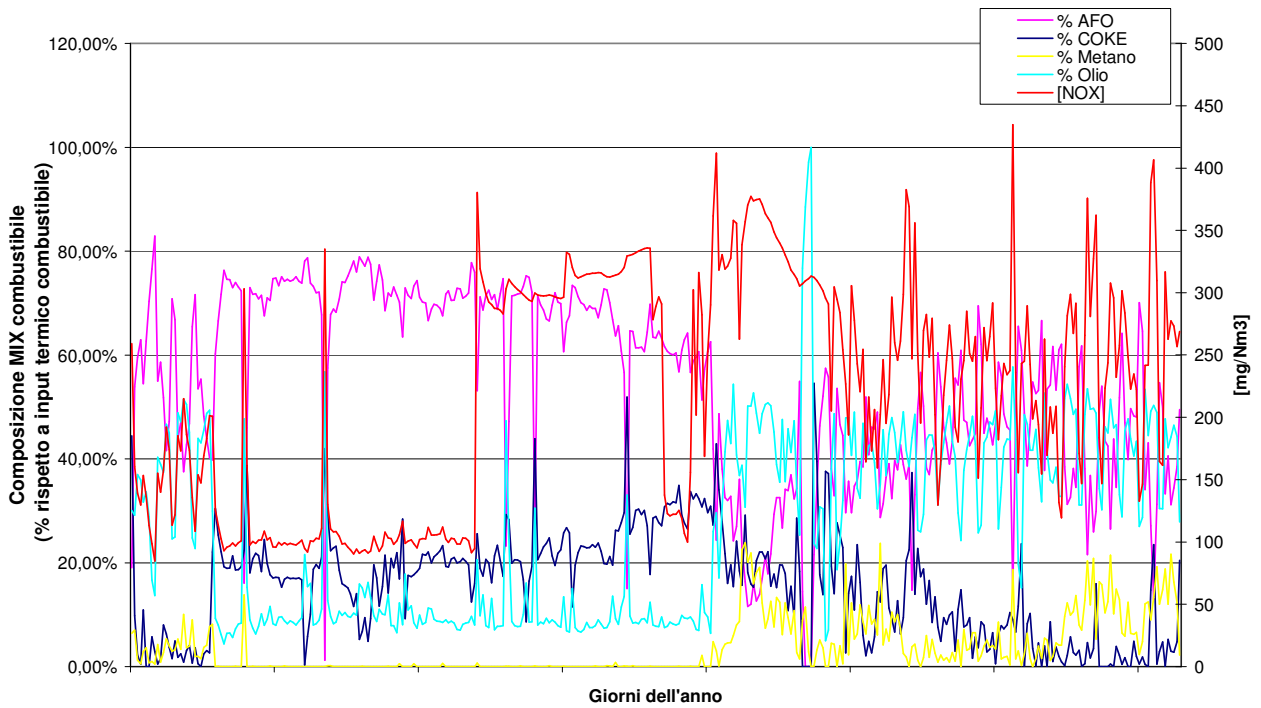


Figura 7-7 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2005) e relazione con emissioni (Polveri)

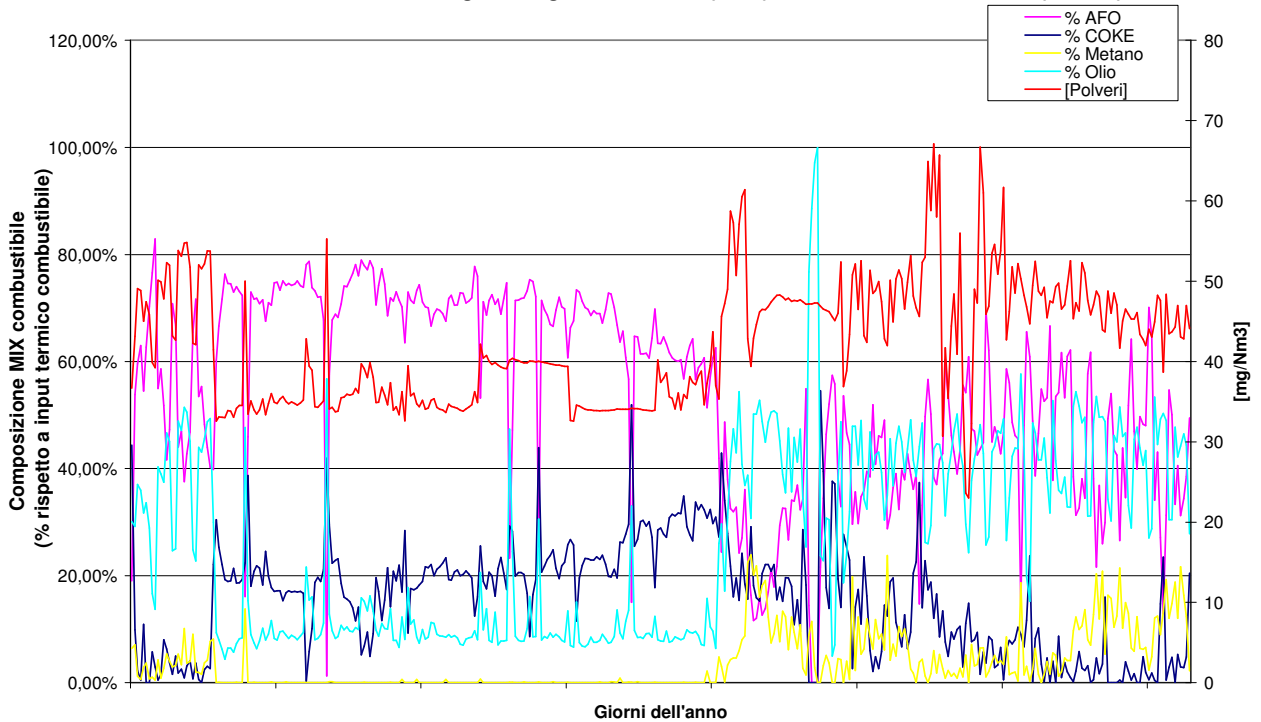


Figura 7-8 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2006) e relazione con emissioni (SO<sub>2</sub>)

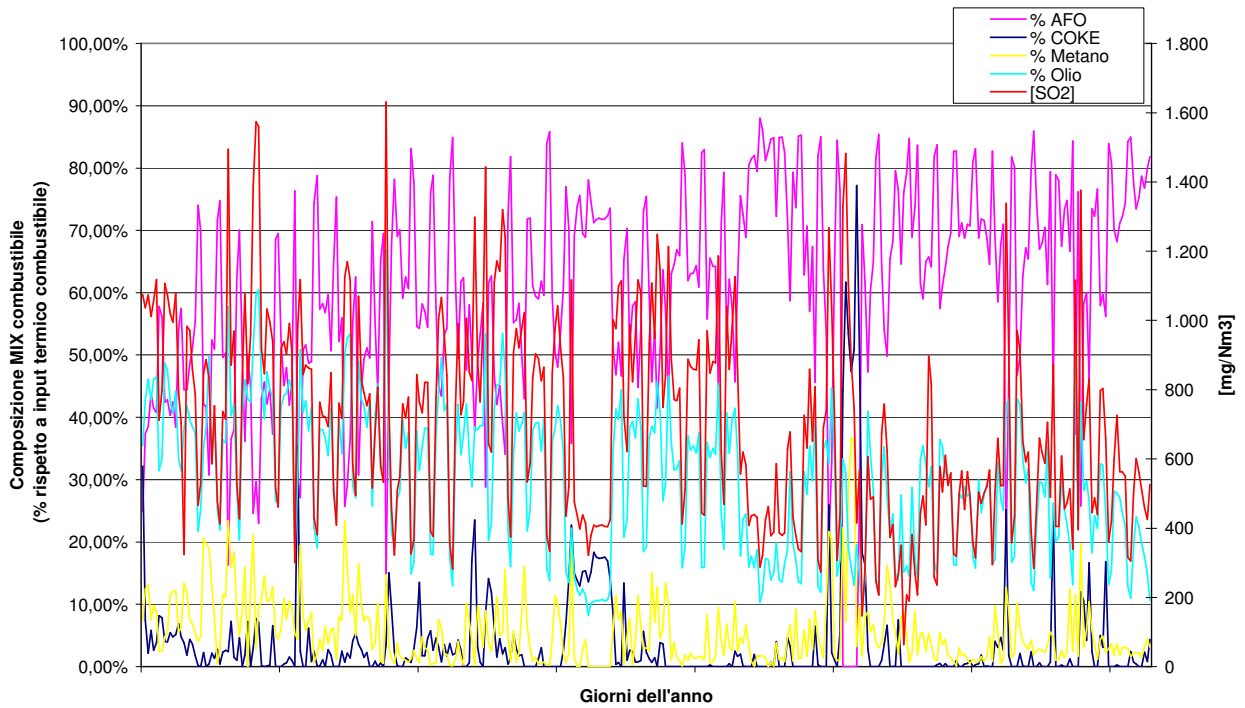


Figura 7-9 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2006) e relazione con emissioni (CO)

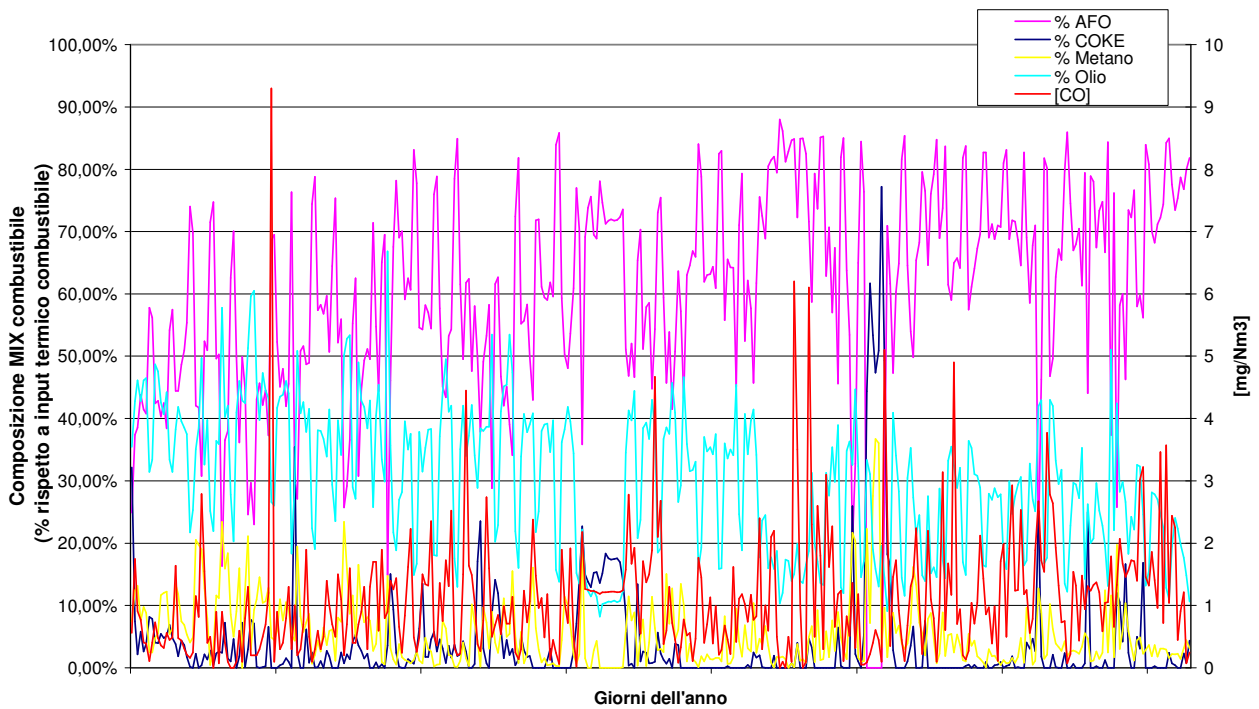


Figura 7-10 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni



Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2006) e relazione con emissioni (NOx)

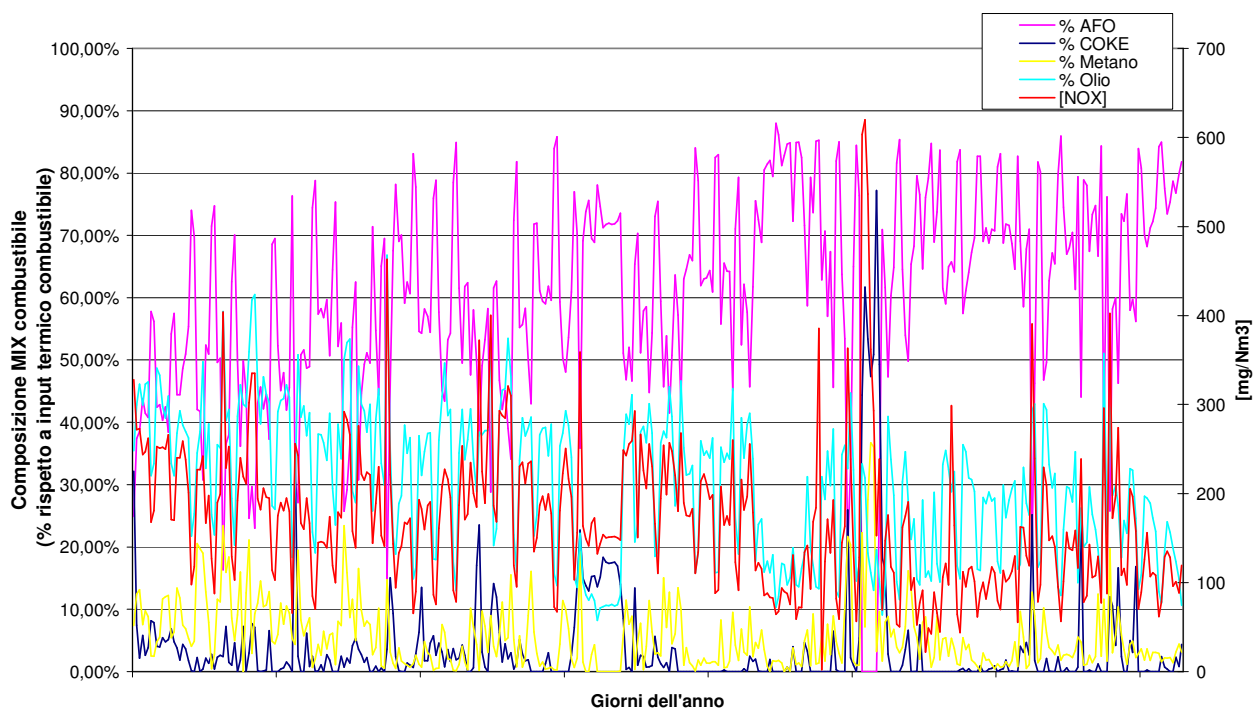


Figura 7-11 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2006) e relazione con emissioni (Polveri)

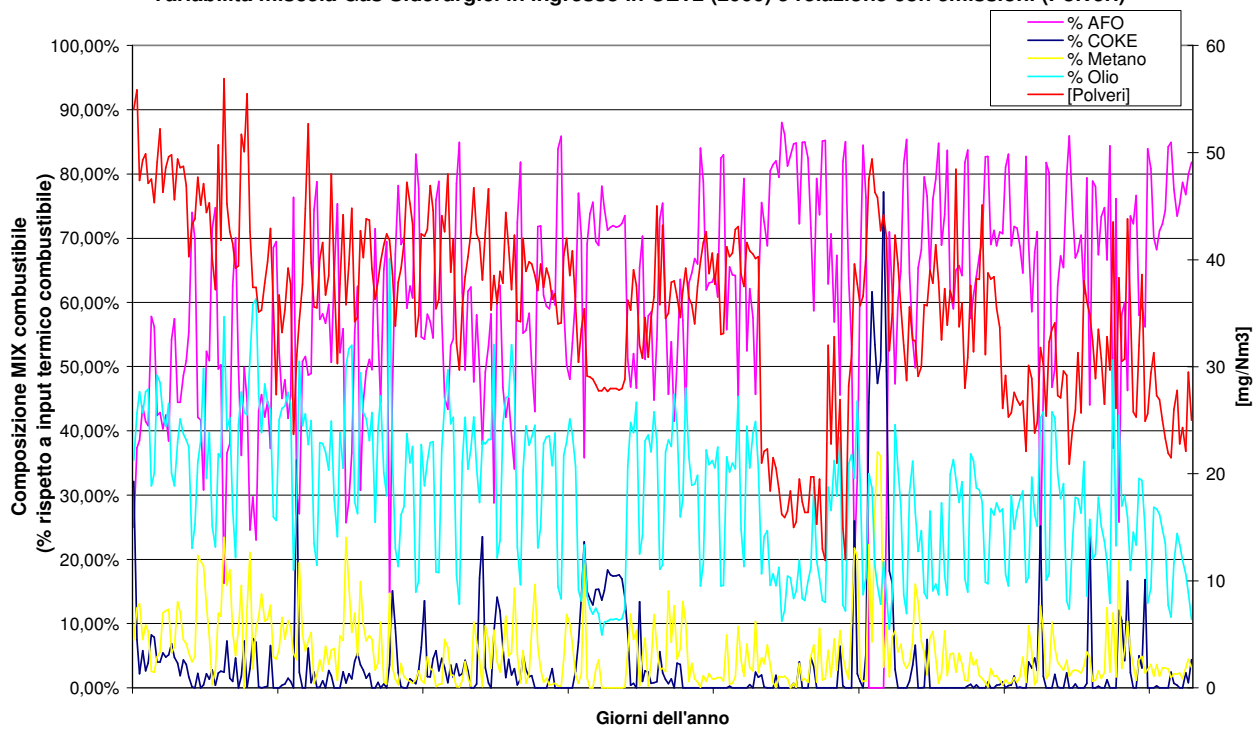


Figura 7-12 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2007) e relazione con emissioni (SO<sub>2</sub>)

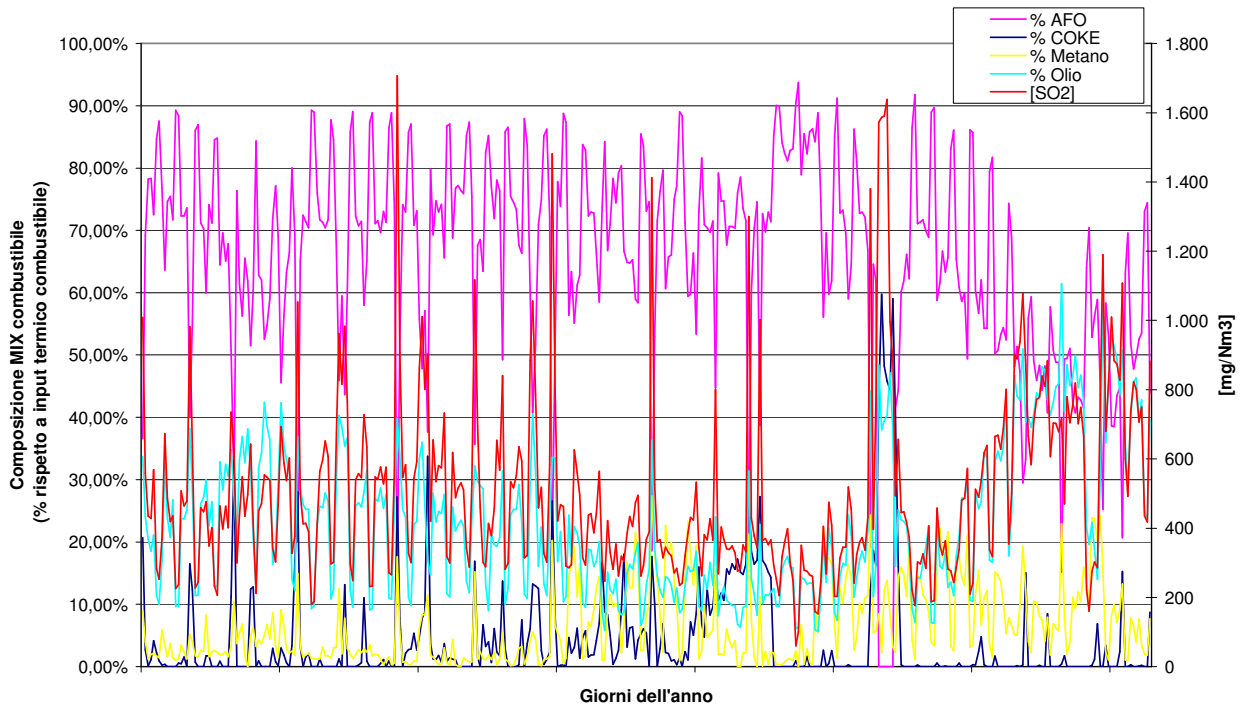


Figura 7-13 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2007) e relazione con emissioni (CO)

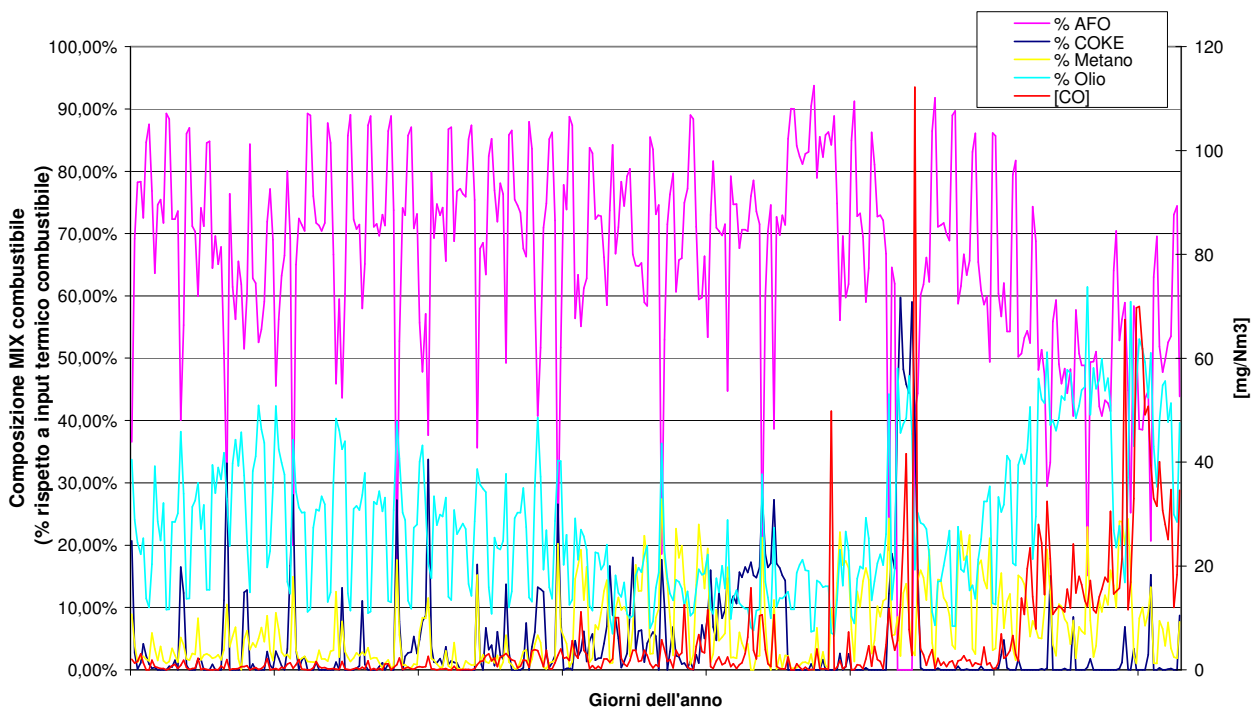


Figura 7-14 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2007) e relazione con emissioni (NOx)

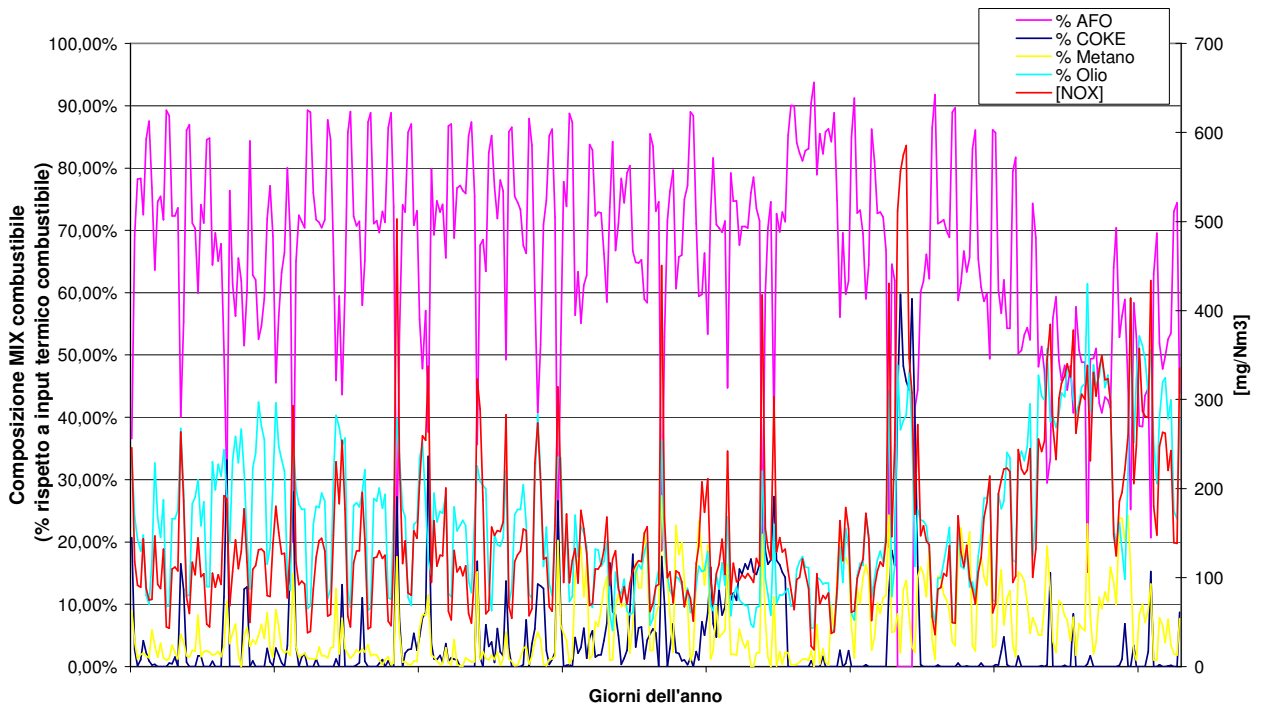


Figura 7-15 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni

Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 (2007) e relazione con emissioni (Polveri)

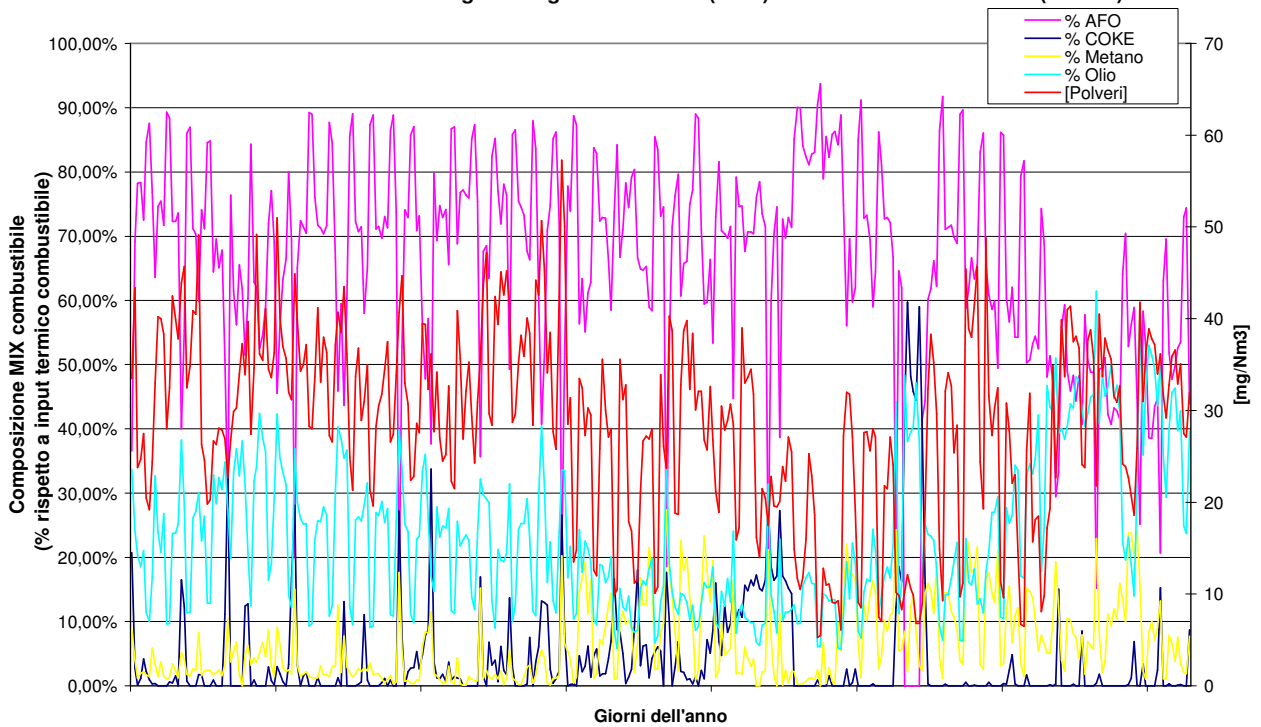


Figura 7-16 – Variabilità miscela Gas siderurgici in relazione alle emissioni



I grafici sopra riportati evidenziano che la Centrale Edison di Piombino, utilizzando come combustibile anche i gas siderurgici, è soggetta ad una ampia e continua fluttuazione sia in quantità, sia nel mix degli stessi (AFO, COKE). Questo aspetto induce ad una notevole variabilità delle emissioni di inquinanti, oltre ai motivi legati alla qualità dei combustibili di processo (come ad esempio il contenuto di Zolfo) anche perché:

- La combustione dei gas siderurgici deve essere sempre sostenuta da combustibili commerciali a più alto potere calorifico ( gas naturale e/o olio combustibile) allo scopo di stabilizzare la fiamma in camera di combustione;
- A fronte di una domanda di energia elettrica e termica pressoché costante dello stabilimento a cui spesso gli impianti sono asserviti, non è possibile, per contro, mantenere condizioni stabili nel mix combustibili a differenza di quanto è invece possibile fare con impianti di produzione energia che utilizzano a regime costante i soli combustibili commerciali (olio combustibile, gas naturale).

Si rammenta infine che le variazioni delle emissioni non sono legate alla sola variazione delle composizioni dei combustibili di processo e commerciali, ma anche alle fluttuazioni di regolazione indotte dalla variazione di disponibilità e di qualità dei combustibili di processo stessi.

Tutto ciò premesso sono comunque stati identificati degli assetti di riferimento e le relative emissioni di inquinanti. Gli assetti e le relative emissioni sono definite nel seguito.

In generale si evidenzia che i dati sopra esposti sono riferiti alle condizioni ambientali di riferimento (condizioni ISO) che sono rappresentative del valore annuale. Si evidenzia altresì che per CET2 non ci sono variazioni tra condizioni estive ed invernali mentre per CET3 le massime emissioni si raggiungono in condizioni invernali dove, considerando una temperatura esterna di 0°C si ha un valore di emissione oraria della massa oraria di inquinanti pari al 14% in più del valore ISO, mentre a 30°C si ha un valore di emissione della massa oraria pari al 14% in meno del valore ISO.

La seguente Tabella 16 identifica il **Caso 1** definito come l'**assetto tipico di marcia** (e le relative emissioni) per gli impianti CET2 e CET3 basati su una stima che identifica un tipico mix di combustibili in ingresso e le relative emissioni di inquinanti (espresse in termini di concentrazioni, riferite al tenore di ossigeno di riferimento, e di portate massiche).

Da tener presente che gli impianti sono in grado di bruciare nella globalità una quantità di gas siderurgici pari a:

- Sino a 360.000 Nm<sup>3</sup>/h di Gas AFO;
- Sino a circa 16.000 Nm<sup>3</sup>/h di Gas COKE;

Ovviamente quanto sopra è in funzione dei vincoli tecnici delle macchine, delle caratteristiche chimico-fisiche dei combustibili di processo, delle condizioni ambientali e dello stato manutentivo delle macchine.

Infine, rispetto alle condizioni storiche di riferimento si possono inoltre verificare situazioni di assenza di disponibilità di Gas AFO per fermata accidentale dell'altoforno di proprietà di terzi o di minore disponibilità dei Gas siderurgici. In queste peculiari condizioni CET2 e CET3 assumeranno l'assetto definito come **Caso 2 - Fermata accidentale dell'altoforno di proprietà terza – Caso 3**, di cui si riportano i dettagli nella successiva Tabella 18.

Tabella 16 - Assetto storico di riferimento – Caso 1

	<i>Afo</i>	<i>Coke</i>	<i>Metano</i>	<i>Olio</i>	<i>O2 rif</i>	<i>O2 reale</i>	<i>Portata volumetrica fumi secchi</i>	<i>Portata massica fumi umidi</i>	<i>CO</i>	<i>NOx</i>	<i>SO2</i>	<i>Polveri</i>
	<i>Nm3/h</i>	<i>Nm3/h</i>	<i>Nm3/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>%</i>	<i>%</i>	<i>Nm3/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>
<b>CET2</b>												
	130.000	500	2.000	8.830	<b>3</b>	<b>4,5</b>	377.455	549.830	13,84	103,80	242,20	17,30
									<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>
									40	300	700	50
<b>CET3</b>												
	145.000	7.800	22.163	-	<b>15</b>	<b>13,4</b>	1.202.622	1.660.581	7,62	83,78	53,32	7,62
									<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>
									5	55	35	5

Tabella 17 – Fermata di una Caldaia di CET2 per manutenzione – Caso 2

	<i>Afo</i>	<i>Coke</i>	<i>Metano</i>	<i>Olio</i>	<i>O2 rif</i>	<i>O2 reale</i>	<i>Portata volumetrica fumi secchi</i>	<i>Portata massica fumi umidi</i>	<i>CO</i>	<i>NOx</i>	<i>SO2</i>	<i>Polveri</i>
	<i>Nm3/h</i>	<i>Nm3/h</i>	<i>Nm3/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>%</i>	<i>%</i>	<i>Nm3/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>
<b>CET2</b>												
	65.000	250	1.000	4.415	<b>3</b>	<b>4,5</b>	188.728	274.915	6,92	51,90	121,10	8,65
									<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>
									40	300	700	50

**Tabella 18 – Fermata accidentale dell’altoforno di proprietà terza – Caso 3**

	<i>Afo</i>	<i>Coke</i>	<i>Metano</i>	<i>Olio</i>	<i>O2 rif</i>	<i>O2 reale</i>	<i>Portata volumetrica fumi secchi</i>	<i>Portata massica fumi umidi</i>	<i>CO</i>	<i>NOx</i>	<i>SO2</i>	<i>Polveri</i>
	<i>Nm3/h</i>	<i>Nm3/h</i>	<i>Nm3/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>%</i>	<i>%</i>	<i>Nm3/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>	<i>kg/h</i>
<b>CET2</b>												
	0	16.000	4.000	6.000	<b>3</b>	<b>4,5</b>	203.266	300.850	7,45	83,85	223,59	9,32
									<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>
									40	450	1.200	50
<b>CET3</b>												
	0	0	35.778	-	<b>15</b>	<b>14,3</b>	978.295	1.344.700	5,46	87,39	0	0
									<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>	<b>mg/Nm3</b>
									5	80	N.a.	N.a.

### 7.1.2. Emissioni in atmosfera di tipo diffuso e fuggitivo

#### **Emissioni fuggitive da flange e valvole**

Per la stima delle emissioni fuggitive sono state considerate le apparecchiature installate sulle linee del gas naturale e dei gas siderurgici della Centrale di Piombino (flange e valvole).

La stima è stata effettuata applicando la procedura raccomandata dall'EPA, descritta nel documento "1995 Protocol for Equipment Leak Emission Estimates"<sup>1</sup>, seguendo l'approccio "Average Emission Factor Approach", che non richiede l'effettuazione di misure di emissione sugli "equipment".

Sono stati individuati, sulle linee che contengono gas naturale e gas siderurgici, gli "equipment" che sono fonti di emissioni fuggitive, ed è stata determinata l'emissione totale utilizzando i fattori di emissione suggeriti dall'EPA (corrispondenti, per flange e valvole, a 0,00597 kg/h).

Con riferimento alla metodologia di stima si precisa quanto segue:

- Le ore di funzionamento utilizzate per la stima delle emissioni riferite alla capacità produttiva sono pari a 8.400 per CET2 e 8.496 per CET3;
- Le ore di funzionamento utilizzate per la stima delle emissioni riferite all'anno 2005 sono pari a 7.802 per CET2 e 4.509 per CET3;
- Ogni punto di emissione "contato" corrisponde ad una valvola (flangiata e non), oppure ad un misuratore di portata, oppure ad una flangia di connessione per apparecchi grandi (es. i refrigeranti interfase sono contati due volte per la doppia flangia ingresso uscita e lo stesso per i separatori di condensa interfase);
- Sono state prese in considerazione tutte le linee  $\geq 2"$  e per i gas siderurgici dalla prima fase di compressione in poi.

Le Tabelle seguenti riassumono il numero di componenti identificati, il fattore emissivo di ciascun componente e le emissioni totali fuggitive dei gas (gas naturale e gas siderurgici) stimate sia in riferimento alla capacità produttiva, sia in riferimento all'anno 2005.

Riferite alla capacità produttiva, tali emissioni ammontano rispettivamente a circa 3,51 t per CET2 ed a circa 10,14 t per CET3.

---

<sup>1</sup> EPA-453/R-95-017 "1995 Protocol for Equipment Leak Emission Estimate". U.S. Environmental Protection Agency – Office of Air and Radiation, Office of Air Quality Planning and Standards. Research Triangle Park, North Carolina 27711. November 1995

**Tabella 19 – Stima delle emissioni fuggitive riferite alla capacità produttiva – CET2**

Tipologia componente	Fattore di emissione (kg/h)	Numero componenti presenti	Ore di funzionamento impianto	Totale emissioni (t/anno)
Alimentazione gas naturale sino alle caldaie	0,00597	6	8400	0,300888
Alimentazione gas naturale ai bruciatori	0,00597	64	8400	3,209472
<b>TOTALE</b>				<b>3,51036</b>

**Tabella 20– Stima delle emissioni fuggitive riferite alla capacità produttiva – CET3**

Tipologia componente	Fattore di emissione (kg/h)	Numero componenti presenti	Ore di funzionamento impianto	Totale emissioni (t/anno)
Alimentazione gas naturale sino allo skid Nuovo Pignone	0,00597	40	8496	2,0288448
Alimentazione gas naturale al TG, al CGS e mixer al TG	0,00597	100	8496	5,072112
Alimentazione siderurgici al TG	0,00597	60	8496	3,0432672
<b>TOTALE</b>				<b>10,144224</b>

Riferite all'anno 2005, tali emissioni ammontano rispettivamente a circa 3,26 t per CET2 ed a circa 5,38 t per CET3.

**Tabella 21 – Stima delle emissioni fuggitive riferite all'anno 2005 – CET2**

Tipologia componente	Fattore di emissione (kg/h)	Numero componenti presenti	Ore di funzionamento impianto	Totale emissioni (t/anno)
Alimentazione gas naturale sino alle caldaie	0,00597	6	7802	0,27946764
Alimentazione gas naturale ai bruciatori	0,00597	64	7802	2,98098816
<b>TOTALE</b>				<b>3,2604558</b>

**Tabella 22 – Stima delle emissioni fuggitive riferite all'anno 2005 – CET3**

Tipologia componente	Fattore di emissione (kg/h)	Numero componenti presenti	Ore di funzionamento impianto	Totale emissioni (t/anno)
Alimentazione gas naturale sino allo skid Nuovo Pignone	0,00597	40	4509	1,0767492
Alimentazione gas naturale al TG, al CGS e mixer al TG	0,00597	100	4509	2,691873
Alimentazione siderurgici al TG	0,00597	60	4509	1,6151238
<b>TOTALE</b>				<b>5,383746</b>

**Emissioni diffuse dal serbatoio olio combustibile**

Le emissioni diffuse dal serbatoio olio combustibile sono state calcolate secondo lo Standard U.S. EPA emission factors, utilizzando il software dell'U.S.EPA denominato "TANKS Emissions Estimation Software, Versione 4.09D".

Le informazioni ed i dati richiesti come input dal software sono:

- Le caratteristiche fisiche del serbatoio: altezza e diametro del serbatoio, altezza media del liquido, turnover annuale, ecc;
- Le caratteristiche meteorologiche del sito: temperatura ambientale media giornaliera, temperatura media massima annuale, temperatura media minima annuale, ecc.;
- Il contenuto del serbatoio: tipo di liquido, numero CAS, ecc.;
- I quantitativi di olio combustibile immessi nel serbatoio: mensili, annuali.

Nello specifico, per quanto riguarda i dati meteorologici è stato considerato il trentennio 1961-1990; per quanto riguarda invece i quantitativi di olio combustibile immessi sono stati inseriti dati relativi all'anno 2005.

Dall'elaborazione di quanto inserito nel software, si ottiene il seguente output, riportato in

**Tabella 23.**

**Tabella 23 – Report in output dal software**

Tipologia di serbatoio	Perdite di lavorazione (t/anno)	Perdite di respirazione (t/anno)	Emissioni Totali (t/anno)
Serbatoio verticale dotato di tettoia di copertura	0,260071	0,000806	0,260882

## 7.2. Scarichi idrici

Le emissioni in acqua relazionabili all'esercizio della Centrale di Piombino (CET2 e CET3) sono di seguito descritte per tipologia di scarico parziale nel recettore denominato collettore "Fogna 5 Lucchini", con scarico finale denominato "SF1" :

- Acque di mare: 1 nello scarico finale SF1 (scarico parziale denominato AR1-CET2 + 1 scarico parziale denominato AR2 - CET2 + 1 scarico parziale denominato AR3-CET3).
- Acque reflue di processo industriali: 1 nello scarico finale SF1 (1 scarico parziale denominato AI escluso le acque meteoriche).
- Acque meteoriche: 1 nello scarico finale SF1 (1 scarico parziale denominato AI escluse le acque di processo industriali).
- Scarichi civili: dopo trattamento in vasca Imhoff vengono inviati verso lo scarico finale.

Le emissioni in acqua interessano pertanto lo scarico finale SF1 (complessivamente gli scarichi sono 4: AR1, AR2, AR3 ed AI): il collettore è denominato "Fogna 5" di proprietà Lucchini S.p.A. ed a servizio delle attività industriali presenti nell'intera area siderurgica Lucchini S.p.A. (al cui interno si trova anche la Centrale di Piombino).

Il collettore "Fogna 5" sfocia all'interno dell'area siderurgica della Lucchina S.p.A., nello specchio d'acqua indicato come "Acque marine del Porto di Piombino"

La quota parte più significativa delle emissioni in acqua è costituita dagli scarichi parziali acqua di mare AR1, AR2 ed AR3, che nel complesso rappresentano la quasi totalità (più del 99% ovvero alla capacità produttiva: 277.207.376 m<sup>3</sup>/anno, circa 32.000 m<sup>3</sup>/h) del complesso delle emissioni in acqua nello scarico finale. Tali scarichi sono costituiti dalle acque di raffreddamento in uscita dai condensatori/scambiatori di cui si avvalgono CET2 e CET3: le acque sono caratterizzate pertanto soltanto dall'incremento termico rispetto alle loro caratteristiche prima dell'impiego nei cicli produttivi. Non sono identificabili, infatti, ulteriori fonti di possibile contaminazione.

La restante quota (circa lo 0,1% rappresentato dallo scarico parziale AI) è costituita principalmente dalle acque depurate provenienti dall'impianto di trattamento acque reflue ATC3 con flusso discontinuo e da quello delle acque meteoriche ovviamente anch'esso con flusso discontinuo, caratterizzati ad ogni modo da minime portate.

Nell'analisi degli effetti sulla matrice ambientale acqua, riportata nell'allegato D7 sono stati pertanto analizzati gli impatti dei flussi denominati AR1, AR2, AR3 (scarichi acqua di mare) e del flusso AI. Per gli altri scarichi, per tipologia e portata, si è escluso a priori un impatto apprezzabile/quantificabile sull'ambiente.

### Scarichi AR1, AR2 ed AR3

Gli scarichi AR1, AR2 ed AR3 sono costituiti dallo scarico delle acque di raffreddamento dai condensatori/scambiatori della Centrale Edison di Piombino. In particolare, gli scarichi AR1 ed AR2 sono relativi all'esercizio dei due gruppi di CET2. Lo scarico AR3 invece è relativo all'esercizio di CET3. Sia CET2 sia CET3 sono dotate di un sistema di raffreddamento a ciclo aperto con acqua mare.

Le portate medie orarie degli scarichi alla capacità produttiva sono:

- AR1 e AR2: circa 10.400 m<sup>3</sup>/h;
- AR3: circa 21.800 m<sup>3</sup>/h.



Le portate sono continue e costanti durante l'anno di esercizio di CET2 e CET3 e sono caratterizzate dalle caratteristiche chimico-fisiche riportate nella seguente Tabella 1, dove si riportano per confronto anche i limiti applicati allo scarico alla luce della vigente Normativa. Gli scarichi sono monitorati mediante un'analisi interna quindicinale dei parametri più significativi.

**Tabella 24 – Caratteristiche medie scarichi AR1+AR2 e AR3**

Parametro	Limiti applicati allo scarico	Scarico AR1 e AR2 (CET2)	Scarico AR3 (CET3)
°C	35	29,8 °C	24,9 °C
pH	5,5-9,5	8,11	7,9
Cloro attivo	0,2 mg/l	0,015 mg/l	0,02 mg/l
Nichel	2 mg/l	0,097 mg/l	0,118 mg/l
Rame	0,1 mg/l	0,047 mg/l	0,055 mg/l

Per quanto riguarda le modalità con cui gli scarichi giungono al recettore finale, si faccia riferimento allo schema concettuale riportato in Figura 2, così come di seguito descritto:

- Le acque di raffreddamento giungono dalle opere di presa acqua mare (denominata area 1° salto bis –linea principale di alimentazione) attingono l'acqua di mare dal porto di Piombino ed alimentano i cicli chiusi del sistema CGS, ausiliari ed i condensatori di CET2 e CET3. Gli scarichi delle acque di raffreddamento (AR1 e AR2, AR3) sono caratterizzati dal solo riscaldamento, essendo l'impianto basato su un ciclo di tipo aperto ed essendo le acque utilizzate come solo fluido di scambio per i condensatori/scambiatori;
- Le acque di raffreddamento scaricate da CET2 vengono convogliate mediante collettori agli scarichi parziali AR1 ed AR2 (in area di proprietà Edison). Lo scarico parziale AR1 giunge nella parte della Fogna n. 5 proveniente dalla Lucchini S.p.A che attraversa l'area Edison. Lo scarico parziale AR2 giunge anch'esso nella parte della Fogna n. 5 proveniente dalla Lucchini S.p.A che attraversa l'area Edison, a circa 200 m dallo scarico AR1;
- Le acque di raffreddamento scaricate da CET3 vengono convogliate mediante n. 2 collettori allo scarico parziale AR3 nella parte della Fogna n. 5 proveniente ed in area Lucchini S.p.A.

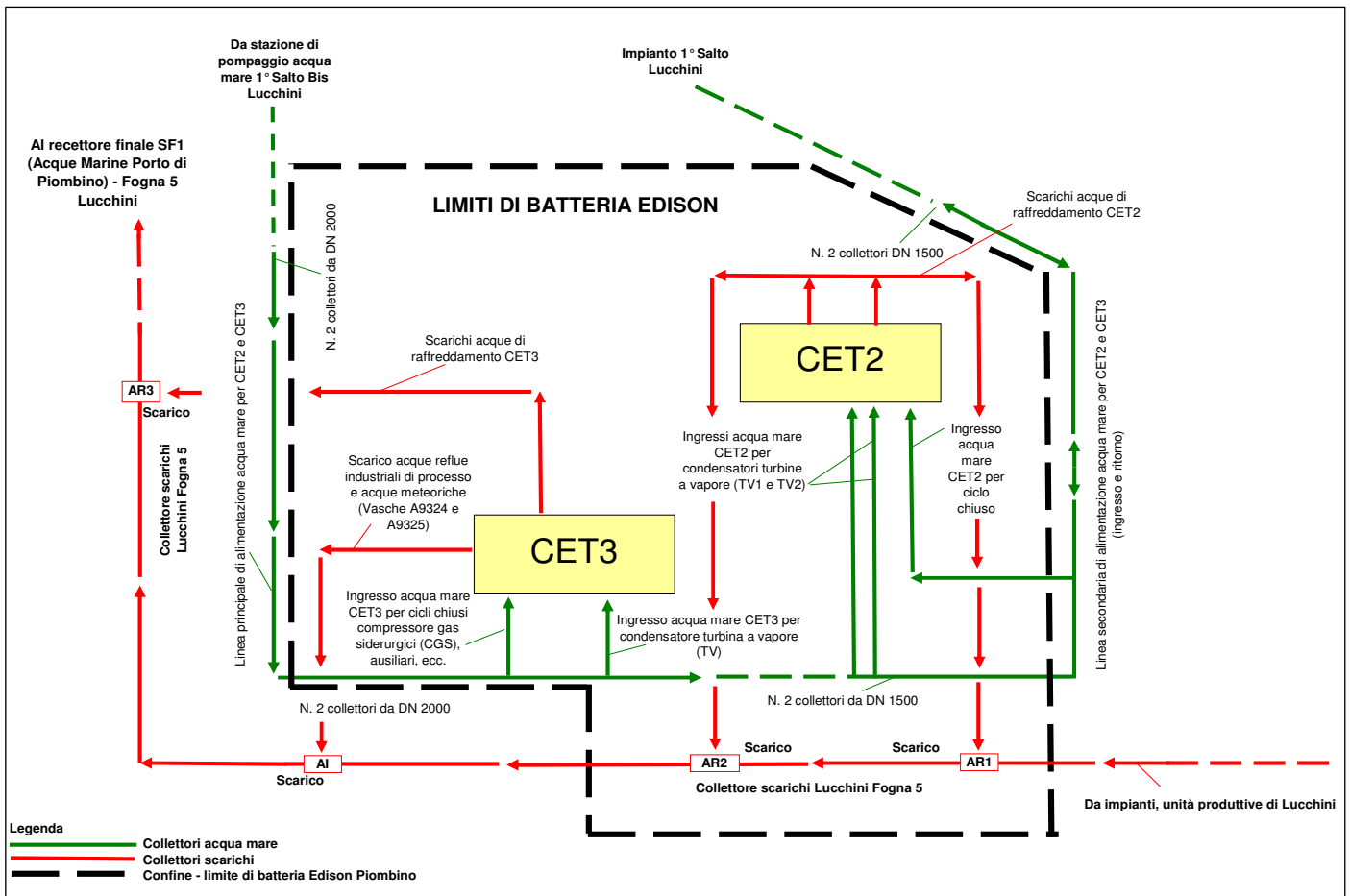


Figura 7-17 – Schema concettuale scarichi AR1, AR2, AR3 ed AI

Scarico AI

Lo scarico discontinuo AI è costituito dallo scarico delle acque provenienti dalla Vasca A9324 – Acque reflue di processo industriali e da quelle provenienti dalla vasca A9325 delle acque meteoriche. Lo scarico AI è caratterizzato dalle caratteristiche chimico-fisiche riportate nella seguente Tabella n. 2, dove si riportano per confronto anche i limiti applicati allo scarico alla luce della vigente Normativa. Gli scarichi sono monitorati mediante da analisi interne quotidiane dei parametri più significativi; una mensile, ad opera di un laboratorio esterno qualificato, di tutti i parametri previsti dal D. Lgs 152/2006 e s.m.i.

Tabella 25 – Caratteristiche medie scarichi AI

Parametro	Limiti applicati allo scarico	Scarico AI
°C	35	23 °C
pH	5,5-9,5	7,99
Solidi sospesi	80 mg/l	26 mg/l
Cianuri	0,5 mg/l	0,15 mg/l
Cloro attivo	0,2 mg/l	0,01 mg/l
Solfuri	1 mg/l	0,04 mg/l
Fosforo totale	10 mg/l	1,60 mg/l
Ammoniaca totale	15 mg/l	7,30 mg/l
Oli minerali	20 mg/l	1,60 mg/l

Parametro	Limiti applicati allo scarico	Scarico AI
<b>Fenoli totali</b>	0,5 mg/l	0,05 mg/l
<b>Ferro</b>	2 mg/l	0,84 mg/l
<b>Nichel</b>	2 mg/l	0,05 mg/l
<b>Rame</b>	0,1 mg/l	0,04 mg/l
<b>Cloruri</b>	-	2892 mg/l
<b>Solfati</b>	-	2131 mg/l
<b>Nitrati (N-nitrico)</b>	20 mg/l	5,80 mg/l
<b>Nitriti (N-nitroso)</b>	0,6 mg/l	0,22 mg/l
<b>COD</b>	160 mg O <sub>2</sub> /l	119 mg/l

In base a quanto riportato nell'allegato D7 della Domanda di Autorizzazione integrata ambientale si evince che le emissioni in acqua dell'impianto Edison di Piombino non siano rilevanti, sia per la qualità e tipologia degli scarichi e sia per il confronto con gli SQA (Standard Qualità Ambientale) che caratterizzano il recettore finale.

Si evidenzia inoltre che la Centrale Edison di Piombino è dotata di un impianto di trattamento delle acque reflue (si veda par 6.2.1) finalizzato all'abbattimento del carico inquinante contenuto nelle acque prodotte dalla Centrale, provenienti principalmente dal sistema di trattamento dei gas siderurgici (acque di lavaggio degli elettrofiltri e del decantatore), dai separatori di condensato che si trovano tra le fasi di compressione, dalle linee e guardie idrauliche e dai diversi spurghi.

### 7.3. Rifiuti

L'analisi degli impatti legata alla produzione di rifiuti è descritta in Appendice 21;

### 7.4. Rumore

L'analisi degli impatti legata alle sorgenti sonore è descritta in Appendice 21;

### 7.5. Emissioni elettromagnetiche

L'analisi degli impatti legata alle emissioni elettromagnetiche è descritta in dettaglio in Appendice 21.

## 8. Analisi delle condizioni di avviamento, transitorio e dei malfunzionamenti

Come riportato nell'introduzione della presente Relazione la Centrale EDISON di Piombino è programmata per un funzionamento su base continua a carico costante per la quasi totalità dell'anno. Tale aspetto è infatti dovuto alla stretta sinergia tra la Centrale stessa ed il sito siderurgico Lucchini in cui è integrata.

Dall'analisi storica dei fermi impianto nel quadriennio 2004-2007, si evince che dei 91 avviamenti complessivamente avvenuti ai due gruppi di CET2 e a CET3, solo il 16,5% (15 eventi, 6 per CET2 e 9 per CET3) abbiano comportato un riavvio a freddo. La maggioranza degli interventi eseguiti (a seguito di una fermata programmata o di un disservizio dell'impianto) si è risolta con un riavvio a caldo. La seguente tabella esprime puntualmente tali dati

<b>Tabella 26 - Avviamenti a caldo e a freddo dal 2004 al 2007</b>				
	<b>CET2 (n. fermate)</b>		<b>CET3 (n. fermate)</b>	
<b>Anno</b>	a caldo	a freddo	a caldo	a freddo
<b>2004</b>	3	1	24	3
<b>2005</b>	6	2	13	3
<b>2006</b>	1	2	11	1
<b>2007</b>	1	1	17	2

La durata delle operazioni di avviamento, è pari a:

- Per la Centrale CET2:
  - 2 ore in caso di avvio a caldo;
  - 24 ore in caso di avvio a freddo;
- Per la Centrale CET3:
  - 2 ore in caso di avvio a caldo;
  - 8 ore in caso di avvio a freddo.

Si precisa che per durata avviamento si intende:

- Per CET2: dall'accensione del primo bruciatore a gas sino al raggiungimento del piano carico;
- Per CET3: dall'accensione della Turbina a Gas sino al raggiungimento del piano carico.

Come si evince dalle frequenze di accadimento degli avvii e dei relativi transitori, e in considerazione alle tempistiche necessarie affinché la Centrale raggiunga il pieno carico, l'incidenza di tali fasi, rispetto al normale assetto di marcia della Centrale è del tutto trascurabile. Questo anche in considerazione del fatto

che durante le fasi di avvio le portate fumi convogliate ai camini sono notevolmente ridotte rispetto alle situazioni di normale assetto di marcia.

Pur non essendo disponibili dati storici sotto il minimo sotto il minimo tecnico sono state stimate le emissioni fase di avviamento e fermata basandosi su osservazioni/rilievi non registrati e sul funzionamento storico di altri TG simili.

Tali dati sono esposti nei grafici che seguono, che devono essere interpretati considerando che la variabilità dei combustibili in avviamento può determinare differenze significative delle concentrazioni e che sono pertanto da intendersi come situazioni medie di riferimento e quindi non tipiche ed esaustive per tutte le casistiche possibili. I dati riportati sono comunque validi al fine di mettere in evidenza in modo qualitativo la variazione della concentrazione delle emissioni durante gli avviamenti di questi impianti.

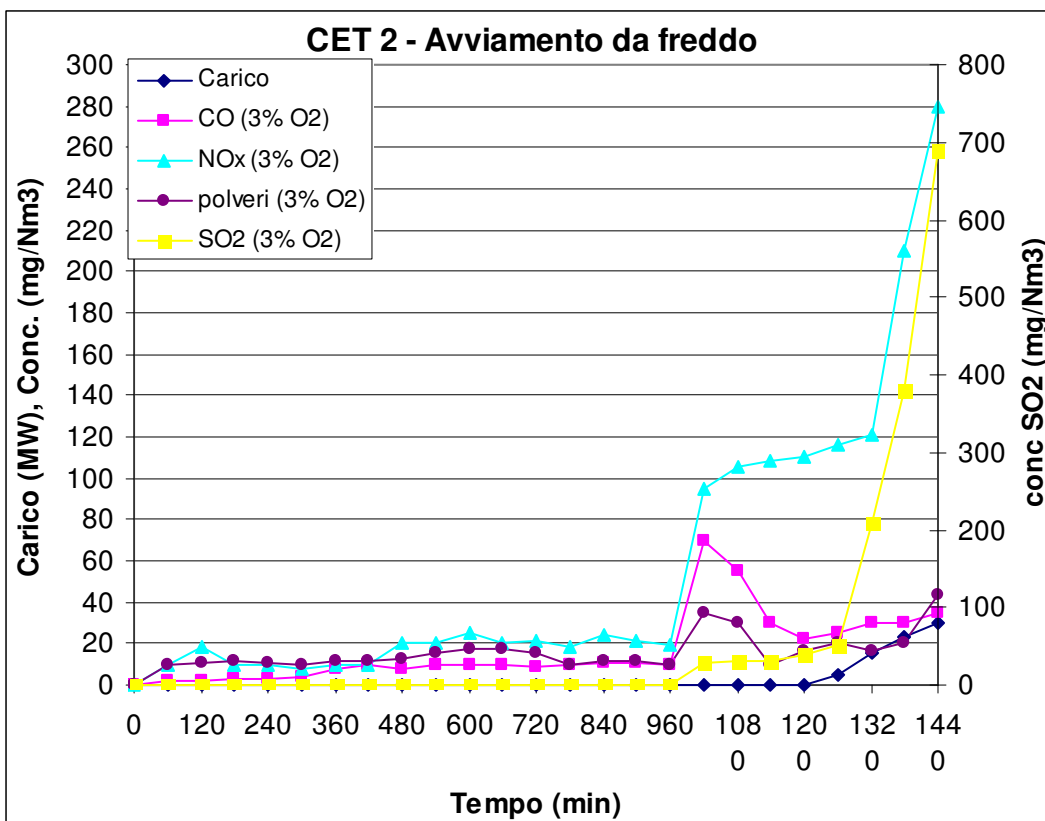


Figura 18 – CET2 – Avviamento da freddo

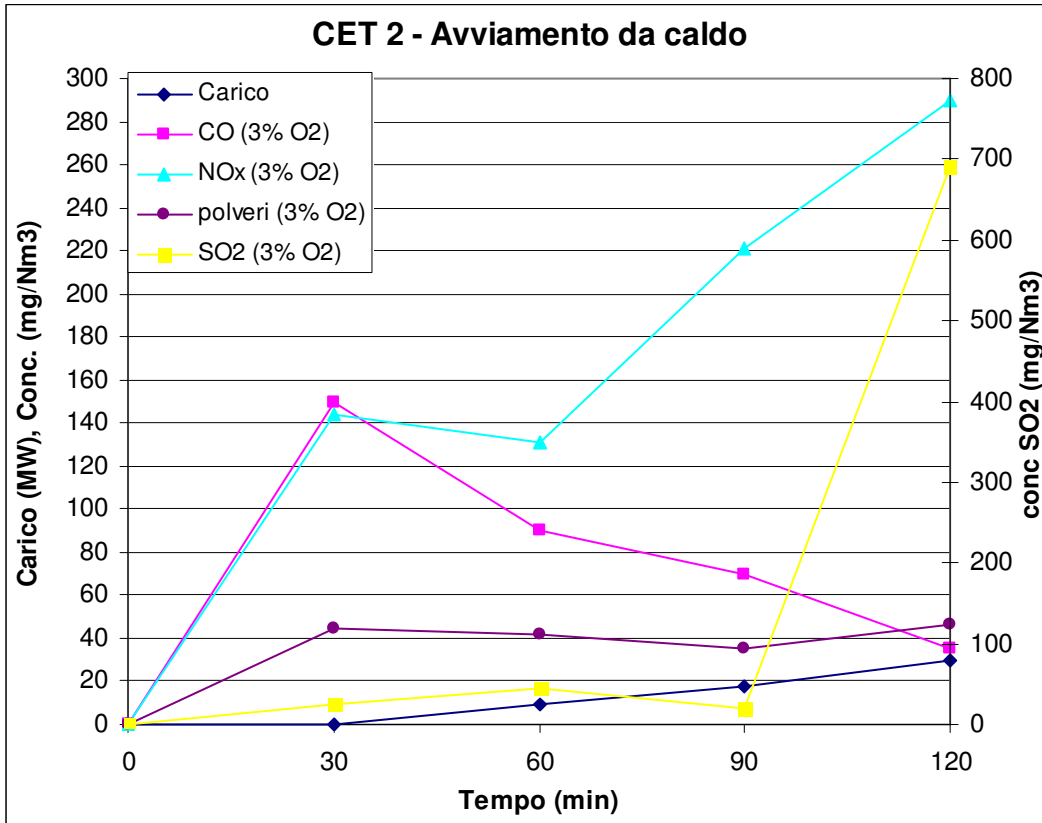


Figura 19 – CET2 – Avviamento da caldo

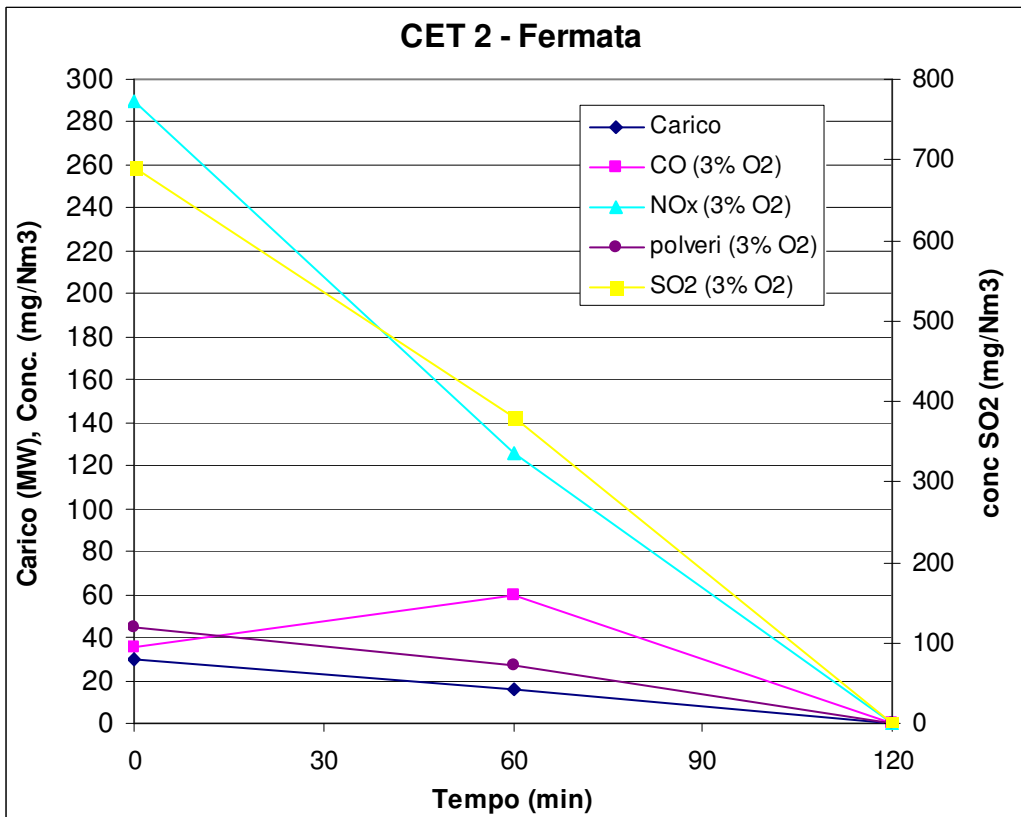


Figura 20 – CET2 – Fermata

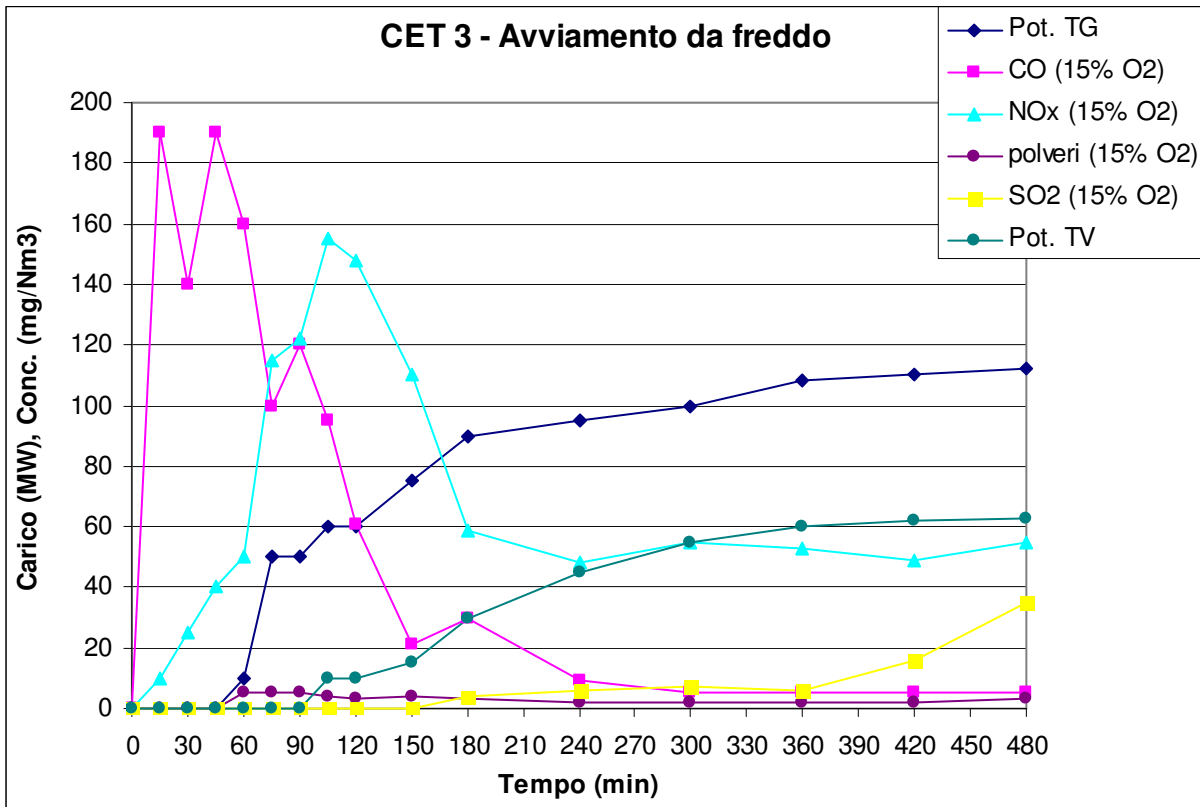


Figura 21 – CET3 – Avviamento da freddo

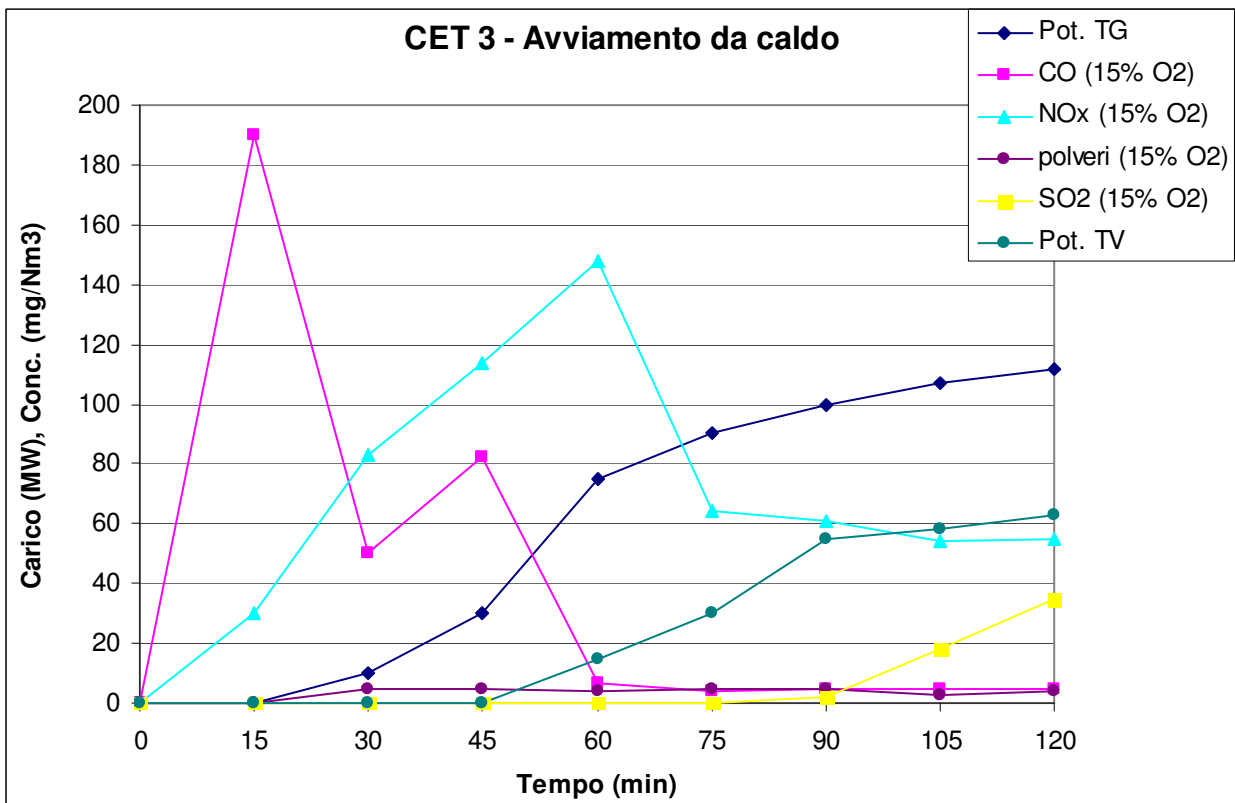
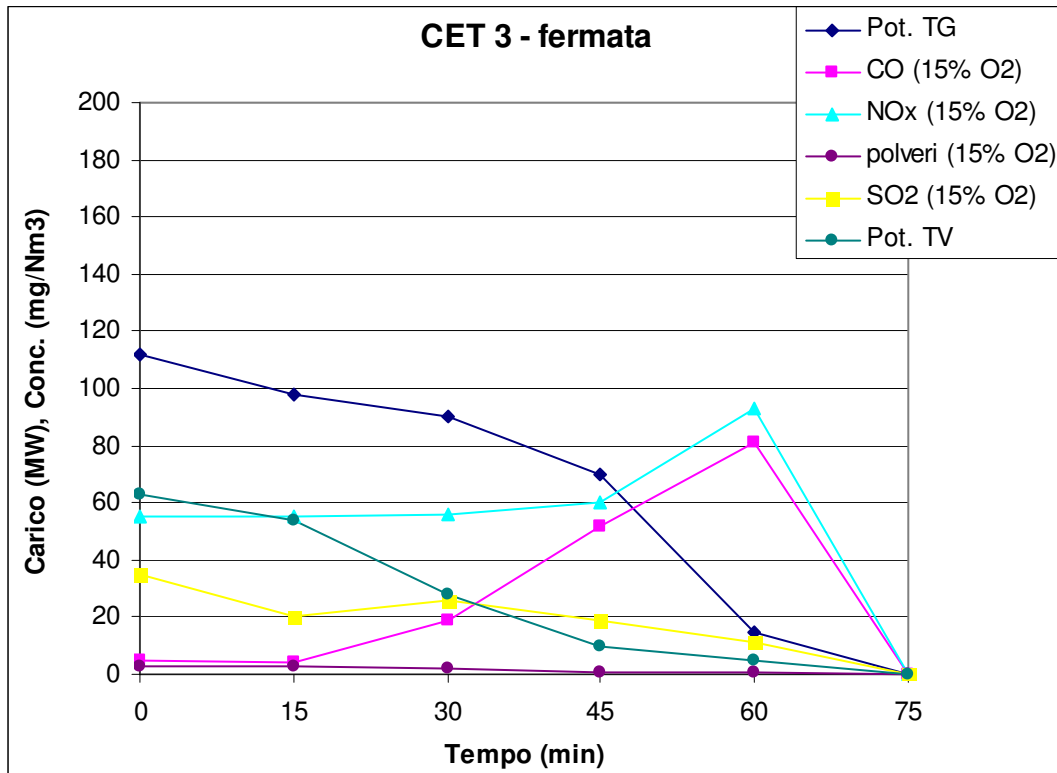


Figura 22 – CET3 – Avviamento da caldo



**Figura 23 – CET3 – Fermata**

Infine, nel seguente paragrafo viene descritto il Programma generale dei lavori di manutenzione della Centrale.

### 8.1. Programma generale lavori di manutenzione

#### Premessa

L'attuale sistema di manutenzione della Centrale Edison di Piombino è frutto di esperienza manutentiva applicata ai vari impianti, inseriti in un complesso contesto qual'è lo Stabilimento Siderurgico della Lucchini.

CET2 e CET3 sono manutenzionate direttamente dal REPARTO MANUTENZIONE di Edison Piombino, mediante l'utilizzo di contratti d'appalto con imprese terze;

Essenzialmente il piano lavori di manutenzione si basa su:

- Piani di lavoro periodici in fermata programmata;
- Piani di lubrificazione delle macchine;
- Piani di ispezione e minuto mantenimento;
- Lavori svincolati dalle fermate programmate.



A questi si aggiungono le attività svincolate derivanti da segnalazione di anomalie e/o pronti interventi, prevalentemente da parte dell'esercizio.

### **Programma generale lavori routinari**

Per entrambe le Centrali, relativamente alle attività periodiche routinarie e/o derivanti da ispezione, le stesse si basano sulle informazioni ricevute dal personale di ESE e dalle ispezioni eseguite dai tecnici di manutenzione. Consistono essenzialmente in:

- Manutenzione carroponti
- Manutenzione strutture e capannoni
- Eliminazione perdite di vapore – acqua – gas su valvole e tubazioni
- Lavori vari di ripristino tubisteria
- Lavori vari di ripristino carpenteria
- Lavori vari di ripristino isolamento termico
- Lavori vari di ripristino baderne e guarnizioni pompe e valvole
- Manutenzione di refrigeranti e filtri acqua – olio
- Ripristini su circuistica elettrica bruciatori – comandi – valvole – etc.
- Ripristino soffiatori di fuliggine caldaia meccanici ed elettrici
- Manutenzione elettrovalvole
- Ripristini di pompe additivi chimici
- Ripristini meccanici di valvole – servomotori – serrande – tiranteria – etc.
- Ripristini di cavetteria e morsettiere
- Ripristini di messe a terra motori
- Adattamento risposta regolatori pneumatici e/o elettronici
- Verifica linearità strumentazione misure doppie o triple
- Ripristini vari di anomalie segnalate da personale ESE e da ispezioni eseguite dai tecnici di manutenzione.

## **Programma generale lavori annuali Centrale CET2**

I piani di lavoro periodici in fermata programmata, eseguite normalmente ogni 12÷15 mesi per ogni gruppo, prevedono:

### TURBINA A VAPORE – ALTERNATORE:

- Manutenzione del 50% valvole turbina;
- Manutenzione del 50% cuscinetti;
- Controlli in cassa olio e pompe;
- Controlli termocoppie e strumenti di controllo;
- Controlli quadro eccitazione;
- Scovolatura e controlli condensatore;
- Controlli elettrici su alternatore – trasformatori – linee elettriche 10÷60 kV;
- Revisione interruttori;
- Manutenzione 50% valvole ciclo termico e refrigeranti vari;
- Manutenzione viratore;
- Controlli non distruttivi;
- Parziali ripristini isolamenti termici;
- Verifica sistema controllo vibrazioni;
- Altri lavori come da piani standard o derivanti da segnalazioni di anomalie

### CALDAIA – CICLO ACQUA VAPORE:

- Manutenzione bruciatori (valvole/accenditori/fotocellule/diffusori/...);
- Lavaggio caldaia lato fumi;
- Manutenzione estrattori fumi e ventilatori aria;
- Manutenzione 50% valvole vapore;
- Manutenzione 100% valvole di blocco;
- Controlli non distruttivi tubi caldaia

- Controlli non distruttivi tubi economizzatore
- Controlli condotte fumi (lamiere e refrattari)
- Controlli supporti linee acqua - vapore
- Revisione valvole di sicurezza
- Ripristino isolamenti termici e refrattari
- Manutenzione ventilatori aria torce
- Controlli su pompe alimento
- Manutenzione 50% valvole alimento
- Pulizie generali caldaia
- Altri lavori come da piani standard o derivanti da segnalazioni di anomalie

#### PARTE ELETTRICA:

- Revisione interruttori 380 V – 10 KV – 3 KV
- Controlli su trasformatori
- Manutenzione impianti di illuminazione e prese forza motrice
- Manutenzione pulsantiere comandi locali macchine
- Manutenzione circuitistica comando macchine
- Manutenzione quadri di distribuzione MCC
- Manutenzione quadri interblocchi
- Manutenzione protezioni 66kV
- Manutenzione quadri inverter
- Manutenzione quadri potenza,
- Manutenzione quadri allarmi
- Manutenzione 50% motori elettrici
- Manutenzione fine corsa

- Manutenzione servomotori elettrici
- Altri lavori come da piani standard o derivanti da segnalazioni di anomalie

#### STRUMENTAZIONE - AUTOMAZIONE:

- Verifica e taratura 100% strumenti a scatto (PS-TS-LS)
- Verifica ed allineamento loops pneumatici
- Verifica ed allineamento loops elettronici
- Controllo e manutenzione sistemi di supervisione
- Verifica e calibrazione analizzatori di processo fumi e acque
- Verifica IAR (Indice di Accuratezza Relativo) strumenti analisi fumi
- Verifica e taratura servocomandi pneumatici serrande fumi/aria/gas

#### RETE GAS SIDERURGICI E GAS NATURALE:

- Pulizia e CND collettori gas a ridosso caldaia (controlli non distruttivi)
- Revisione 100% valvole di blocco e regolazione gas bruciatori
- Revisione portelli antiesplorazione collettori gas siderurgici
- Manutenzione valvole idrauliche di sezionamento gas (GAKO)
- Ispezione e pulizia barilotti raccolta condense gas siderurgici

La **revisione generale** della turbina – alternatore – caldaia e ciclo termico viene eseguita con una periodicità di 6 anni; il restante parco macchine operatrici quali pompe – giunti idraulici – compressori – ventilatori – estrattori, hanno una periodicità di revisione di 24.000 ore di marcia (3 anni), a meno di segnalazione di anomalie.

#### **Programma generale lavori annuali Centrale CET3**

Quanto descritto per la Centrale CET2 è essenzialmente valido anche per la Centrale CET3.

Inoltre, tutti i piani di manutenzione periodici e tutte le attività svincolate sono gestite e storicizzate attraverso un sistema informativo di manutenzione, appositamente personalizzato per il sito di Piombino.

A titolo di informazione si indicano le attività periodiche eseguite ad ogni fermata di gruppo produttivo, programmata normalmente ogni 12 mesi (ca. 8.000 ore) con durata variabile in funzione del tipo di manutenzione del TURBOGAS:

**TURBOGAS e COMPRESSORI CENTRIFUGHI GAS SIDERURGICI:**

- Ispezione camere di combustione (ogni 8.000 ore)
- Ispezione Parti Calde (ogni 24.000 ore)
- Revisione Generale (Ogni 48.000 ore)

**TURBINA A VAPORE – ALTERNATORE:**

- Manutenzione del 50% valvole turbina
- Manutenzione del 50% cuscinetti
- Controlli in cassa olio e pompe
- Controlli termocoppie e strumenti di controllo
- Controlli quadro eccitazione
- Scovolatura e controlli condensatore
- Controlli elettrici su alternatore – trasformatori – linee 10÷15÷132kV
- Revisione interruttori
- Manutenzione 50% valvole ciclo termico e refrigeranti vari
- Manutenzione viratore
- Controlli non distruttivi
- Parziali ripristini isolamenti termici
- Verifica sistema controllo vibrazioni (TSI)
- Altri lavori come da piani standard o derivanti da segnalazioni di anomalie

**GENERATORE DI VAPORE – CICLO ACQUA VAPORE:**

- Manutenzione 50% valvole vapore
- Manutenzione 50% valvole di blocco
- Controlli non distruttivi tubi caldaia
- Controlli supporti linee acqua - vapore

- Revisione valvole di sicurezza
- Ripristino isolamenti termici e refrattari
- Controlli su pompe alimento
- Manutenzione 50% valvole alimento
- Pulizie generali caldaia
- Altri lavori come da piani standard o derivanti da segnalazioni di anomalie

#### PARTE ELETTRICA:

- Revisione interruttori 380 V – 10 KV
- Controlli su trasformatori
- Manutenzione impianti di illuminazione e prese forza motrice
- Manutenzione pulsantiere comandi locali macchine
- Manutenzione circuitistica comando macchine
- Manutenzione quadri di distribuzione MCC
- Manutenzione quadri interblocchi
- Manutenzione protezioni
- Manutenzione quadri inverter
- Manutenzione quadri potenza,
- Manutenzione quadri allarmi
- Manutenzione 50% motori elettrici
- Manutenzione fine corsa
- Manutenzione servomotori elettrici
- Altri lavori come da piani standard o derivanti da segnalazioni di anomalie

#### STRUMENTAZIONE - AUTOMAZIONE:

- Verifica e taratura 100% strumenti a scatto (PS-TS-LS)

- Verifica ed allineamento loops pneumatici
- Verifica ed allineamento loops elettronici
- Controllo e manutenzione HW e SW sistema DCS
- Verifica e calibrazione analizzatori di processo fumi e acque
- Verifica IAR (Indice di Accuratezza Relativo) strumenti analisi fumi
- Backup SW sistemi automatici

#### RETE GAS SIDERURGICI E GAS NATURALE:

- Pulizia e Ispezione elettrofiltri gas siderurgici
- Pulizia e ispezione sistema interrefrigerazione compressione gas siderurgici
- Revisione 100% valvole di blocco e regolazione gas
- Manutenzione valvole idrauliche di sezionamento gas (GAKO)
- Ispezione e pulizia barilotti raccolta condense gas siderurgici
- Manutenzione Impianti trattamento acque di lavaggio elettrofiltri