

Allegato B18

RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

PREMESSA.....	3
1. INTRODUZIONE	4
2. DESCRIZIONE DELLA CENTRALE CET2.....	6
2.1. Descrizione del ciclo produttivo.....	7
2.1.1. Fase 0: Linee distribuzione combustibili (gas siderurgici e naturale, olio combustibile)	7
2.1.2. Fase 7: Generatori di vapore	11
2.1.3. Fase 8: Turbine a vapore - Alternatore	15
2.1.4. Fase 9: Condensatori ad acqua di mare.....	22
2.1.5. Ausiliari.....	23
3. DESCRIZIONE DELLA CENTRALE CET3.....	26
3.1. Descrizione del ciclo produttivo.....	28
3.1.1. Fase 1: Alimentazione e Trattamento Gas Siderurgici e alimentazione Gas Naturale ..	28
3.1.2. Fase 2: Turbina a Gas, compressore centrifugo e Turboalternatore	30
3.1.3. Fase 3: Generatori di Vapore a Recupero GVR.....	34
3.1.4. Fase 4: Turbina a Vapore - Alternatore	36
3.1.5. Fase 5: Condensatore ad acqua di mare	38
3.1.6. Fase 6: Trattamento acque di Processo	39
3.1.7. Ausiliari.....	41
4. ASPETTI AMBIENTALI, EMISSIONI IN ARIA E SCARICHI IDRICI (CET2 – CET3)...	43
4.1. Emissioni in atmosfera.....	43
4.1.1. Emissioni in atmosfera di tipo convogliato.....	43
4.1.2. Emissioni in atmosfera di tipo diffuso e fuggitivo.....	70
4.2. Scarichi idrici.....	72
5. ANALISI DELLE CONDIZIONI DI AVVIAMENTO, TRANSITORIO E DEI MALFUNZIONAMENTI	75
5.1. Programma generale lavori di manutenzione	81

B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi

Premessa

Il presente documento costituisce l'aggiornamento a quanto riportato nella “*Documentazione Integrativa alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale – Centrale di Taranto (TA)*” datata 09 febbraio 2009, (modifiche in rosso):

1. **Capitolo 4.2 scarichi idrici** – specificati punti di scarico e restituzione acque di raffreddamento ad ILVA.
2. **Capitolo 5 Analisi delle condizioni di avviamento transitori e malufuzionamneti** – inserite specifiche di avviamento e fermate impianti.

Di seguito si presenta quindi la scheda B.18 corretta. I dati modificati sono evidenziati in giallo.

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 emerso nella lettura del Parere Istruttorio Conclusivo, delle Osservazioni presentate da Edison S.p.A. in data 24 Aprile 2009 rif. ASEE/Get3 – MD F 058 relativo agli scarichi idrici, e della Lettera di chiarimenti inviata da Edison S.p.A. in data 5 Febbraio 2009 con numero di protocollo interno 16/09.**

Si evidenzia, inoltre, che per una completa ricostruzione vengono lasciati nell'introduzione anche gli aspetti trasmessi nella precedente revisione:

In particolare la Relazione, oltre ad analizzare i processi produttivi della Centrale Edison di Taranto, 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):

- Andamento delle emissioni di inquinanti in relazione all'assetto di combustione;
- Caratteristiche tecniche e prestazioni dei bruciatori policombustibile;
- Analisi delle condizioni di avviamento, malfunzionamento e transitorio;
- Aspetti ambientali (emissioni in atmosfera, scarichi idrici, etc...).

A solo titolo introduttivo, ed al fine di guidare la lettura della Relazione si ritiene opportuno precisare che la Centrale Edison di Taranto è costituita dagli impianti denominati CET2 e CET3, situati all'interno dello stabilimento siderurgico ILVA. 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), Gas COKE (gas di cokeria, ricavato nei forni per coke metallurgico) e Gas LDG (gas d'acciaieria, proveniente dai convertitori Id da acciaieria), con aggiunta di combustibili commerciali, olio combustibile (solo CET2) e Gas Naturale;
- La Centrale riceve da ILVA, 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 ad ILVA:
 - L'energia elettrica prodotta dall'impianto CET2 è ceduta allo stabilimento siderurgico alla tensione di 66 kV;
 - Vapore allo stabilimento siderurgico a 2,0 MP (da CET3, e con back-up da CET2);

- o Inoltre la produzione elettrica di CET3 è totalmente immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), direttamente attraverso le linee 220 kV ed attraverso la rete a 66 kV dello stabilimento siderurgico.

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 ILVA ed Edison al fine di massimizzare l'utilizzo dei gas siderurgici.

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

- 23 giorni per ogni singolo Monoblocco da cui è costituito l'impianto CET2;
- 10 giorni per ogni singolo Modulo da cui è costituito l'impianto CET3.

Pertanto l'impianto CET2, fatte salve situazioni imprevedibili, marcia a ciclo continuo e carico costante per circa 8.200 ore all'anno, mentre l'impianto CET3, fatte salve situazioni imprevedibili, marcia a ciclo continuo e carico costante per circa 8.500 ore all'anno.

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, impianto tutto in marcia*, definito nel successivo Paragrafo 4) per un corrispettivo di 6.384 ore (corrispondenti alle 8,760 ore di cui è costituita l'anno solare decurtate della somma delle ore dei casi indicati nei due punti sottostanti);
- Il caso storico di riferimento **in caso di fermata per manutenzione di un Monoblocco di CET2** (si faccia riferimento al *caso 1a, fermata di un Monoblocco di CET2 per manutenzione* definito nel successivo Paragrafo 4) per un corrispettivo di 1.656 ore (pari alla somma di 23 giorni di manutenzione per Monoblocco);
- Il caso storico di riferimento **in caso di fermata per manutenzione di un Modulo di CET3** (si faccia riferimento al *caso 1b, fermata di un Modulo di CET3 per manutenzione* definito nel successivo Paragrafo 4) per un corrispettivo di 720 ore (pari alla somma di 10 giorni di manutenzione per Modulo).

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.

2. Descrizione della Centrale CET2

La Centrale CET 2, ha una potenza elettrica complessiva di circa 480 MW. Dal 1999 al 2001 la linea produttiva CET2 è stata ambientalizzata con i seguenti interventi:

- Sostituzione integrale sistema bruciatori con nuovi di tipo Low-NOx RSFC;
- Sostituzione sistema di regolazione caldaie e ciclo termico.

L'impianto CET 2 è del tipo termoelettrico tradizionale ed è composto da tre unità simili tra loro che producono energia elettrica e vapore (in back-up alla centrale CET3) utilizzando come combustibili i gas prodotti dai processi dello stabilimento siderurgico (Gas AFO, Gas COKE e Gas LDG), Gas Naturale e, se necessario, olio combustibile.

I tre monoblocchi identici tra loro sono costituiti da una caldaia, una turbina a vapore, un condensatore ad acqua di mare, un alternatore e un trasformatore elevatore.

Il monoblocco 1 è di costruzione originale Babcock & Wilcox, mentre le caldaie del monoblocco 2 e del monoblocco 3 sono di costruzione Ansaldo.

I gas siderurgici, provenienti da reti dello stabilimento siderurgico, sono trasferiti direttamente alle caldaie attraverso gasdotti, mentre l'olio combustibile, stoccato in tre serbatoi dotati di vasca di contenimento ed approvvigionato tramite tubazione ILVA, viene trasferito alle caldaie attraverso tubazioni dedicate. Il Gas Naturale, fornito tramite ILVA, deriva da rete SNAM.

L'acqua demineralizzata per il reintegro delle caldaie dell'impianto CET 2 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. L'acqua in uscita dai condensatori/scambiatori viene inviata alle vasche di stramazzo (interne allo stabilimento siderurgico).

L'energia elettrica prodotta dall'impianto CET 2 è ceduta su due anelli dello stabilimento ILVA a 66 KV: i monoblocchi 1 e 2 si trovano sul nuovo anello, il monoblocco 3 sul vecchio anello.

L'impianto CET 2 fornisce, a richiesta, vapore allo stabilimento siderurgico a 20 bar e alla temperatura di 350°C (in back-up alla produzione di CET3).

La supervisione e la gestione della Centrale di Taranto è realizzata in due sale controllo, presidiate con continuità in quanto vi si svolgono attività produttive su tre turni ogni giorno della settimana per 365 giorni l'anno.

L'area relativa al fabbricato della Centrale CET 2 comprende 3 caldaie con le tubazioni dei combustibili, del vapore di alta, media e bassa pressione, e di tutti i fluidi di servizio (acqua demineralizzata e industriale, aria compressa, azoto e rete antincendio).

2.1. 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 0: Linee distribuzione combustibili (olio, gas naturale e gas siderurgici);
- Fase 7: Generatori di Vapore;
- Fase 8: Turbine a Vapore – Alternatore;
- Fase 9: Condensatori ad acqua di mare;
- Ausiliari.

2.1.1. Fase 0: Linee distribuzione combustibili (gas siderurgici e naturale, olio combustibile)

Modalità di funzionamento

L'area relativa al fabbricato dell'impianto CET 2 comprende le tre caldaie con le tubazioni dei combustibili, del vapore di alta, media e bassa pressione, e di tutti i fluidi di servizio (acqua demineralizzata e industriale, aria compressa, azoto e rete antincendio).

I Gas AFO, COKE, LDG, provenienti dalle reti ILVA, sono trasferiti direttamente alle caldaie attraverso gasdotti, come il Gas Naturale che viene però prelevato direttamente dalla rete di distribuzione nazionale tramite proprio gasdotto, l'olio combustibile viene prelevato da tre serbatoi e riforniti tramite tubazione ILVA. Le tubazioni di adduzione dei Gas AFO, COKE, LDG e Olio combustibile forniti dallo stabilimento siderurgico vengono distribuiti alla centrale EDISON con una rete che si stacca dalle tubazioni ILVA fino all'ingresso delle caldaie dei 3 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 ILVA.

La pericolosità del Gas AFO deriva principalmente dalla considerevole quantità di CO contenuta.

Le tubazioni di distribuzione gas da ILVA alle caldaie dei monoblocchi di CET 2 hanno pressione massima relativa pari a 0,04 bar alla temperatura di 30°÷45° C.

Gas LDG

Il gas LDG viene miscelato con il gas AFO poco prima dell'arrivo all'impianto CET2.

Gas COKE

L'adduzione del Gas COKE alla caldaia avviene con trasferimento continuo, tramite gasdotto da rete ILVA.

La pericolosità del Gas COKE deriva principalmente dalla considerevole quantità di H₂ (60% vol.) presente.

Tale sostanza risulta, infatti, estremamente infiammabile e con ampio range di infiammabilità in atmosfera. Inoltre la quantità di CO (5% vol.) presente nel Gas COKE lo rende un gas tossico.

Le tubazioni di distribuzione gas da ILVA alle caldaie dei monoblocchi di CET 2 hanno pressione massima relativa pari a 0,04 bar c.a. alla temperatura di 30°÷45° C.

Gas Naturale

L'adduzione del gas Naturale alla caldaia avviene con trasferimento continuo, tramite gasdotto da rete di distribuzione nazionale.

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

Le tubazioni di distribuzione gas dalla rete di distribuzione nazionale alle caldaie dei monoblocchi di CET 2 hanno pressione massima pari a 10 bar alla temperatura di 10°÷40° C.

Olio combustibile

L'olio combustibile è stoccato nell'area di CET 2 in tre serbatoi a tetto fisso da 1.000 m³ ciascuno, riscaldati da una serpentina attraversata da vapore. I serbatoi, dotati della propria vasca di contenimento, vengono riforniti giornalmente tramite tubazione ILVA.

L'olio combustibile viene trasferito in continuo dalla stazione di pompaggio alle caldaie attraverso tre tubazioni.

La tubazione dell'olio combustibile parte dal serbatoio di stoccaggio Edison ed arriva fino all'ingresso delle caldaie delle 3 unità di CET 2. Le tubazioni di adduzione in ingresso alle caldaie sono caratterizzate da pressione massima relativa pari a 18 bar e temperatura di 120°C.

Oltre ai serbatoi di stoccaggio olio combustibile è presente una stazione di pompaggio completa di filtri a caldo e a freddo, pompe di carico e rilancio olio combustibile, riscaldatori e tubazioni.

Flussi di materia ed energia associati

Trasporto (Ingresso e uscita) dei seguenti combustibili:

- Gas AFO
- Gas COKE
- Gas LDG
- 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 0. Con riferimento alla Fase 0 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 1 – Flussi di materia ed energia della Fase 0

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
gas AFO	kNm ³	3.514.873	3.918.240	gas AFO	kNm ³	3.514.873	3.918.240
gas Coke	kNm ³	80.273	112.320	gas Coke	kNm ³	80.273	112.320
gas LDG	kNm ³	294.237	465.840	gas LDG	kNm ³	294.237	465.840
Olio combustibile	t	114.442	224.849	Olio combustibile	t	114.442	224.849
Vapore di riscaldamento O.C.	t	8.531	8.807	Acqua di spurgo riscaldamento O.C.	m ³	8.531	8.807
gas naturale	kSm ³	274.079	161.454	gas naturale	kSm ³	274.079	161.454
Ossido di magnesio	t	31	32				
Antifouling	t	12,43	12,82				

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
Morchie depositate sul fondo dei serbatoi (05.01.03)	t	19,86	20,44

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

Come meglio descritto nel successivo Paragrafo 4, 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 ILVA. 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 ILVA e/o da EDISON. La rete è protetta da sovrappressione con portelli di esplosione.

- **Gas AFO/LDG:** le tubazioni sono intercettabili (da ILVA) con valvole motorizzate ed ad occhiale poste ai limiti della proprietà della Centrale EDISON; in prossimità di ogni monoblocco sono collocate una valvola di intercettazione motorizzata, manovrata da EDISON con comando locale dalle Sale Controllo e una valvola di blocco comandata dalla logica di caldaia.
- **Gas COKE:** le tubazioni sono intercettabili (da ILVA) con una valvola motorizzata ad occhiale posta 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, sia a monte di ogni monoblocco da parte di EDISON, dove è installata un'altra stazione di riduzione di pressione. 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. Ogni 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 dall'oleodotto ILVA è stata elaborata un'idonea procedura di sicurezza in cui sono specificate le modalità di carico dell'olio combustibile onde evitare possibili sversamenti e situazioni di pericolo.

2.1.2. Fase 7: Generatori di vapore

Modalità di funzionamento

In questa fase si genera vapore utilizzando il calore prodotto dalla combustione dei gas siderurgici (AFO, COKE, LDG), gas naturale e se necessario dell'olio combustibile.

I bruciatori installati nelle Caldaie sono con Anima a Fiamma Stratificata Radialmente (RSFC), basati su tecnologia ABB C-E Services, e sono stati progettati per bruciare olio polverizzato e/o diversi gas in caldaie industriali, garantendo una continuità di prestazioni ed il rispetto dei requisiti ambientali per valori di opacità e livelli di emissione di Ossidi di Azoto (NOx) e di Ossido di Carbonio. In particolare il bruciatore RSFC, applica tre principi associati alla combustione al fine di ridurre le emissioni di NOx:

- Accensione anticipata del combustibile, in condizioni di combustibile arricchito;
- Preparazione del processo di combustione;
- Aumento del tempo di permanenza del combustibile.

Per l'applicazione di questi tre principi il bruciatore RSFC inietta il combustibile sotto forma di flusso concentrato attraverso un ugello circondato da tre zone d'aria concentriche.

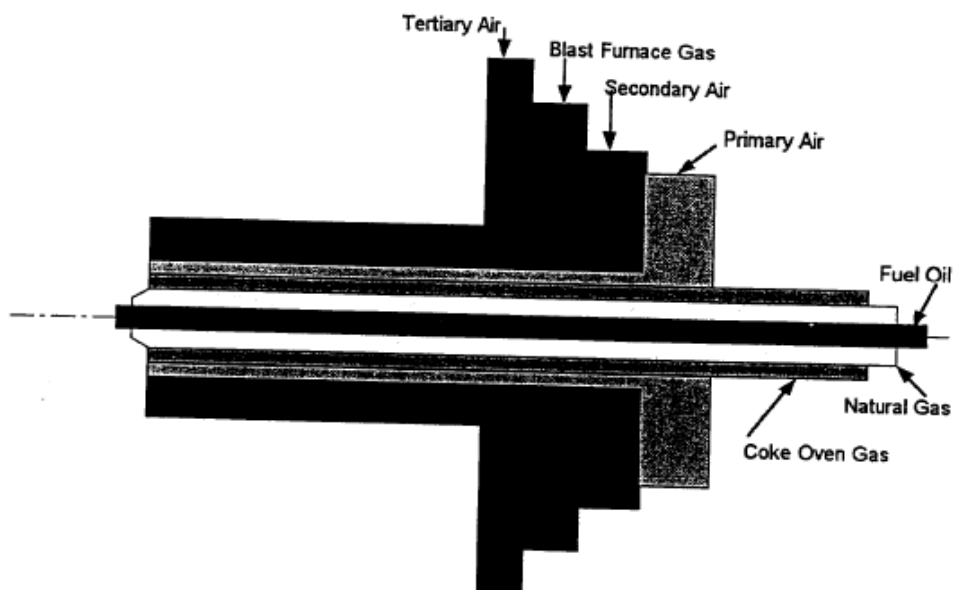


Figura 1 – Dettaglio bruciatore RSFC

Di seguito sono presentate le prestazioni in termini di NOx, così come garantite dal costruttore (riferite a quattro diversi assetti di mix combustibile, come definiti nella Tabella 1).

Tabella 2 – Prestazioni in termini di NOx dei bruciatori RSFC

Assetto	Composizione mix combustibili (%)					Emissioni NOx garantite mg/Nm3 al 3% O2
	gas naturale	olio combustibile	AFO	COG	LDG	
PT1	> 90	< 10	0	0	0	160
PT2	30	70	0	0	0	305
PT3	4	62	18	4	12	290
PT4	4	23	39	10	24	190

Ogni gruppo di generazione è costituito da una caldaia da 480 t/h di vapore surriscaldato a 137 bar e 538°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 una ciminiera. L'olio combustibile, prima dell'ingresso in caldaia, viene additivato con ossido di magnesio. Il vapore prodotto è utilizzato per la produzione di energia elettrica nei turboalternatori; l'acqua di alimento delle caldaie, che riscalda l'aria comburente, proviene dalla condensazione del vapore dopo espansione in turbina e integrata con acqua demi, fornita via tubo dallo stabilimento siderurgico, per compensare le perdite fisiologiche del ciclo e reintegrare il vapore impiegato per il riscaldamento, per l'atomizzazione dell'olio combustibile e per gli usi tecnologici. L'acqua di alimento, prima dell'ingresso in caldaia, è trattata con prodotti anticorrosivi ed antincrostanti. Nello specifico, nell'area caldaie sono presenti:

- Tubazioni gas AFO di alimento a pressione massima relativa pari a 0,04 bar circa;
- Tubazioni gas COKE di alimento a pressione massima relativa pari a 0,04 bar circa;
- Tubazioni gas Naturale di alimento a pressione massima relativa di 1,5 bar circa;
- Tubazioni coibentate Olio Combustibile di alimento alla pressione di 15 bar circa;
- Tubazioni coibentate per il vapore a 137 bar circa ed alla temperatura di 538°C circa;
- Tubazioni acqua alimento in pressione a 170 bar circa ed alla temperatura di 165°C circa;
- Apparecchi a pressione (vapore, acqua, aria compressa, azoto);
- Olio minerale di lubrificazione contenuto nelle casse servizio da 15.000 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, COKE, LDG) e Gas Naturale e olio combustibile;

- Acqua demineralizzata fornita dallo stabilimento siderurgico;
- Aria.

I prodotti in uscita sono:

- Vapore inviato alla turbina a vapore;
- Fumi prodotti nella combustione, emessi in atmosfera.

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

- Deossigenante;
- Prodotto alcalino per correzione pH acqua di alimento.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 7. Con riferimento alla Fase 7 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 7

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
gas AFO	kNm ³	3.514.873	3.918.240	Vapore	t	n.d.	n.d.
gas Coke	kNm ³	80.273	112.320	Fumi al camino(*)	kNm ³	10.852.477	17.822.760
gas LDG	kNm ³	294.237	465.840			(**)	(***)
gas naturale	kSm ³	274.079	161.454	CO	t	463,49	554,49
olio combustibile	t	114.442	224.849	NOx	t	1.317,52	2.633,81
Acqua DEMI	m ³	260.000	268.404	SO2	t	2.538,59	5.128,99
Fosfato trisodico	t	0,59	0,61	Polveri	t	206.65	415,86
Deossigenante eliminiox	t	10,18	10,50	CO2	Kt	4.687,87	5.342,91

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

(**) 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 **13.570.000 kNm³**

(***) Dato riferito ai fumi tal quali calcolati con valore di ossigeno reale dei fumi riportato nelle Tabelle 17, 18 e 19

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Energia di combustione	MWht	8.702.338	9.600.649	Energia Termica Vapore	MWht	n.d.	n.d.

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia (10.01.01)	t	7,22	7,43
Cemento (17.01.01)	t	93,9	93,9
Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche (16.11.06)	t	87,8	87,8

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

La Fase 7: 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 ad almeno 23 giorni all'anno per Monoblocco. Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto di faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 5.

Tipologia di sostanze inquinanti

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

- Ossidi di azoto (NOx);
- Monossido di carbonio (CO);
- Anidride carbonica (CO₂);
- Ossidi di zolfo (SO₂);
- Polveri.

Le emissioni in atmosfera, ad esclusione della CO₂ che viene calcolata con apposite procedure come da 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, e tramite sistemi di monitoraggio FREELANCE.

Sistemi di regolazione e controllo

Le caldaie sono protette con:

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

Nella zona caldaie sono inoltre presenti rilevatori di ossido di carbonio e rilevazione CH₄ per ogni monoblocco; in caso di necessità viene allertata la Sala Controllo con un allarme ottico e acustico con evidenziazione della zona interessata.

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;
- 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.

2.1.3. Fase 8: Turbine a vapore - Alternatore

Modalità di funzionamento

La turbina a vapore, di tipo misto (sfrutta sia la velocità che la pressione del vapore in ingresso), è dotata complessivamente di 24 stadi così ripartiti: 9 sulla turbina di alta pressione, 9 sulla media pressione e 6 sulla bassa pressione.

Le caratteristiche generali sono:

- Pressione vapore SH 139 bar;
- Pressione vapore RH 36 bar;
- Temperatura vapore SH 536°C;
- Temperatura vapore RH 536°C;

- Velocità di rotazione 3.000 giri al minuto.

La turbina è composta da due rotori coassiali contenuti in due casse separate: il primo comprende la zona di alta e media pressione, il secondo quella di bassa pressione.

Il vapore proveniente dalla caldaia viene diramato in due tronchi, su ognuno dei quali è montata una valvola di intercettazione chiamata valvola di emergenza vapore SH (sinistra e destra). Nella valvola di emergenza vapore SH di destra è incorporata una valvola di by-pass comandata dal motorino del "Full Arc", che permette l'immissione del vapore in turbina sull'intero arco ugelli. Dopo le valvole di emergenza SH, vi sono n.8 valvole parzializzatrici (n.4 superiori e n.4 inferiori) mosse da due alberi a camme, comandati a loro volta da un pistone idraulico. Il vapore arriva in turbina attraverso la camera ugelli e dopo aver lavorato nella zona di alta pressione, tramite una tubazione, torna in caldaia a surriscaldarsi (vapore RH freddo). Il vapore rigenerato (RH caldo) ritorna in turbina attraverso due tubazioni, una a destra e una a sinistra, per espandersi nella zona di media pressione.

La turbina di media pressione è contrapposta a quella di alta pressione, in modo da bilanciare le spinte assiali dovute alla pressione del vapore sulle palette mobili. Il vapore passa poi nella zona di bassa pressione tramite una tubazione esterna (Cross-over) e qui, dopo un'ulteriore lavoro, scarica nel condensatore.

Dalle turbine di media e bassa pressione sono derivati n.6 spillamenti di vapore allo scopo di rigenerare il calore nel circuito di alimento in seno all'acqua e migliorare il rendimento termico del ciclo. Una parte del vapore che lavora in turbina viene, infatti, utilizzato nei riscaldatori di bassa pressione (BP), nel degasatore e nei riscaldatori di alta pressione (AP).

Gli spillamenti di vapore sono così suddivisi:

1° spillamento, (500°C - 23 bar) a valle del 12° stadio, riscalda il 6° riscaldatore di AP

2° spillamento, (410°C - 12 bar) a valle del 16° stadio, riscalda il 5° riscaldatore di AP

3° spillamento, (280°C - 6 bar) a valle del 18° stadio, riscalda il degasatore

4° spillamento, (190°C - 2 bar) a valle del 20° stadio, riscalda il 3° riscaldatore di BP

5° spillamento, (100°C - 1500 mm/H₂O) a valle del 21° stadio, riscalda il 2° riscaldatore di BP

6° spillamento, (40°C - 0,5 ata) a valle del 22° stadio, riscalda il 1° riscaldatore di BP.

Sulle tubazioni che collegano gli spillamenti con i riscaldatori, vi sono: una valvola motorizzata di intercettazione manovrabile dalla sala controllo e una valvola di non ritorno che attraverso un asservimento ad aria compressa viene mandata in chiusura in caso di blocco turbina. Il terzo spillamento ha due valvole di non ritorno, una all'uscita della turbina e l'altra sul degasatore per evitare il ritorno di acqua dal degasatore stesso in caso di altissimo livello.

Tutte le tubazioni degli spillamenti sono provviste di spurghi, comunicanti col condensatore.

Gli spurghi sono posti a monte delle valvole di non ritorno per il 1° e 2° spillamento, mentre per il 3°, 4°, 5° e 6° spillamento sono posti a monte e a valle della valvola di non ritorno.

La turbina è sostenuta da n.4 cuscinetti di metallo bianco con supporti sferici, lubrificati con olio a pressione di 1,7 bar e da un cuscinetto reggispira tipo "Michel".

Un regolatore di velocità con un sistema di leverismi comandati oleodinamicamente ad una pressione di 15 bar, costituisce la regolazione principale della macchina.

Il sistema di lubrificazione comprende una cassa olio, due refrigeranti, tre pompe ad asse verticale ubicate sulla cassa olio ed una principale trascinata dal rotore e situata entro la cassa comando.

L'olio di regolazione lavora ad una pressione di 15 bar ed è fornito dalla pompa principale; l'olio di lubrificazione (pressione 1,7 bar) proviene dallo scarico di una turbinetta che aziona la pompa booster che alimenta (1,3 bar), con olio prelevato dalla cassa, la pompa principale. L'olio in uscita dalla turbinetta viene raffreddato dal refrigerante ad acqua di mare, quindi va a lubrificare i cuscinetti formando un unico circuito chiuso. La pompa ausiliaria è comandata da un pressostato tarato a 12,2 bar e provvede a mantenere l'olio in pressione se la macchina gira a una velocità inferiore a 2760 giri/min, non sufficiente alla pompa principale per fornire la pressione richiesta. Superata tale velocità la pressione della pompa principale prevale su quella ausiliaria. Quando la macchina è mossa dal viradore una pompa provvede a inviare olio ai cuscinetti. Un'ulteriore pompa a 220 V a corrente continua (Pompa Emergenza), interviene in caso di mancato funzionamento della precedente.

La pompa olio ausiliaria interviene per bassa pressione olio di regolazione a 12,2 bar.

La pompa olio viradore interviene per bassa pressione olio di regolazione a 8,8 bar.

La pompa olio emergenza interviene per bassa pressione olio di lubrificazione a 0,8 bar.

Tutte le sicurezze della turbina sono legate al flusso di olio di regolazione. Una riduzione di pressione di quest'ultimo determina la chiusura di tutte le valvole intercettatrici e parzializzatrici. Per tale ragione tutte le cause di blocco, sia intrinseche alla macchina che di interblocco, vanno al circuito di regolazione a mezzo del cosiddetto Vacuoscatto che, oltre ad assicurare l'allarme ed il blocco meccanico per basso vuoto, è provvisto di una elettrovalvola il cui solenoide, normalmente eccitato, prende alimentazione dalla logica di blocco.

Quando si genera una causa di blocco, il Vacuoscatto interrompe l'alimentazione dell'olio di regolazione alle valvole che vanno immediatamente in chiusura. Lo scatto per bassissima pressione al condensatore interviene automaticamente quando il vuoto al condensatore scende al di sotto di 540 mm/Hg.

Come sicurezza nei riguardi della sovravelocità, la turbina è provvista di uno Scatto di emergenza costituito da un anello eccentrico che per effetto della forza centrifuga, conseguente il raggiungimento della velocità di

intervento (3.330 giri/min pari al 111% della velocità nominale), agisce su una valvola a cassetto di scarico olio. Per proteggere la turbina dal ritorno di vapore in caso di blocco, o dal ritorno di acqua a seguito di rottura nei riscaldatori, su ogni spillamento esistono valvole di non ritorno con comando pneumatico. Queste intervengono contemporaneamente in caso di blocco turbina, mentre, in caso di altissimo livello dei riscaldatori ad alta pressione (AP), il sensore di livello (magnetrol) comanda la chiusura delle valvole motorizzate intercettazione del 1° e 2° spillamento nonché l'apertura del by-pass acqua di alimento.

La turbina è dotata di una serie di strumenti atti a controllare, in avviamento, in fermata e in esercizio normale, il buon funzionamento della stessa.

Molto importanti sono gli strumenti:

- Per seguire l'allungamento della cassa turbina;
- Per seguire la differenza di allungamento tra il rotore e la cassa turbina;
- Di controllo dell'apertura del "Full Arc";
- Per il controllo vibrazioni cuscinetti e eccentricità dell'asse;
- Per il controllo temperatura metallo nei vari punti della turbina;
- Per il controllo temperatura metallo cuscinetti.

La tenuta lungo l'asse della turbina è assicurata da manicotti a labirinto serviti da vapore proveniente dal collettore vapore manicotti, nel quale si mantiene, per mezzo di un regolatore, una pressione di circa 0,25 bar.

Il regolatore a sua volta viene servito da vapore proveniente dalla tubazione vapore SH2, tramite uno stacco a monte della valvola di emergenza di sinistra.

Un gruppo di due valvole chiamate telektron (una di ammissione vapore al collettore e una di scarico) permette la regolazione del vapore ai manicotti nel caso in cui il regolatore principale andasse fuori servizio.

Va ricordato che il sistema del vapore manicotti ha lo scopo di sottrarre il vapore di sfuggita delle turbine di alta e media pressione quando la macchina è in parallelo, e di evitare rientranze di aria in turbina di bassa pressione, sia in esercizio che durante le fasi di avviamento, quindi necessita evitare rientranze di aria nella turbina di bassa pressione per non correre il rischio di perdere il vuoto negli ambienti in depressione e compromettere la buona condotta della macchina.

Il vapore dei manicotti viene recuperato da un collettore che scarica nel condensatorino vapore manicotti.

I principali dispositivi di regolazione della turbina, inseriti nella cassa comando, sono il regolatore di velocità, il variagiri, i dispositivi di limitazione di carico e di pre-emergenza.

Il regolatore di velocità ha il compito di mantenere costante la velocità della macchina. E' di tipo centrifugo a masse rotanti e comanda lo spostamento di una valvola pilota rotante che si muove all'interno di una camicia mobile munita di luci di passaggio dell'olio di regolazione.

Lo spostamento della valvola rotante determina il movimento delle valvole parzializzatrici mantenendo costante la velocità di rotazione della turbina.

Un nuovo punto di lavoro si ottiene spostando la camicia mobile per mezzo del variagiri manovrato direttamente con il volantino o a distanza tramite motorino.

Si determina così un riposizionamento delle parzializzatrici e quindi una variazione della velocità della macchina se questa è libera, o una variazione della potenza attiva erogata se è in parallelo.

Il limitatore di carico è essenzialmente una valvola a cassetto comandata direttamente tramite motorino la cui funzione è di consentire o il libero afflusso dell'olio di regolazione o la sua limitazione bloccando l'apertura delle parzializzatrici.

In fase di avviamento da freddo, per evitare sollecitazioni termiche in camera ugelli e alla turbina, l'ammissione del vapore avviene con le parzializzatrici completamente aperte cioè ad arco totale (full-arc).

La laminazione del vapore avviene tramite una valvola di by-pass posta all'interno della valvola di emergenza SH di destra che consente la marcia a vuoto e carico fino ad un carico circa 15 MW.

La protezione della turbina è assicurata, oltre che da quattro valvole di emergenza (SH sinistra e destra e RH sinistra e destra), da due valvole di pre-emergenza RH, che hanno la funzione di limitare il flusso del vapore surriscaldato in caso di sovravelocità. Queste entrano in regolazione al 101% della velocità nominale e al 105% sono in completa chiusura.

Per consentire lo scarico rapido del vapore in turbina, in caso di blocco, esiste un'ulteriore valvola, denominata Blow-down, comandata dalla posizione del cilindro idraulico.

Le cause di blocco turbina sono le seguenti:

- Bassissima pressione olio (regolazione e lubrificazione);
- Eccessivo consumo cuscinetto reggispira;
- Sovravelocità;
- Altissimo livello corpo cilindrico;
- Bassissimo vuoto al condensatore;
- Altissima temperatura vapore cassa di bassa pressione;
- Azionamento pulsante di blocco per emergenza;

- Intervento relè di blocco alternatore;
- Intervento relè di blocco caldaia;
- Vibrazioni cuscini.

L'alternatore trifase, di costruzione ASGEN, è raffreddato mediante circolazione di idrogeno in circuito chiuso e presenta le caratteristiche riportate nella seguente Tabella.

Tabella 4 – Caratteristiche alternatore trifase ASGEN

Pressione idrogeno	-	2 bar	1 bar	0.035 bar
Potenza apparente	KVA	187.500	172.000	131.200
Corrente	A	7.228	6.645	5.050
Corrente di eccitazione	A	1.134	1.070	895
Tensione di eccitazione	V	399	377	365

$\cos \Phi = 0,8$ Giri/minuto = 3.000 Tensione = 1.5000 + / - 6 % V Potenza Nominale = 187.500 KVA

Il raffreddamento avviene mediante circolazione di idrogeno in circuito chiuso. Il sistema è costituito da due ventilatori calettati simmetricamente sull'asse. La refrigerazione è ottenuta forzando l'idrogeno oltre che nel traferro, anche attraverso appositi canali di ventilazione ricavati sia nel pacco statorico sia in quello rotorico.

La tenuta delle zone di attraversamento dell'albero è assicurata mediante anelli di tenuta ad olio alloggiati negli scudi dei cuscinetti e asserviti da un apposito circuito di olio in pressione con un sistema differenziale che ne garantisce la prevalenza sulla pressione idrogeno.

L'alternatore è provvisto di quattro refrigeranti sistemati sui quattro angoli della cassa statorica, e vengono attraversati da acqua demineralizzata, proveniente dal ciclo chiuso.

La misura delle temperature degli avvolgimenti, dei punti più caldi dello statore e dell'idrogeno è controllata mediante termoresistenze, le quali vengono registrate su apposito strumento.

I limiti di temperatura sono di 50°C per l'idrogeno e 90°C per gli avvolgimenti.

La potenza erogabile dalla macchina è quindi, soprattutto, in funzione di questi limiti.

Una pressione idrogeno adeguatamente alta, una bassa temperatura dell'acqua di raffreddamento ai refrigeranti, funzione a sua volta della temperatura dell'acqua di mare, sono indispensabili per il mantenimento della piena potenza.

La corrente di eccitazione viene inviata al rotore tramite anelli collettori su cui poggiano un certo numero di spazzole. Il collegamento tra gli anelli e gli avvolgimenti avviene per mezzo di sbarre di rame, isolate, che attraversano il foro centrale dell'albero.

L'avvolgimento rotorico della macchina riceve corrente continua (corrente d'eccitazione) in modo da creare il flusso magnetico necessario a produrre corrente indotta nell'avvolgimento statorico per la produzione dell'energia elettrica.

L'olio minerale di lubrificazione è contenuto nelle casse servizio da 15.000 litri circa 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

Ingresso:

- Vapore;

Uscita:

- Energia elettrica;
- Vapore esausto;
- Vapore ceduto allo stabilimento ILVA in funzione delle loro richieste alla pressione di 20 bar.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 8. Con riferimento alla Fase 8 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 8

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 ad ILVA	t	4.699	0

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	3.215.028	3.693.600
				Energia termica vapore esausto	MWht	n.d.	n.d.
				Energia termica vapore ceduto ad ILVA	MWht	3.961	0

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

La Fase 8: Turbine a vapore – Alternatore, funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione che corrisponde a circa 23 giorni all'anno per monoblocco. Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto di faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 5.

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 sovratemperature con impianto antincendio automatico fisso ad acqua frazionata con scatto attivato da elementi termosensibili.

2.1.4. Fase 9: Condensatori ad acqua di mare

Modalità di funzionamento

I condensatori sono del tipo ad acqua. In particolare viene utilizzata acqua di mare, prelevata da un canale attraverso una stazione di pompaggio posta all'interno dello stabilimento siderurgico.

Flussi di materia ed energia associati

Parte dell'acqua di mare fornita dalle condutture di ILVA viene utilizzata per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari. L'acqua di mare in uscita dai condensatori/scambiatori viene successivamente utilizzata dallo stabilimento ILVA per usi di processo.

Ingresso:

- Vapore esausto;
- Acqua di mare;

Uscita:

- Condensa;
- Acqua di mare;

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 9. Con riferimento alla Fase 9 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 6 – Flussi di materia ed energia della Fase 9

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	m ³	n.d.	n.d.
Acqua di mare	m ³	604.328.000	623.861.681	Acqua di mare	m ³	604.328.000	623.861.681

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	4.918.958 (*)	5.077.944 (*)

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

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

Come meglio illustrato nell'Allegato D.7 "Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua e confronto con SQA per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione" parte dell'acqua di mare fornita dalle condutture di ILVA viene utilizzata per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari.

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.

2.1.5. Ausiliari

Trasformatori e linee elettriche

Modalità di funzionamento

In ogni monoblocco della Centrale CET 2 sono presenti:

- Un alternatore da 187,5 MVA a 15 KV;
- Un trasformatore elevatore 15/66 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 e si sviluppa su quattro piani fuori terra.

Al quarto piano è ubicata la cabina elettrica a 66 KV, munita di isolatori, interruttori ad aria compressa, trasformatori, scaricatori di sovratensione, pannelli di comando locale.

Al terzo 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, l'impianto di condizionamento, 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 luce generale 380/220 V e ai due gruppi elettrogeni di emergenza che garantiscono la produzione di energia elettrica in caso di black-out generale.

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 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 7 – Trasformatori in cui è presente olio minerale dielettrico, esente da PCB

SIGLA TRASFORMATORE			CONTENUTO OLIO / UBICAZIONE	
T1	190 MVA	15/66 kV	22000 Kg	esterno all'edificio
T1G	33 MVA	66/10 kV	13000 Kg	esterno all'edificio
T1S	33 MVA	66/10 kV	13000 Kg	esterno all'edificio proprietà ILVA
T2	190 MVA	15/66 kV	20000 Kg	esterno all'edificio

SIGLA TRASFORMATORE			CONTENUTO OLIO / UBICAZIONE	
T2G	33 MVA	66/10 kV	13000 Kg	esterno all'edificio
T2S	33 MVA	66/10 kV	13000 Kg	esterno all'edificio proprietà ILVA
T3	190 MVA	15/66 kV	22000 Kg	esterno all'edificio
T3G	33 MVA	66/10 kV	13000 Kg	esterno all'edificio
T3S	33 MVA	66/10 kV	13000 Kg	esterno all'edificio proprietà ILVA
T7S	33 MVA	66/10 kV	13000 Kg	esterno all'edificio proprietà ILVA
T8S	33 MVA	66/10 kV	13000 Kg	esterno all'edificio proprietà ILVA

Sistemi di regolazione e controllo

Tutti i trasformatori sono protetti contro i corto circuiti e le sovratemperature e sono protetti con impianto antincendio automatico fisso a diluvio con scatto attivato da elementi termosensibili installati su un circuito ad anello tenuto in pressione dall'impianto antincendio della CET 3. Nel caso di intervento viene allertata la sala controllo con un allarme ottico e acustico.

Generatori di emergenza (Impianto Tecnicamente Connesso)

La Centrale CET 2 è supportata dalla presenza di due gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria della potenza di 700 kW ed alimentati a gasolio. Il serbatoio di servizio e deposito del gasolio è ubicato fuori terra ed ha una capacità di 1.000 litri per gruppo. 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 apposito locale con accesso esclusivamente dall'esterno, al piano terra dell'edificio di controllo CET 2.

3. Descrizione della Centrale CET3

La Centrale CET 3, ha una potenza elettrica complessiva di circa 564 MW.

La Centrale CET 3 è di tipo a Ciclo combinato in assetto cogenerativo ed è composto da un sistema di trattamento e miscelazione dei gas siderurgici, da impianti ausiliari tra cui quello per il trattamento acque reflue e da tre unità identiche, denominate “moduli di produzione”, che producono energia elettrica e vapore utilizzando come combustibili i gas siderurgici integrati con gas naturale sino al raggiungimento del valore di potere calorifico necessario alla marcia della turbina a gas.

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 dei gas naturali e dei gas siderurgici. 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 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, meccanica (per il compressore gas siderurgici) 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 CET 3 a ciclo combinato cogenerativo utilizza quindi l'energia termica dei gas siderurgici e del gas naturale (combustibili in ingresso) per la produzione di energia elettrica e vapore utilizzando due cicli termici a cascata e in energia meccanica per compressore dei gas siderurgici.

Ogni unità che compone la Centrale CET 3 è costituita da un sistema di compressione dei gas siderurgici, tre refrigeranti ad acqua di mare a ciclo chiuso e per il raffreddamento del compressore, 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).

La potenza elettrica netta complessiva dell'impianto è di circa 520 MWe con una contemporanea produzione di vapore di processo per lo stabilimento pari a 140 t/h alla pressione di 20 bar.

L'acqua demineralizzata di reintegro del generatore di vapore a recupero proviene dalla rete dello stabilimento siderurgico.

Per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari viene utilizzata acqua di mare, fornita dallo stabilimento siderurgico, che proviene dal Mar Piccolo di Taranto.

L'acqua di mare in uscita dai condensatori/scambiatori viene utilizzata dallo stabilimento ILVA per successivi usi di processo.

L'energia elettrica prodotta dall'impianto CET 3 è immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale alla tensione di 220 kV. La Centrale CET 3 fornisce vapore allo stabilimento siderurgico a 2,0 MP. La supervisione e la gestione della centrale è realizzata in una sala controllo presidiata con continuità.

Con riferimento alla planimetria generale si osserva quanto segue:

- La centrale di cogenerazione CET 3 è disposta all'interno di un settore circolare delimitato ad est, ovest e sud dal pipe-rack dei gas siderurgici; a nord è delimitata dalla strada che la separa da CET 2;
- Nella zona in alto a sinistra (lato ovest) si trova l'impianto di trattamento delle acque reflue. Sul lato est si incontra l'edificio ausiliario con pompe antincendio, compressori aria, diesel d'emergenza e la sala controllo. Frontalmente rispetto a CET 2 è disposta la sala macchine turbine a vapore dove, a nord della stessa, si trovano i trasformatori principali e la sottostazione a 220 KV ed infine la sottostazione a 66 KV;
- Nella zona centrale dell'area, sempre proseguendo da ovest ad est, sono ubicati i tre Gruppi Turbogas-Caldaia a Recupero TG 1, TG 2 e TG 3 così composti:
 - Turbogas-alternatore-compressore gas siderurgici;
 - Sistema di refrigerazione interfase dei gas siderurgici ubicato a fianco del treno di compressione gas siderurgici;
 - Caldaia a recupero disposta perpendicolarmente al turbogas;
 - Edificio pompe di alimento alta e bassa pressione caldaia e sistema di controllo turbina a gas;
 - Soffianti per i gas siderurgici della postcombustione caldaia adiacenti alla caldaia;
 - Torcia calda, posta a fianco del sistema di refrigerazione interfase.

- Nella parte sud dell'area, verso l'altoforno n. 5, è ubicato il sistema di trattamento e filtrazione dei gas siderurgici composto dai tre elettrofiltri finali per la miscela di gas siderurgici, AFO, COKE ed LDG disposti in corrispondenza dei tre sistemi di refrigerazione interfase e, a sud di essi, dai sistemi di filtraggio comuni:
 - Filtri decatramatori per gas coke;
 - Soffianti per gas coke;
 - Elettrofiltri separatori per gas LDG.

Infine, sempre a sud, lato destro (est) si trovano le torri evaporative ad acqua di mare, per il raffreddamento dei refrigeranti interfase dei compressori centrifughi, dell'olio di lubrificazione, ed i relativi gruppi di pompaggio.

3.1. 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 1: Alimentazione e Trattamento Gas Siderurgici e alimentazione Gas Naturale;
- Fase 2: Turbina a Gas, compressore centrifugo e Turboalternatore;
- Fase 3: Generatore di Vapore a Recupero GVR;
- Fase 4: Turbina a Vapore - Alternatore;
- Fase 5: Condensatore ad acqua di mare;
- Fase 6: Trattamento Acque Reflue.

3.1.1. Fase 1: Alimentazione e Trattamento Gas Siderurgici e alimentazione Gas Naturale

Analogamente a quanto descritto per le centrale CET 2, i Gas AFO, COKE, LDG, sono trasferiti alla centrale attraverso gasdotti provenienti dalle reti ILVA. Il Gas Naturale viene invece prelevato direttamente dalla rete di distribuzione nazionale tramite proprio gasdotto. Non è infine previsto alcun utilizzo di olio combustibile, a differenza dell'impianto CET2.

Modalità di funzionamento

I gas siderurgici che pervengono all'impianto CET 3, 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 le turbine.

Il sistema, comune ai tre moduli, è costituito da:

- Elettrofiltri depolveratori sulla linea del gas LDG (2 filtri dimensionati ciascuno per il 100% della portata);
- Elettrofiltri decatramatori sulla linea del gas COKE (3 filtri dimensionati ciascuno per il 50% della portata); il gas coke viene successivamente elevato in pressione a mezzo soffianti onde consentire la miscelazione con i restanti gas;
- Elettrofiltri depolveratori ad umido sulla miscela AFO-COKE-LDG in ingresso al turbogas.

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

In linea di principio la Fase Alimentazione e Trattamento Gas Siderurgici e alimentazione Gas Naturale funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno.

Flussi di materia ed energia associati

- Gas AFO;
- Gas COKE;
- Gas LDG;
- Acque reflue di processo.

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 8 – 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 ³	4.179.523	4.440.960	gas AFO	kNm ³	4.179.523	4.440.960
gas Coke	kNm ³	216.492	393.480	gas Coke	kNm ³	216.492	393.480
gas LDG	kNm ³	166.632	255.600	gas LDG	kNm ³	166.632	255.600
gas naturale	kSm ³	507.289	445.430	gas metano	kSm ³	507.289	445.430
Antifouling	t	12,97	13,31	Acque reflue di processo	m ³	875.124	897.877

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
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

Tipologia di sostanze inquinanti

Le linee di trattamento sono dedicate alla purificazione dei gas siderurgici, in particolare da polveri e catrame (gas coke).

Sistemi di regolazione e controllo

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 le turbine e, al tempo stesso, si riduce l'impatto in atmosfera dovuto alla loro combustione.

La miscela depurata di gas AFO, LDG e gas coke viene quindi inviata al sistema di compressione in tre stadi che la porta alla pressione di circa 2,0 MPa prima della miscelazione con il gas naturale. La miscela dei quattro gas viene quindi immessa nella camera di combustione della turbina a gas. I gas di scarico del turbogas confluiscono nel 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 lo stabilimento siderurgico.

3.1.2. Fase 2: Turbina a Gas, compressore centrifugo e Turboalternatore

Modalità di funzionamento

La miscela depurata di gas AFO, LDG e gas coke viene quindi inviata al **sistema di compressione** in tre stadi che la porta alla pressione di circa 2,0 MPa necessaria a consentire l'immissione nella camera di combustione della turbina a gas dopo l'ulteriore miscelazione con il gas naturale.

Il sistema è costituito da tre stadi di compressione dotati di refrigerazione intermedia a ciclo chiuso, tramite torri evaporative di raffreddamento ad acqua di mare. Inoltre le torri refrigerano altre utenze, tra le quali:

- Olio Turbina a Gas;
- Olio Turbina a Vapore;
- Olio compressore Gas.

La miscela dei quattro gas viene quindi immessa nella camera di combustione della **turbina a gas**.

Il modello MS9001 della turbina a gas è costruito su licenza G.E., modificato a livello di sistema di combustione, onde consentire la marcia con miscela di gas siderurgici con apporto di gas naturale per il raggiungimento di un sufficiente potere calorifico complessivo e consentire la combustione.

Le turbine a gas sono dotate di un impianto di iniezione di vapore nella camera di combustione per limitare la formazione di NOx 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 combustione a temperatura inferiore che ha anche l'effetto di ridurre la formazione di NOx. In queste condizioni di marcia l'iniezione di vapore non è tecnicamente adottabile perché potrebbe causare lo spegnimento della fiamma.

La potenza meccanica generata dalla turbina è pari a circa 140 MW di cui 27 vengono assorbiti dal treno dei compressori centrifughi.

La turbina è accoppiata ad un generatore elettrico a due poli con tensione nominale di 15 KV, potenza nominale 129 MVA.

I gas di scarico della turbina a gas vengono inviati alla caldaia ad una temperatura di circa 540°C. **Sulla linea di caldaia è presente il camino di by-pass fumi che consente di operare anche in caso di fuori servizio del generatore di vapore. Tale marcia non viene utilizzata al di fuori dei periodi di avviamento (transitori).**

Per quanto riguarda le emissioni di NOx, le prestazioni garantite dal costruttore, per la sola Turbina a gas, sono determinate sulla base di tre diverse combinazioni di gas sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 9 – Emissioni NOx garantite: composizioni mix combustibili di progetto

Combinazione gas (*)	Ore anno	Gas Siderurgici		Gas Naturale
		Gcal/h	PCI miscela gas siderurgici	Gcal/h
A	7.514	734	1.300 Kcal/Nm3	265
B	40	908	1.575 Kcal/Nm3	21,6
C	1.206	696	1.299 Kcal/Nm3	306

(*) Le diverse combinazioni rappresentano diverse combinazioni di mix combustibile di processo siderurgico composte dai gas AFO, LDG e COKE previste a progetto.

I quantitativi sopra indicati sono da intendersi come ugualmente suddivisi per ciascun Turbogas.

Le emissioni di NOx (espressi come NO₂) garantite sono nell'eventualità di marcia della Turbina a Gas con solo Gas Naturale, il rispetto dei limiti emissivi (**NOx < 90 mg/Nm3**) è garantito mediante l'iniezione nei

bruciatori di circa 35 t/h di vapore, con lo scopo di abbassare la temperatura di fiamma. Tale assetto di marcia è previsto solo sui Moduli 1 e 2 di CET3.

Flussi di materia ed energia associati

Ingresso:

- Gas AFO;
- Gas COKE;
- Gas LDG;
- Gas Naturale;

Uscita:

- Energia Elettrica;
- Condense gas inviate all'impianto trattamento acque reflue (Fase 6);
- Fumi ad Elevata Temperatura.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 2. Con riferimento alla Fase 2 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 2

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
gas AFO	kNm ³	3.372.858	3.288.474	Fumi di combustione	KNm ³	n.d.	n.d.
gas Coke	kNm ³	216.492	112.320	CO	t	n.d.	n.d.
gas LDG	kNm ³	166.632	465.840	NOx	t	n.d.	n.d.
gas naturale	kSm ³	501.238	442.039	SO2	t	n.d.	n.d.
Acqua di mare alla torre di raffreddamento	m ³	5.838.321	5.990.117	Polveri	t	n.d.	n.d.
Anticorrosivo torri	t	22,10	22,7	CO2	Kt	n.d.	n.d.
Ipoclorito di sodio al 14-15%	t	52,8	54,2	Acque reflue di processo	m ³	280.320	280.320
				Scarico torre di raffreddamento	m ³	3.504.000	3.595.104
				Evaporato	m ³	2.334.321	2.395.031

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Energia di combustione	MWht	7.124.116	7.154.182	Fumi ad elevata temperatura	MWht	n.d.	n.d.
				Energia Elettrica	MWhe	2.662.947	2.813.682

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

In linea di principio Fase 2 Turbina a Gas, compressore centrifugo e Turboalternatore funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione che corrisponde ad almeno 10 giorni all'anno per Modulo.

Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto di faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 5.

Tipologia di sostanze inquinanti

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

- Ossidi di azoto (NOx);
- Monossido di carbonio (CO);
- Anidride carbonica (CO₂);
- Ossidi di zolfo (SO₂);
- Polveri.

Le emissioni in atmosfera, ad esclusione della CO₂ che viene calcolata con apposite procedure come da 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, e tramite sistemi di monitoraggio ABB.

Sistemi di regolazione e controllo

I turbogas sono protetti con:

- Valvole di blocco automatiche installate su ogni tubazione di alimentazione dei combustibili (AFO, COKE, LDG, Gas Naturale);
- Nella zona turbogas è presente un sistema di rilevazione di ossido di carbonio e CH₄ per ogni modulo; in caso di necessità viene allertata la Sala Controllo con un allarme ottico e acustico con evidenziazione della zona interessata;
- Impianto di iniezione di vapore nella camera di combustione per limitare la formazione di NO_x nel caso di marcia con solo gas naturale.

3.1.3. Fase 3: Generatori di Vapore a Recupero GVR

Modalità di funzionamento

La caldaia è del tipo orizzontale, produce vapore su tre livelli di pressione (94, 24 e 2,6 bar) di cui il terzo livello serve a produrre vapore di degasaggio.

Una parte del Gas LDG trattato dagli elettrofiltri e del Gas AFO prelevato direttamente dal collettore in ingresso in centrale viene inviata alla postcombustione della caldaia a recupero.

Il sistema di bruciatori di caldaia consente di utilizzare Gas AFO, LDG o una miscela dei due. La stabilità della fiamma è assicurata da bruciatori piloti a Gas Naturale.

Flussi di materia ed energia associati

Ingresso

- Fumi ad elevata temperatura;
- Acqua Demineralizzata;
- Chemicals;
- Gas AFO (postcombustore);
- Gas LDG (postcombustore);
- Gas Naturale (postcombustore);

Uscita

- Vapore;
- Fumi esausti.

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

Tabella 11 – Flussi di materia ed energia della Fase 3

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Fumi di combustione	KNm³	n.d.	n.d.	Fumi al camino (*)	KNm³	45.111.941 (**)	34.149.820 (***)
gas AFO (postcombustore)	kNm³	806.665	968.000	Vapore	t	n.d.	n.d.
gas LDG (postcombustore)	kNm³	0	0	CO	t	599,80	648,85
gas naturale (postcombustore)	kSm³	6.051	5.000	NOx	t	2.058,50	2.823,73
Acqua DEMI	m³	1.343.000	1.378.542	SO ₂	t	1.269,90	2.181,48
NOx	t	n.d.	n.d.	Polveri	t	71,50	129,77
CO	t	n.d.	n.d.	CO ₂	Kt	5.311,02	5.611,73
CO ₂	Kt	n.d.	n.d.	Acque reflue di processo	m³	23.240	23.800
SO ₂	t	n.d.	n.d.				
polveri	t	n.d.	n.d.				
Fosfato trisodico	t	0,61	0,63				
Deossigenante elimincox	t	10,62	10,90				
Acido cloridrico 30%	t	n.d.	n.d.				

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

(**) 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 29.323.000 kNm³

(***) Dato riferito ai fumi tal quali calcolati con valore di ossigeno reale dei fumi riportato nelle Tabelle 17, 18 e 19

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Fumi ad elevata temperatura	MWht	n.d.	n.d.	Energia Termica Vapore	MWht	n.d.	n.d.
Energia termica di postcombustione	MWht	857.309	1.005.500				

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

In linea di principio la Fase 3: Generatori 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 10 giorni all'anno per Modulo.

Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto di faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 5.

Tipologia di sostanze inquinanti

I medesimi inquinanti in uscita dalla Fase 2, ovvero:

- Ossidi di azoto (NOx);
- Monossido di carbonio (CO);
- Anidride carbonica (CO₂);
- Ossidi di zolfo (SO₂);
- Polveri.

Sistemi di regolazione e controllo

Le caldaie sono protette con Valvole di blocco automatiche installate su ogni tubazione di alimentazione dei combustibili (AFO, LDG).

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

3.1.4. Fase 4: Turbina a Vapore - Alternatore

Modalità di funzionamento

La turbina a vapore è del tipo ad azione, con corpo combinato di AP-MP e corpo di BP con scarico verticale al condensatore del vapore prodotto.

Le caratteristiche nominali del vapore all'ammissione sono:

- Pressione 94 bar;
- Temperatura 538 °C;
- Portata 47,6 kg/s.

La potenza sviluppata in condizioni nominali (con spillamento di 46,5 t/h di vapore allo stabilimento) è di circa 70 Mwe; in caso di assenza di produzione di vapore la potenza prodotta arriva a circa 80 Mwe.

Il vapore scaricato dalla turbina viene inviato al condensatore raffreddato ad acqua di mare in ciclo aperto: il condensato, tramite le pompe di estrazione, viene successivamente inviato al corpo cilindrico di bassa pressione.

La turbina a vapore, ruotante a 3.000 giri/min, è accoppiata ad un generatore elettrico a due poli con tensione nominale di 15 KV, potenza nominale 106 MVA.

Flussi di materia ed energia associati

Ingresso:

- Vapore;

Uscita:

- Vapore esausto al condensatore;
- Energia elettrica.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 4. Con riferimento alla Fase 4 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 4

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 ceduto ad ILVA	t	1.120.401	1.050.000
Arbocel BWW 40	t	0,6	0,62	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	1.642.451	1.652.118
				Energia Termica Vapore ceduto ad ILVA	MWht	964.066	903.488
				Energia Termica Vapore Esausto	MWht	n.d.	n.d.

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

In linea di principio la Fase 4: 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 corrisponde ad almeno 10 giorni all'anno per Modulo.

Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto di faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 5.

Sistemi di regolazione e controllo

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

3.1.5. Fase 5: Condensatore ad acqua di mare

Modalità di funzionamento

I condensatori sono del tipo ad acqua. In particolare viene utilizzata acqua di mare, prelevata da un canale attraverso una stazione di pompaggio posta all'interno dello stabilimento siderurgico.

Flussi di materia ed energia associati

Ingresso:

- Vapore esausto;
- Acqua di mare;

Uscita:

- Condensa vapore;
- Acqua di mare.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 5. Con riferimento alla Fase 5

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 5

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	m3	380.703.679	413.009.883	Acqua di mare	m3	380.703.679	413.009.883

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	3.541.430 (*)	3.841.952 (*)

Rifiuti prodotti			
	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

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

Come meglio illustrato nell'Allegato D.7 "Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua e confronto con SQA per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione" parte dell'acqua di mare fornita dalle condutture di ILVA viene utilizzata per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari.

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.

3.1.6. Fase 6: Trattamento acque di Processo

Modalità di funzionamento

L'impianto di trattamento delle acque reflue ha lo scopo di abbattere il carico inquinante contenuto nelle varie acque prodotte dalla centrale.

Tali acque provengono principalmente dal sistema di trattamento dei gas (acque di lavaggio degli elettrofiltri LDG e finali, e del decatramatore), dai separatori di condensato che si trovano tra le fasi di compressione, dalle linee e guardie idrauliche e dai diversi spurghi.

L' impianto è diviso in tre fasi di trattamento, in funzione del tipo e della quantità di inquinanti contenuti nelle acque da trattare:

1° Fase: Pretrattamento delle acque provenienti dalle condense dei compressori, dalle condense di linea e delle guardie idrauliche per separare il catrame, la naftalina e gli idrocarburi leggeri;

2° Fase: Trattamento chimico-fisico delle acque provenienti dal pretrattamento e dai lavaggi e di quelle provenienti dal ciclo termico per abbattere le specie chimiche indesiderate, in particolare idrogeno solforato ed acido cianidrico, mediante:

- Equalizzazione (con cloruro ferrico e soda);
- Neutralizzazione (con soda);
- Flocculazione (con polielettrolita anionico);
- Decantazione + ispessimento fanghi + disidratazione fanghi;
- Ossidazione (con acqua ossigenata).

3° Fase: Trattamento fisico delle acque eccedenti l'utilizzo interno per abbattere le specie chimiche non eliminate dal trattamento chimico, in particolare ammoniacca, gas incondensabili ed idrocarburi, mediante:

- Chiarificazione con filtri a sabbia;
- Strippaggio con vapore + incenerimento in torcia dei gas;
- Filtrazione a carboni attivi.

Per ulteriori informazioni si rimanda all'allegato B.27 del documento "Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale".

Flussi di materia ed energia associati

Ingresso:

- Acque reflue di processo;
- *Chemicals* (cloruro ferrico, soda, polielettrolita anionico, acqua ossigenata);
- Vapore;
- Aria Compressa;

Uscita:

- Rifiuti prodotti (catrame, fanghi, carboni attivi esausti);

- Acqua depurata (a scarico o riutilizzo)

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 6. Con riferimento alla Fase 6 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 14 – Flussi di materia ed energia della Fase 6

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Acque reflue di processo	m3	1.149.724	1.196.764	Acqua trattata	m3	1.149.724	1.196.764
Vapore	t	n.d.	n.d.				
Aria compressa	n.d.	n.d.	n.d.				
Ipcolorito di sodio al 14-15%	t	52,80	54,20				
Acqua ossigenata	t	180,10	184,90				
Cloruro ferrino	t	75,60	77,60				
Polielettrolita anionico	t	1,00	1,00				
Polielettrolita cationico	t	0,60	0,60				
Disperdente / Antincrostante colonna strippaggio	t	6,90	7,10				
Soda caustica	t	121,90	121,90				
Carboni Attivi	n.d.	n.d.	n.d.				
Antischiuma	t	0,10	0,10				
Poliammina	t	0,45	0,50				

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Consumi elettrici	KW	n.d	n.d.	-	-	-	-

Rifiuti prodotti			
	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Rifiuti prodotti dalla depurazione dei fumi diversi (10.01.19)	t	163,96	163,96

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

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

3.1.7. Ausiliari

I sistemi ausiliari, comuni ai tre Moduli, sono costituiti essenzialmente da:

- Sistema di automazione e controllo di tipo distribuito a microprocessori (DCS).
- Due sottostazioni elettriche di cui una a 220 KV per l'interconnessione con la rete nazionale ed una a 66 KV per la connessione con la rete elettrica di stabilimento;
- Sistemi distribuzione acqua mare, acqua industriale, acqua demi ed altri fluidi ausiliari;
- Sistema antincendio;
- Sistema raffreddamento a ciclo chiuso;
- Sistema raffreddamento su torri evaporative ad acqua di mare;

Generatori di emergenza (Impianto Tecnicamente Connesso)

La Centrale CET3 è supportata dalla presenza di un gruppo per la produzione di energia elettrica sussidiaria, alimentati a gasolio. Il motore del 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. Il gruppo elettrogeno sono entrambi installati in apposito locale con accesso esclusivamente dall'esterno, al piano terra dell'edificio di controllo CET3.

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

4.1. Emissioni in atmosfera

4.1.1. 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 da impianti siderurgici dello stabilimento ILVA:

- Gas COKE proveniente dal reparto COKERia;
- Gas AFO proveniente dai reparti alto forno;
- Gas LDG proveniente dai reparti acciaieria;

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 4.500 kcal/Nm³;
- Gas AFO: PCI 850 kcal/Nm³;
- Gas LDG: PCI 1.900 kcal/Nm³;

IMPIANTO CET2

La Centrale CET2 si compone di tre unità Monoblocco convenzionali, ognuno dotata di un proprio camino in cui vengono convogliati i fumi provenienti dalla caldaia.

A partire dall'avvio della centrale sono sempre stati utilizzati i combustibili sopra indicati, a meno del gas LDG che è stato introdotto a partire dal 1980.

Nel periodo 1999-2001 è stato realizzato un importante intervento di adeguamento per ridurre le emissioni inquinanti, che ha comportato l'installazione, in ogni caldaia, di bruciatori di nuova concezione a bassa produzione di NO_x che permettono inoltre l'utilizzo di Gas Naturale in sostituzione quasi totale dell'olio combustibile.

Le emissioni in atmosfera, ad esclusione della CO₂ che viene calcolata con apposite procedure come da 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, e tramite sistemi di monitoraggio FREELANCE.

IMPIANTO CET3

Le emissioni in atmosfera prodotte dalla Centrale CET3 hanno origine dalla combustione di gas prodotti da processi siderurgici (COKE, AFO, LDG) e di Gas Naturale nei tre turbogas; i gas AFO, LDG e Gas Naturale (per alimentazione fiamme pilota) possono essere utilizzati anche nei tre bruciatori di post-combustione di cui sono dotati i generatori di vapore a recupero.

I Gas che pervengono alla Centrale CET3 (AFO, COKE, LDG) dagli impianti siderurgici, prima della loro immissione in turbina, passano attraverso un impianto di trattamento dei gas al fine di rendere le caratteristiche del gas conforme ai limiti di accettabilità del sistema di combustione delle turbine stesse per evitare danneggiamenti.

Le emissioni prodotte dalla Centrale CET3 vengono convogliate in atmosfera attraverso tre camini.

I moduli sono dotati di un impianto di iniezione di vapore nella camera di combustione dei Turbogas per limitare la formazione di NOx 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 NOx. 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) e Gas LDG (gas d'acciaieria, proveniente dai convertitori LD da acciaieria), 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 ILVA.

Di seguito si riportano, in forma grafica e tabellare, per ogni gas la composizione media nei componenti principali e il corrispondente PCI, misurato nell'anno 2005.

Tabella 15 – Composizione chimica Gas AFO e Gas LDG (anno 2005)

Parametro	GAS AFO		GAS LDG	
	% media	± dev st	% media	± dev st
N₂	47,85	1,21	64,35	4,36
CO	25,44	1,02	18,86	2,80
CO₂	21,91	0,67	14,64	2,51
H₂	4,05	0,42	1,47	0,80
O₂	0,74	0,11	0,68	0,13
PCI (kcal/Nm ³)	871,87	30,56	1983,9	131,14

Tabella 16 – Composizione chimica Gas COKE (anno 2005)

Gas COKE	% media	± dev st
H₂	62,39	1,99
CH₄	24,89	1,94
CO	5,65	0,59
N₂	2,59	0,61
C₂H₄	1,80	0,13
CO₂	1,22	0,13
C₆H₆	0,67	0,06
C₂H₆	0,40	0,05
O₂	0,19	0,08
C₂H₂	0,11	0,03
C₃H₆	0,04	0,01
NC₄H₁₀	0,03	0,19
C₃H₈	0,00	0,00
IC₄H₁₀	0,00	0,00
PCI (kcal/Nm³)	4481,1	111,6

Come si evince dai grafici di seguito riportati (grafici riportanti sull'asse temporale di un anno i dati storici, riferiti al 2005, delle analisi che quotidianamente vengono condotte, mediante gascromatografo, sui Gas siderurgici provenienti da ILVA ed impiegati nel ciclo produttivo di Edison), i gas provenienti dallo stabilimento ILVA non hanno una composizione costante a causa della variabilità delle condizioni di processo siderurgico da cui sono originati.

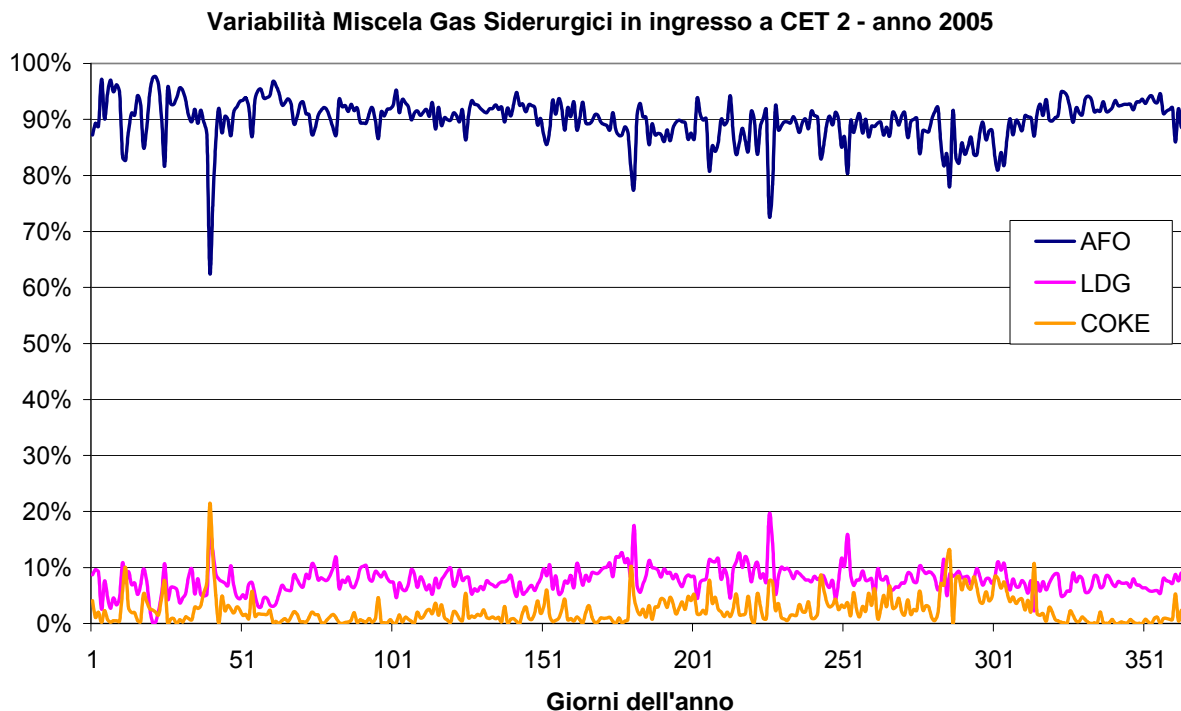


Figura 2 – Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET2 – anno 2005

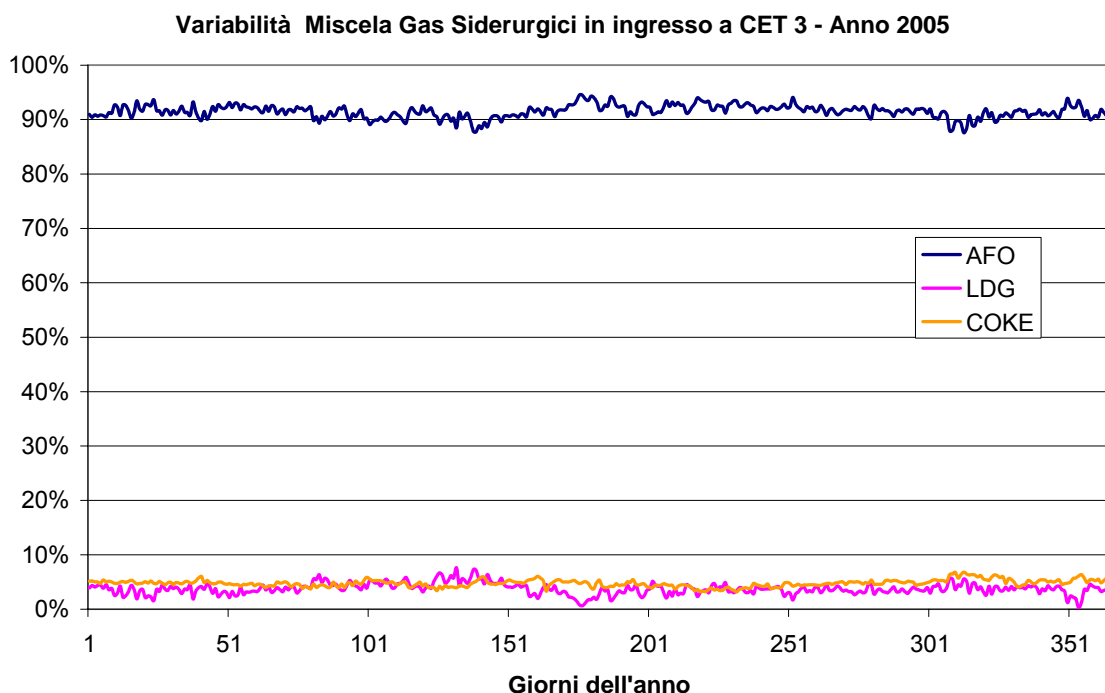


Figura 3 – Variabilità miscela Gas Siderurgici in ingresso in CET3 – anno 2005

Variabilità PCI Gas Siderurgici - Anno 2005

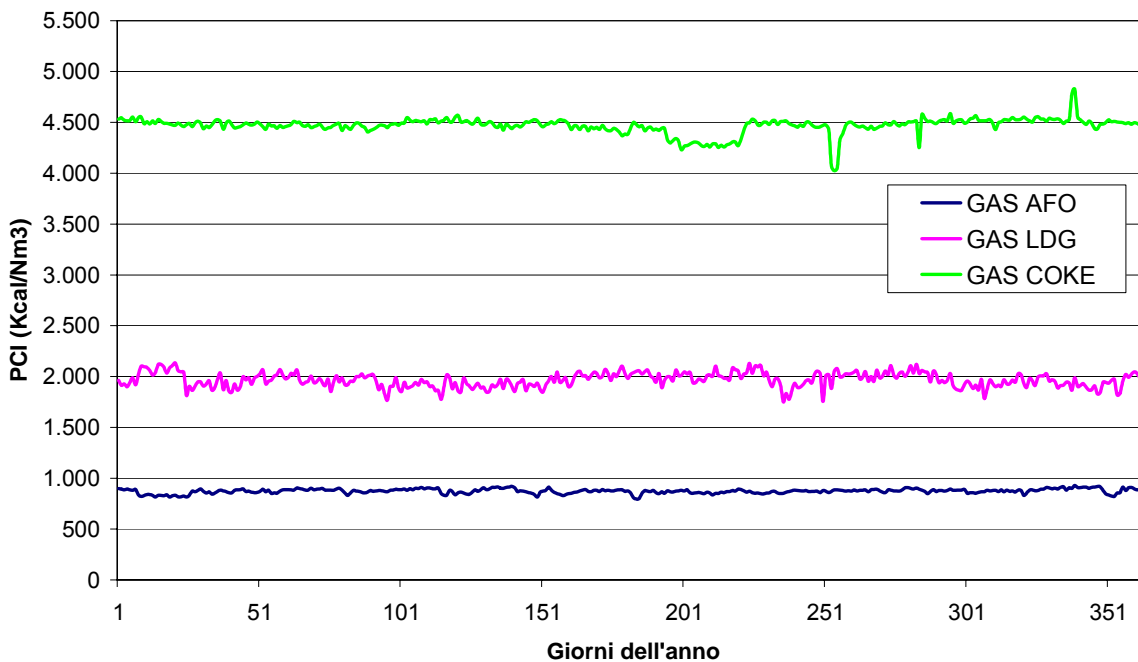


Figura 4 – Variabilità PCI Gas Siderurgici in ingresso – anno 2005

Variabilità composizione chimica gas AFO

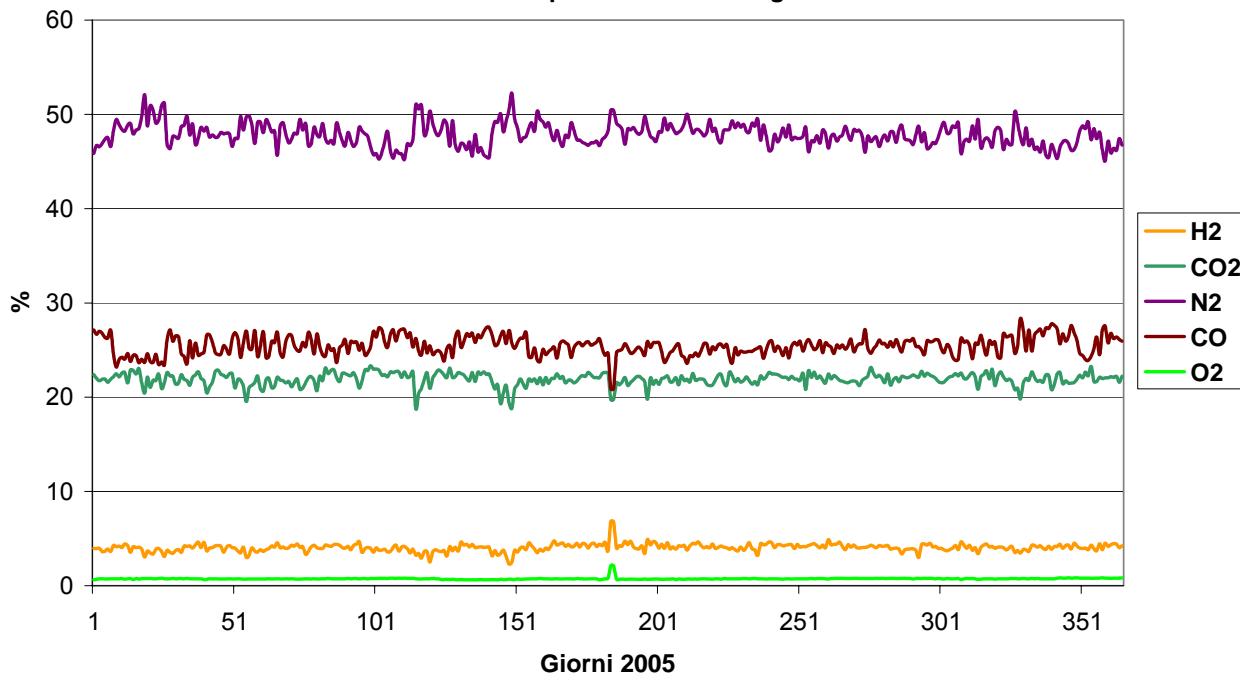


Figura 5 – Variabilità composizione chimica Gas AFO – anno 2005

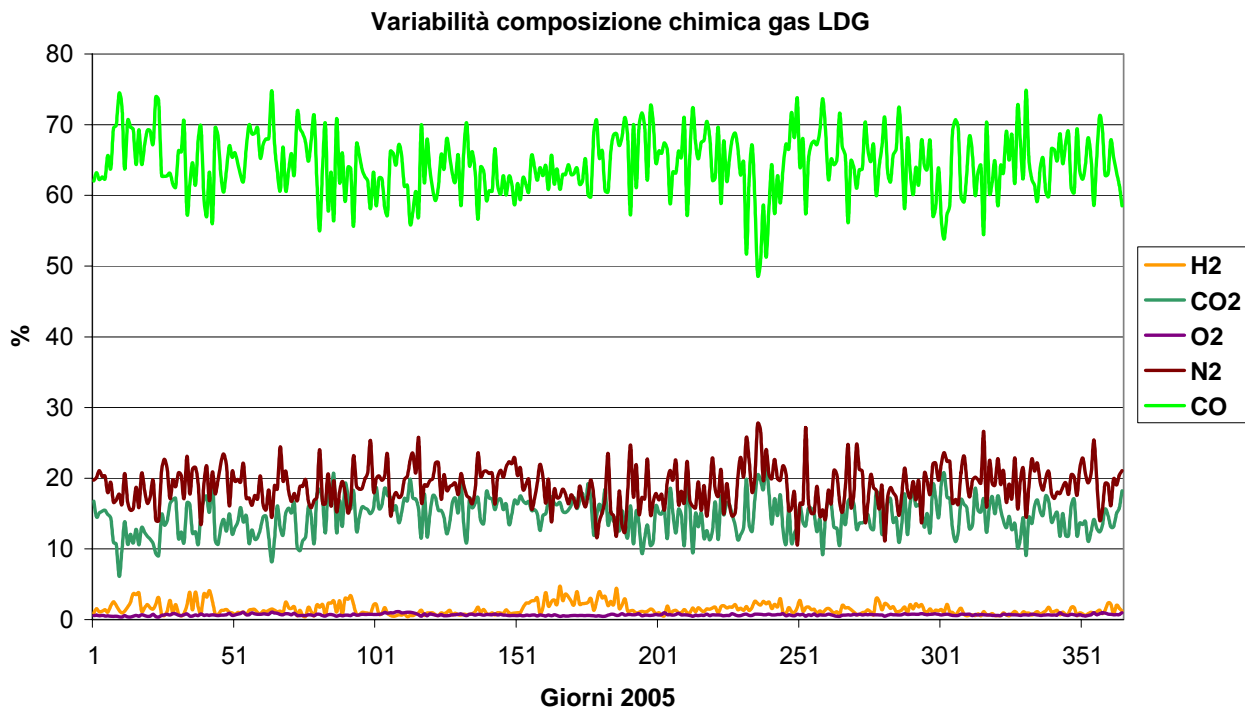


Figura 6 – Variabilità composizione chimica Gas LDG – anno 2005

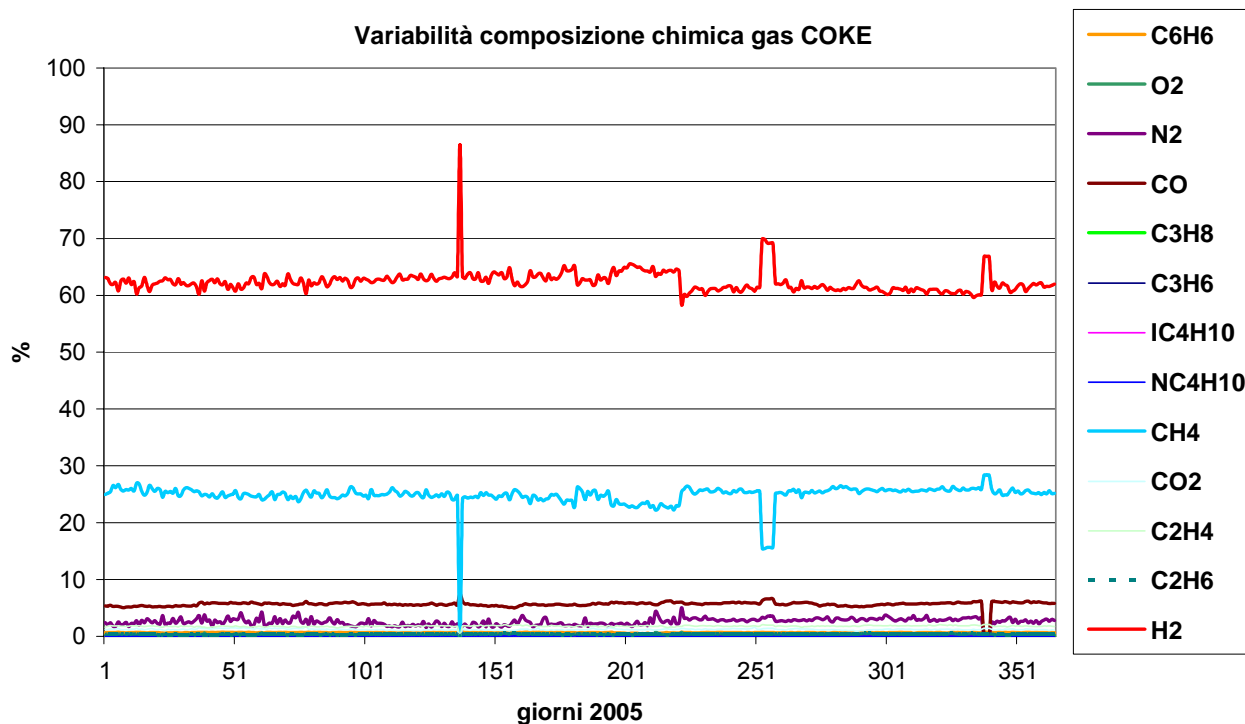


Figura 7 – Variabilità composizione chimica Gas COKE – anno 2005

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 mensile della composizione del mix di combustibile (espressa come contributo % rispetto all’input termico complessivo di combustione) con il valore medio, minimo e massimo delle concentrazioni (riferite al tenore di ossigeno di riferimento per il limite di legge, ovvero 3% O₂ per CET2 e 15% O₂ per CET3) dei parametri inquinanti (NO_x, SO₂, Polveri e CO) rilevate su base giornaliera.

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

Si evidenzia che per CET2 i consumi di GAS AFO ed LDG erano consuntivati separatamente sino alla data di Agosto 2006, mentre a far data da Settembre 2006 si è proceduto a consuntivarli complessivamente. Per tale motivo nei grafici si riportano sia i dati aggregati dei consumi di Gas AFO ed LDG, nonché i singoli valori sino ad Agosto 2006.

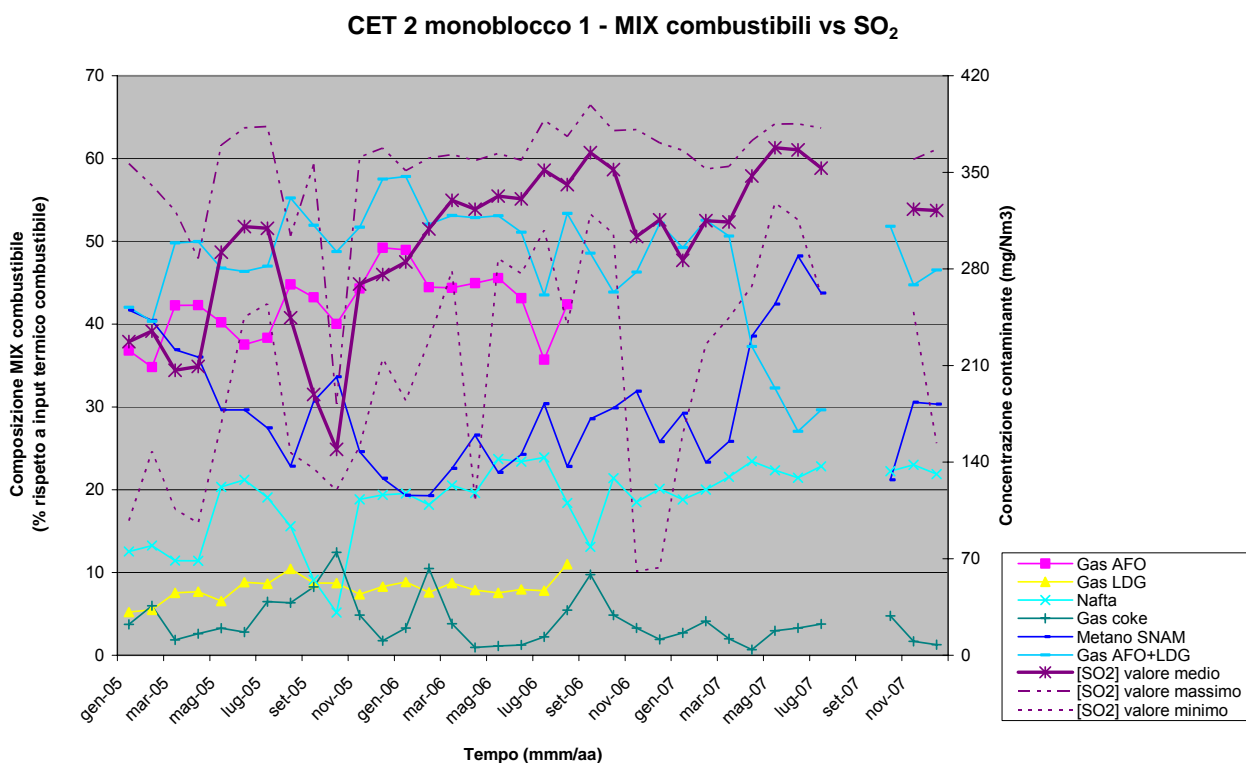


Figura 8 – CET2 – Monoblocco 1 – Mix combustibili Vs. emissioni SO₂

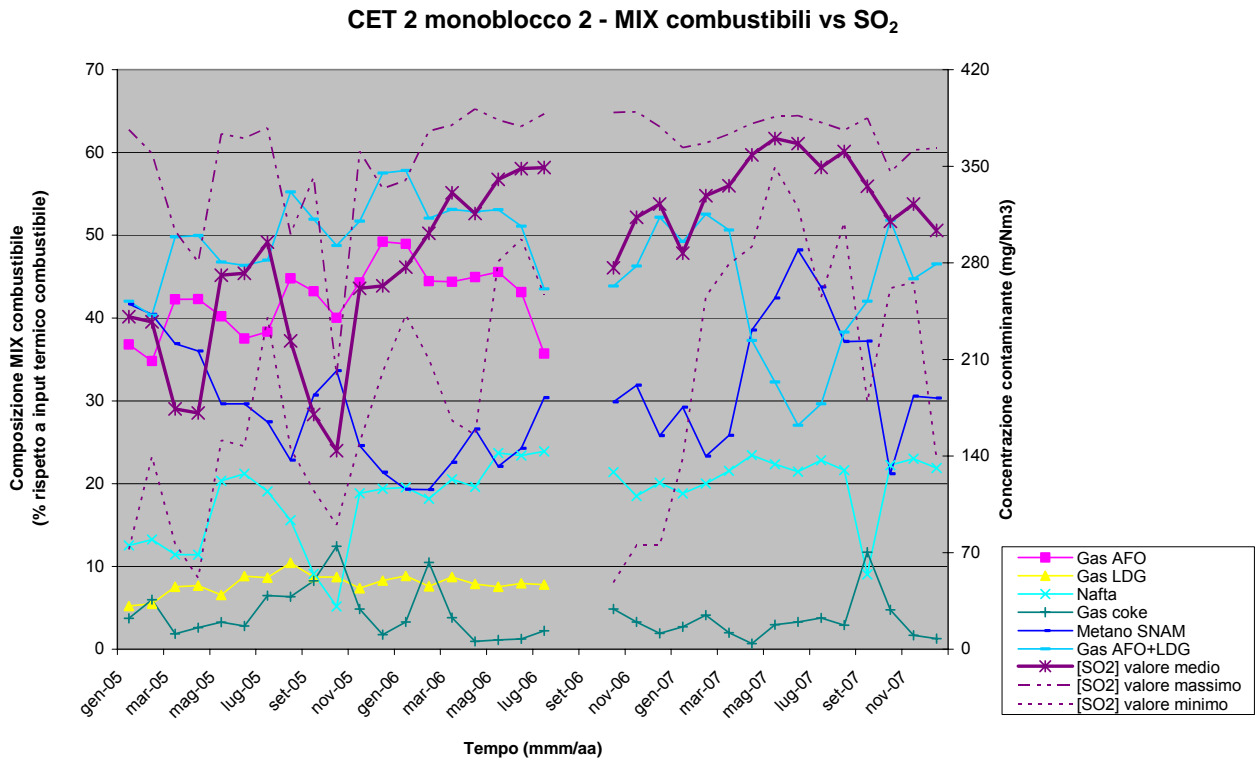


Figura 9 – CET2 – Monoblocco 2 – Mix combustibili Vs. emissioni SO₂

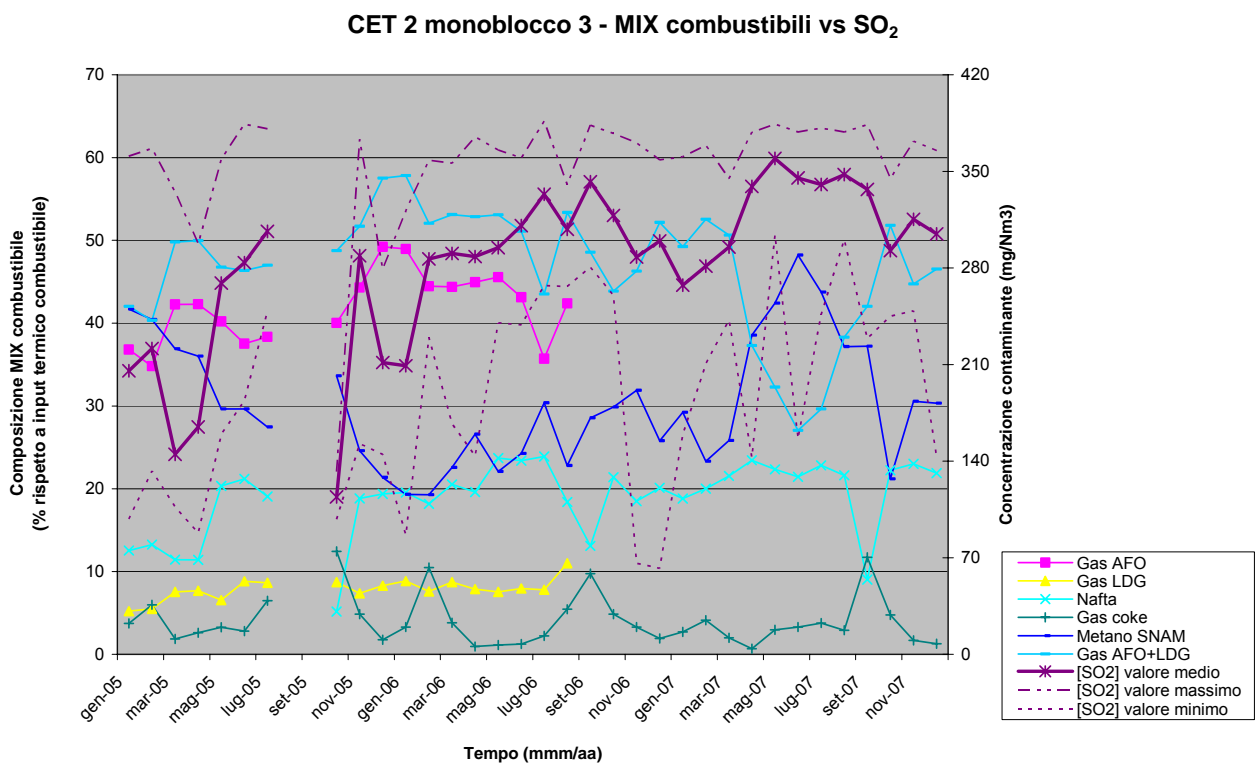


Figura 10 – CET2 – Monoblocco 3 – Mix combustibili Vs. emissioni SO₂

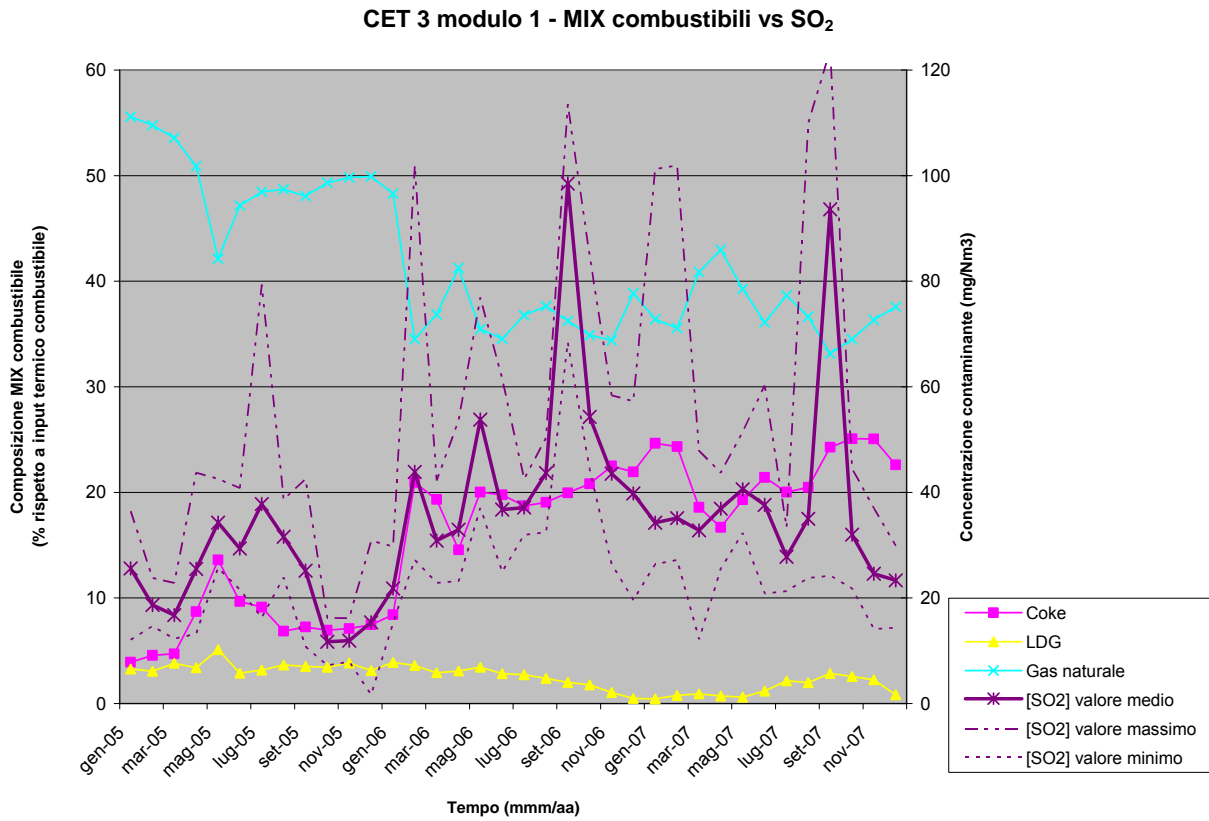


Figura 11 – CET3 – Modulo 1 – Mix combustibili Vs. emissioni SO₂

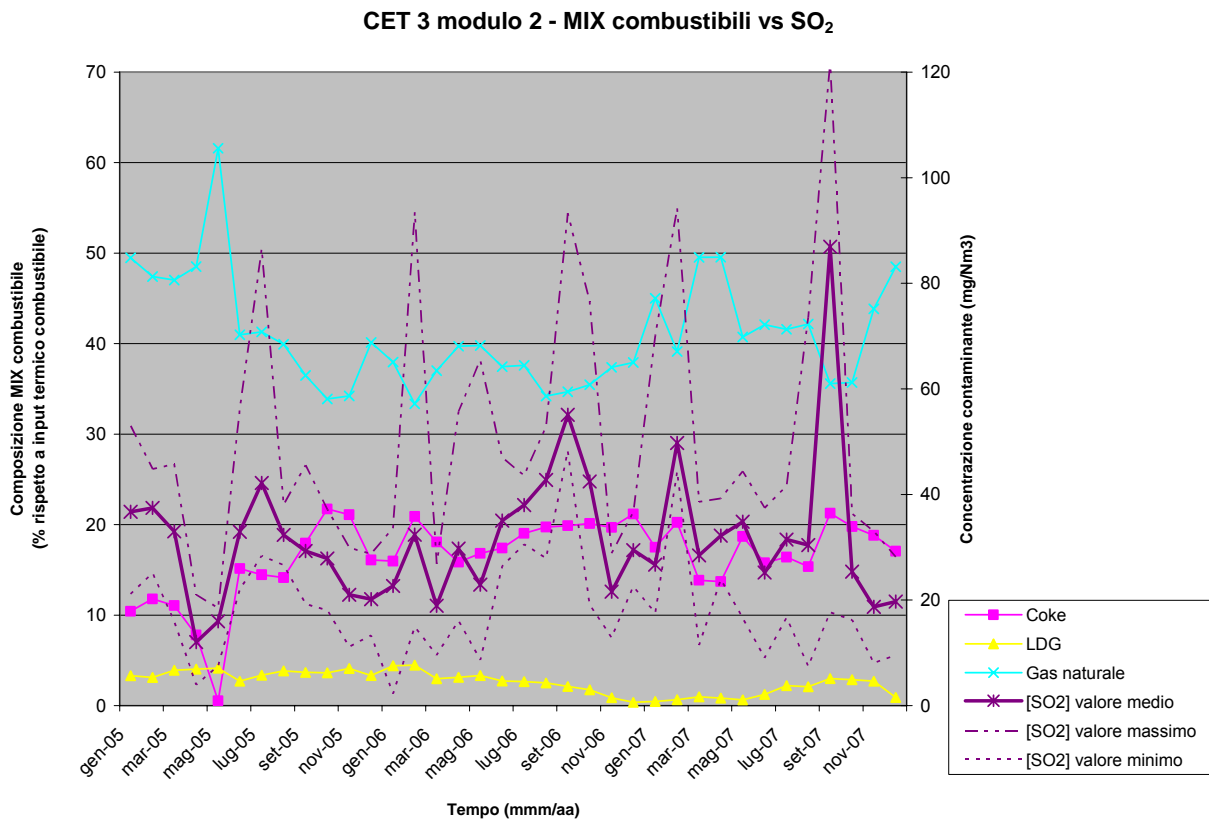


Figura 12 – CET3 – Modulo 2 – Mix combustibili Vs. emissioni SO₂

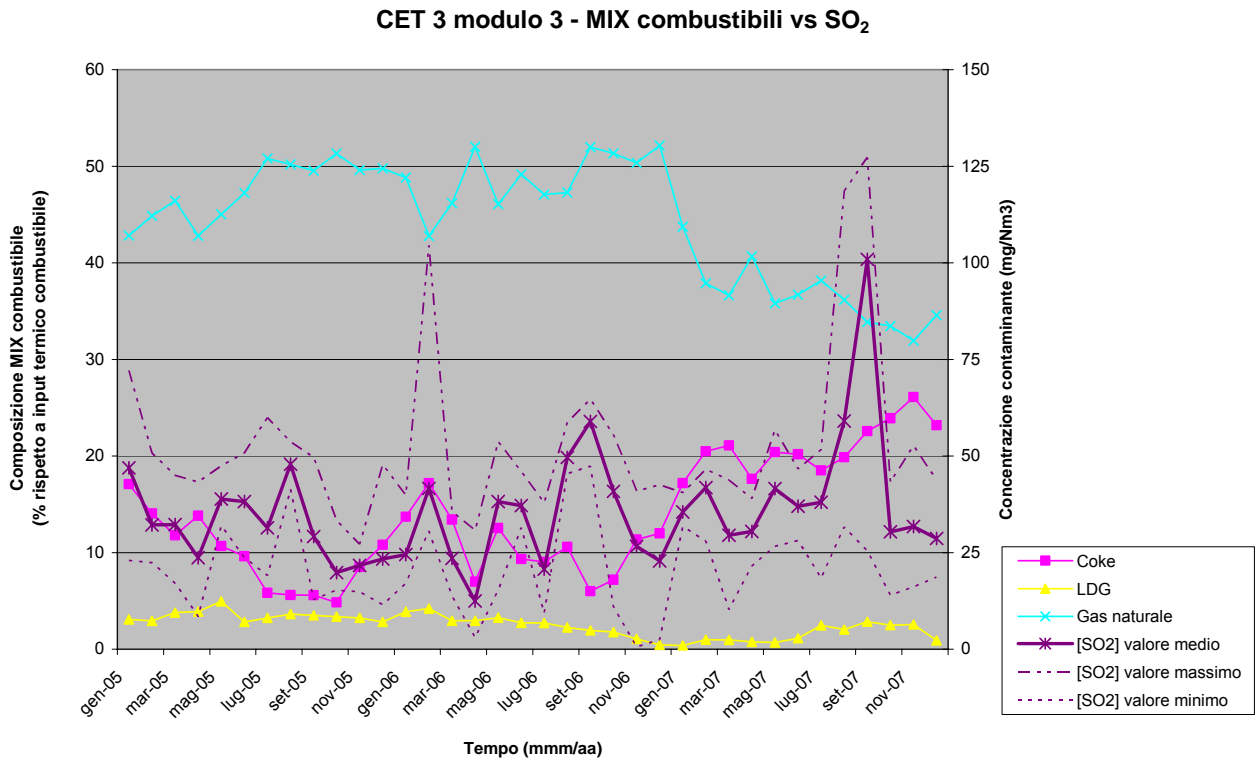


Figura 13 – CET3 – Modulo 3 – Mix combustibili Vs. emissioni SO₂

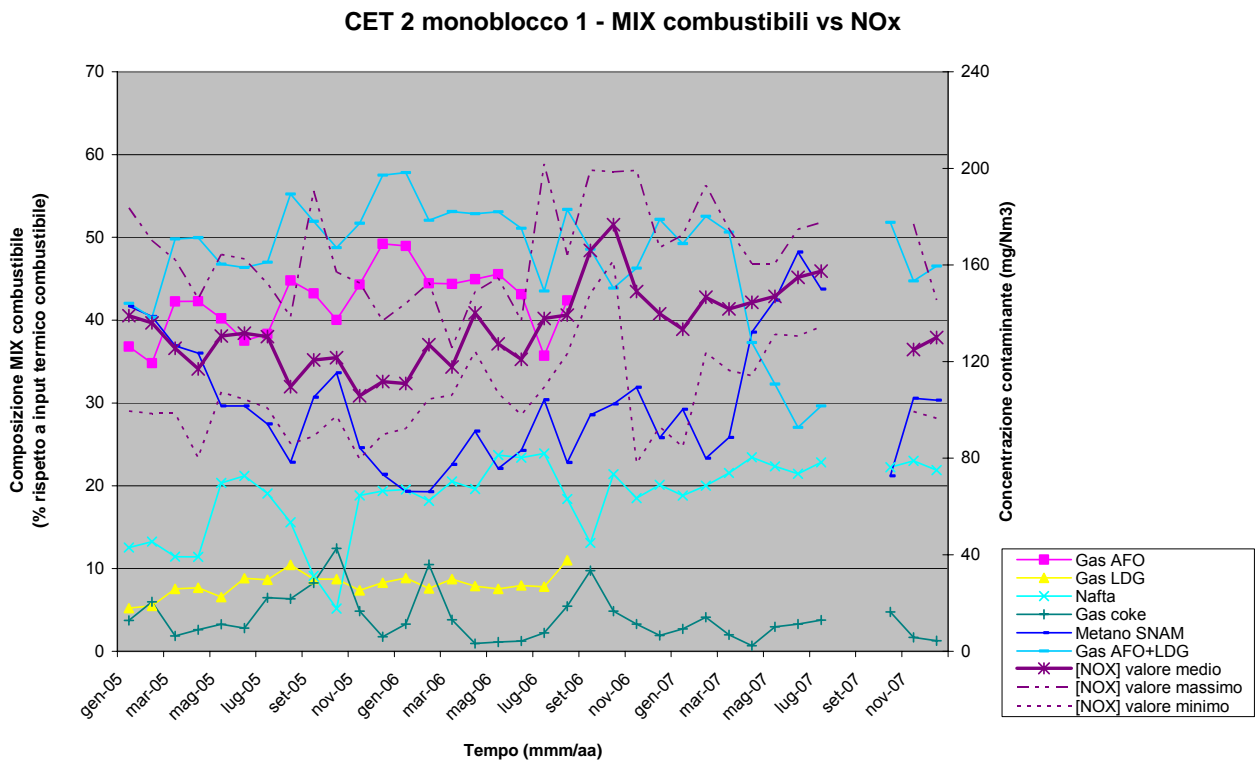


Figura 14 – CET2 – Monoblocco 1 – Mix combustibili Vs. emissioni NO_x

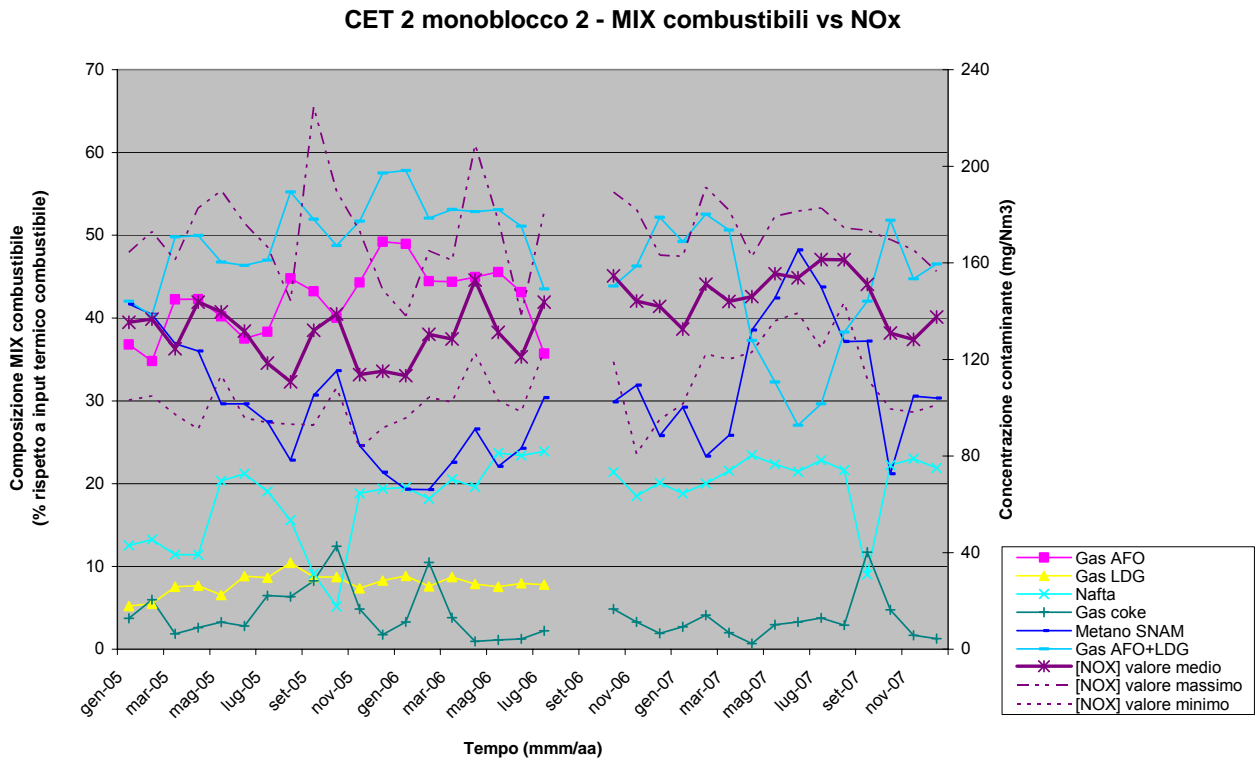


Figura 15 – CET2 – Monoblocco 2 – Mix combustibili Vs. emissioni NOx

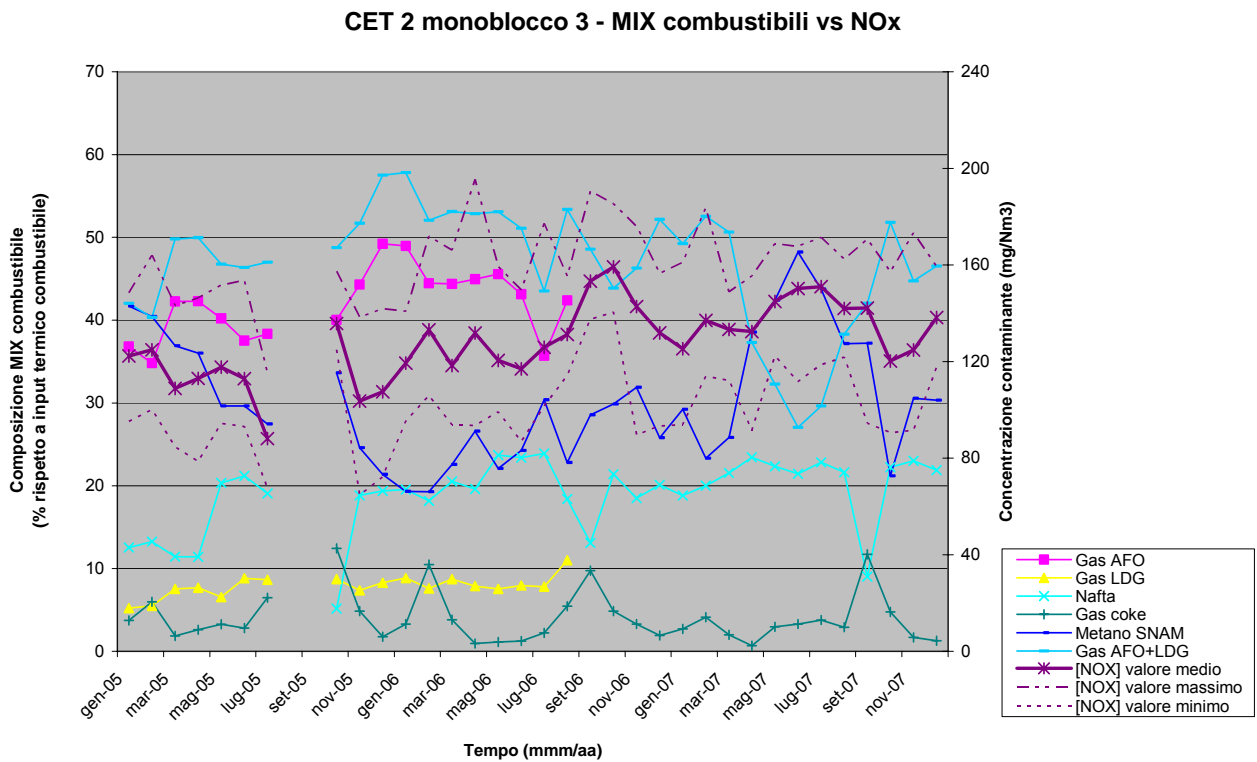


Figura 16 – CET2 – Monoblocco 3 – Mix combustibili Vs. emissioni NOx

CET 3 modulo 1 - MIX combustibili vs NOx

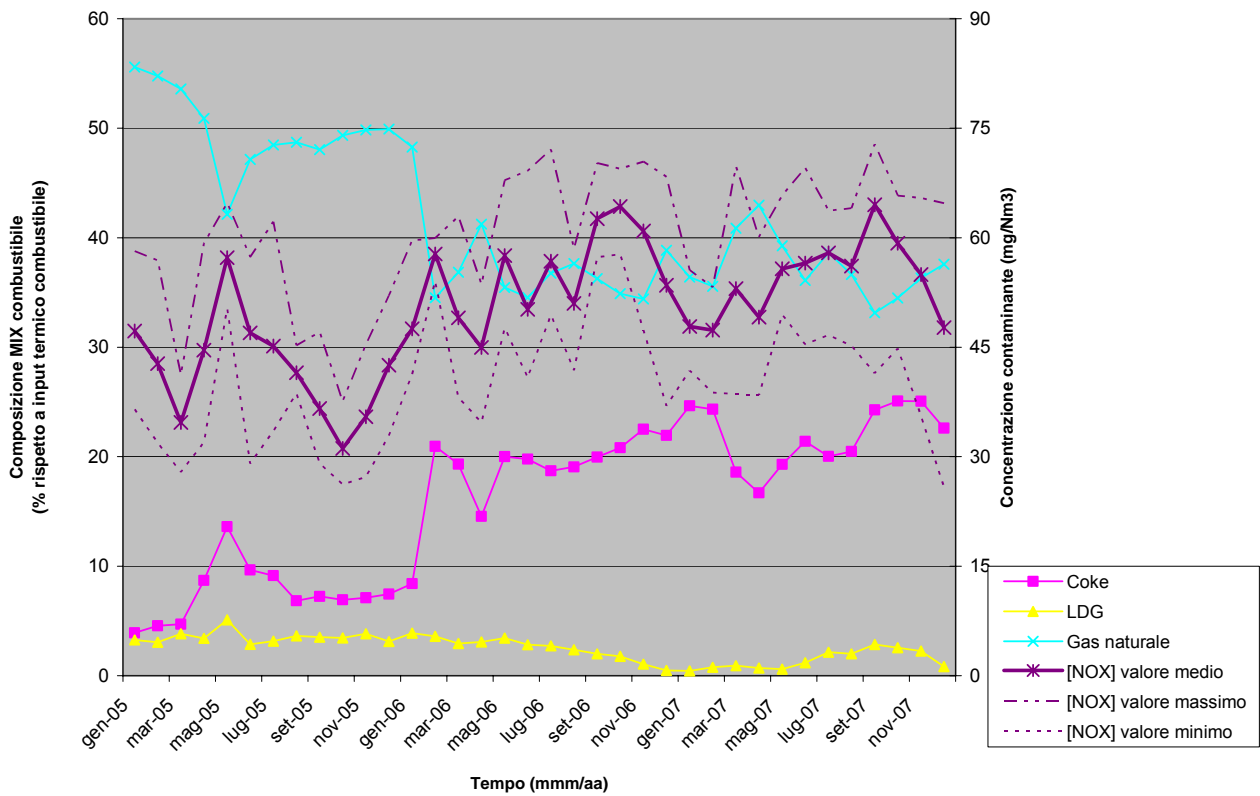


Figura 17 – CET3 – Modulo 1 – Mix combustibili Vs. emissioni NOx

CET 3 modulo 2 - MIX combustibili vs SO₂

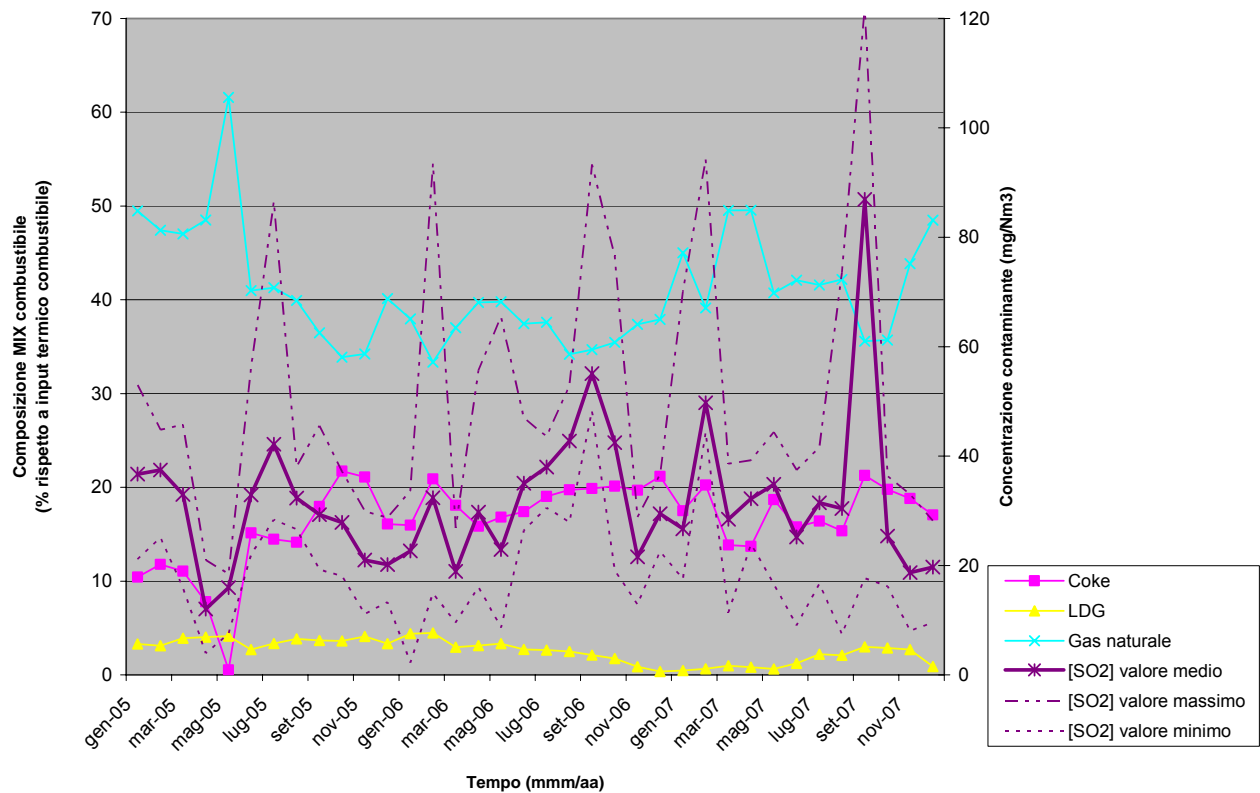


Figura 18 – CET3 – Modulo 2 – Mix combustibili Vs. emissioni NOx

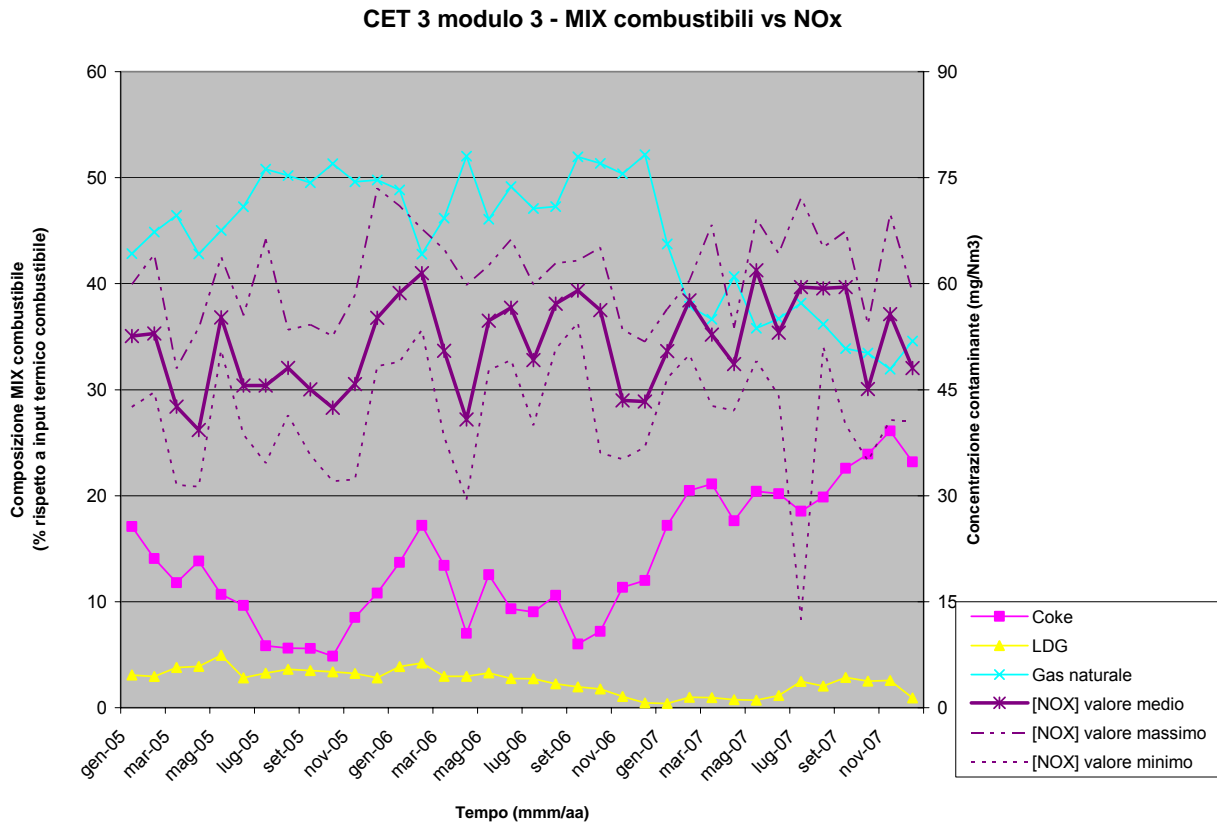


Figura 19 – CET3 – Modulo 3 – Mix combustibili Vs. emissioni NOx

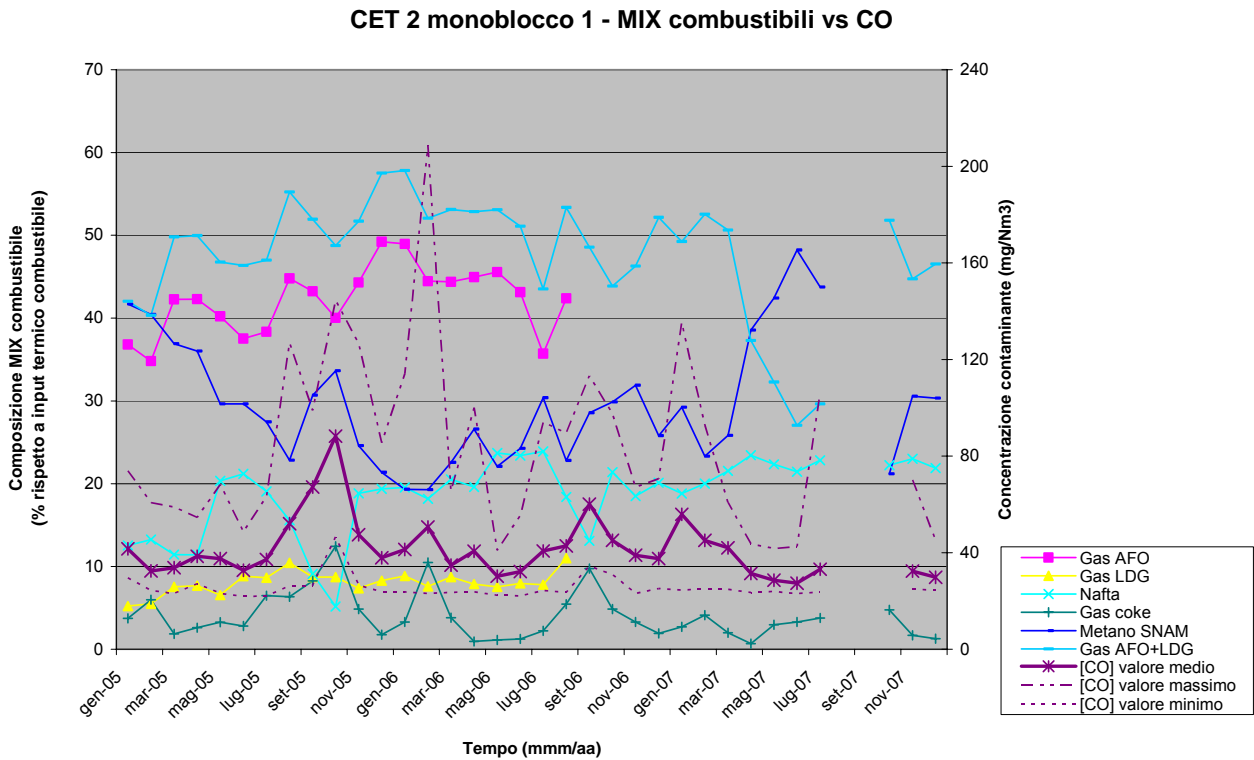


Figura 20 – CET2 – Monoblocco 1 – Mix combustibili Vs. emissioni CO

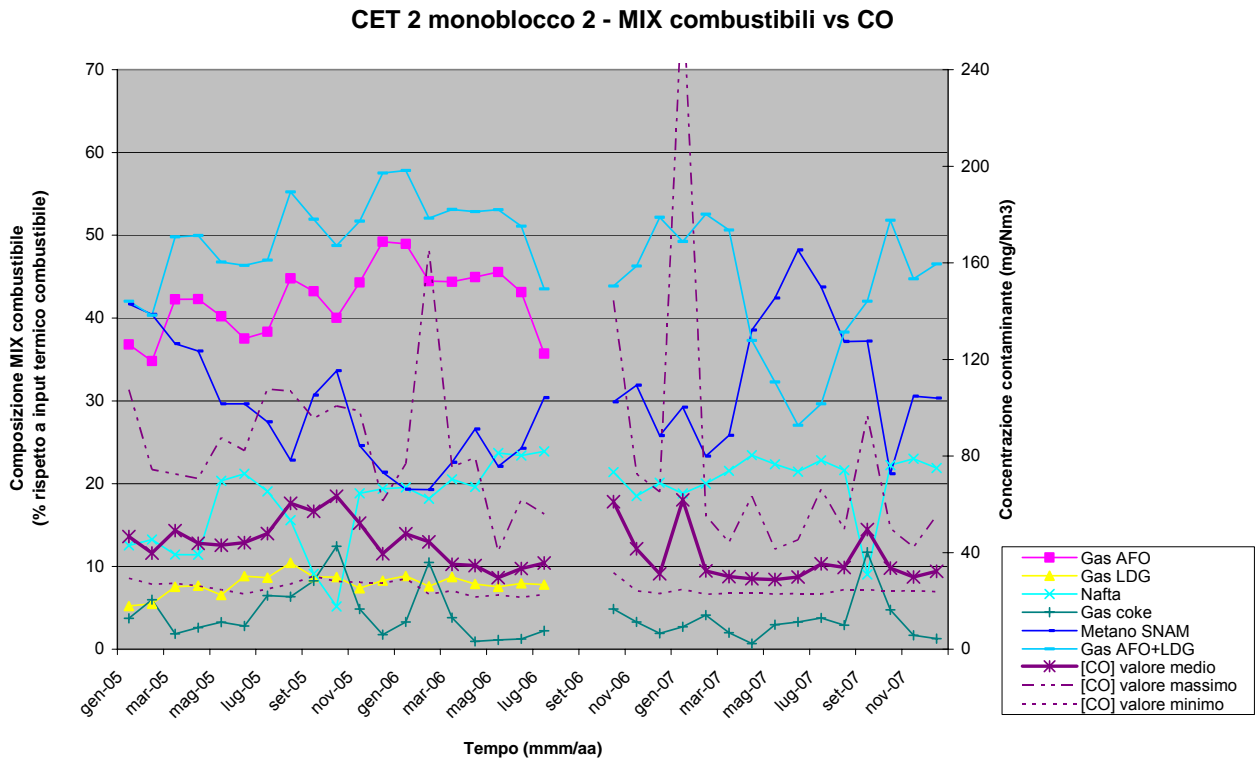


Figura 21 – CET2 – Monoblocco 2 – Mix combustibili Vs. emissioni CO

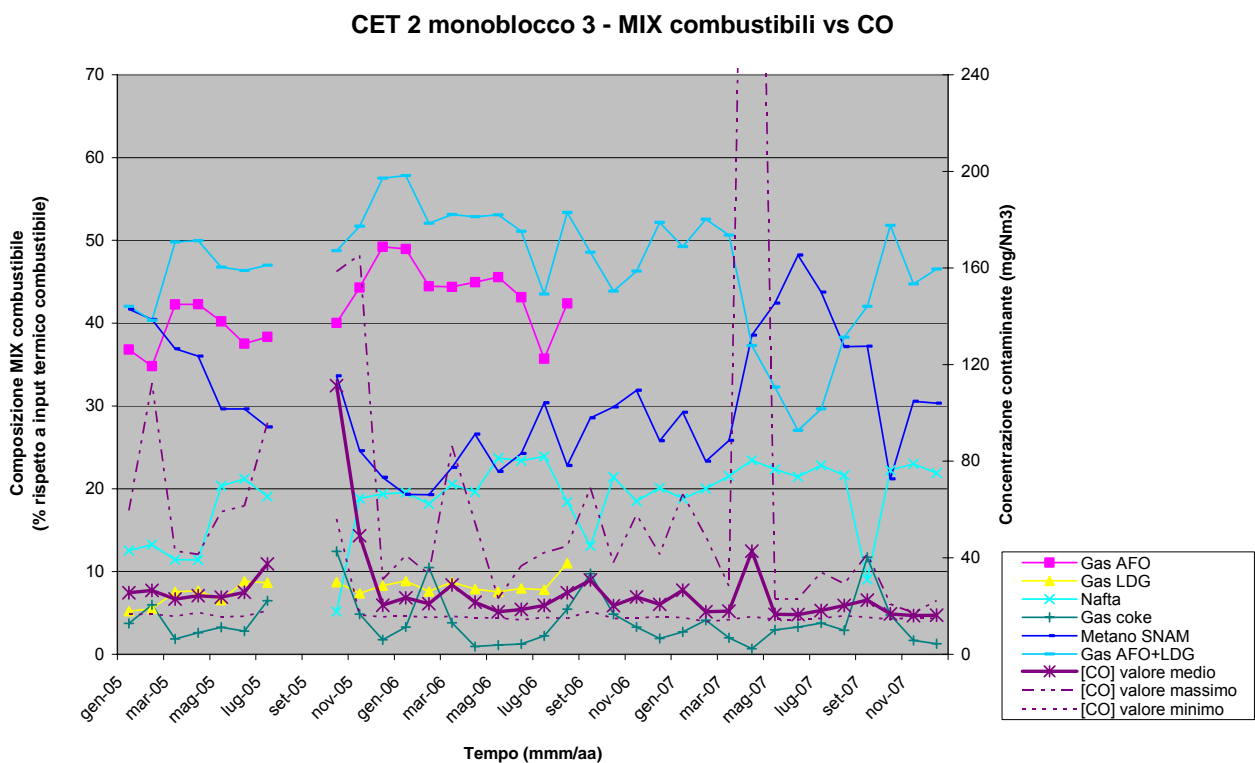


Figura 22 – CET2 – Monoblocco 3 – Mix combustibili Vs. emissioni CO

CET 3 modulo 1 - MIX combustibili vs CO

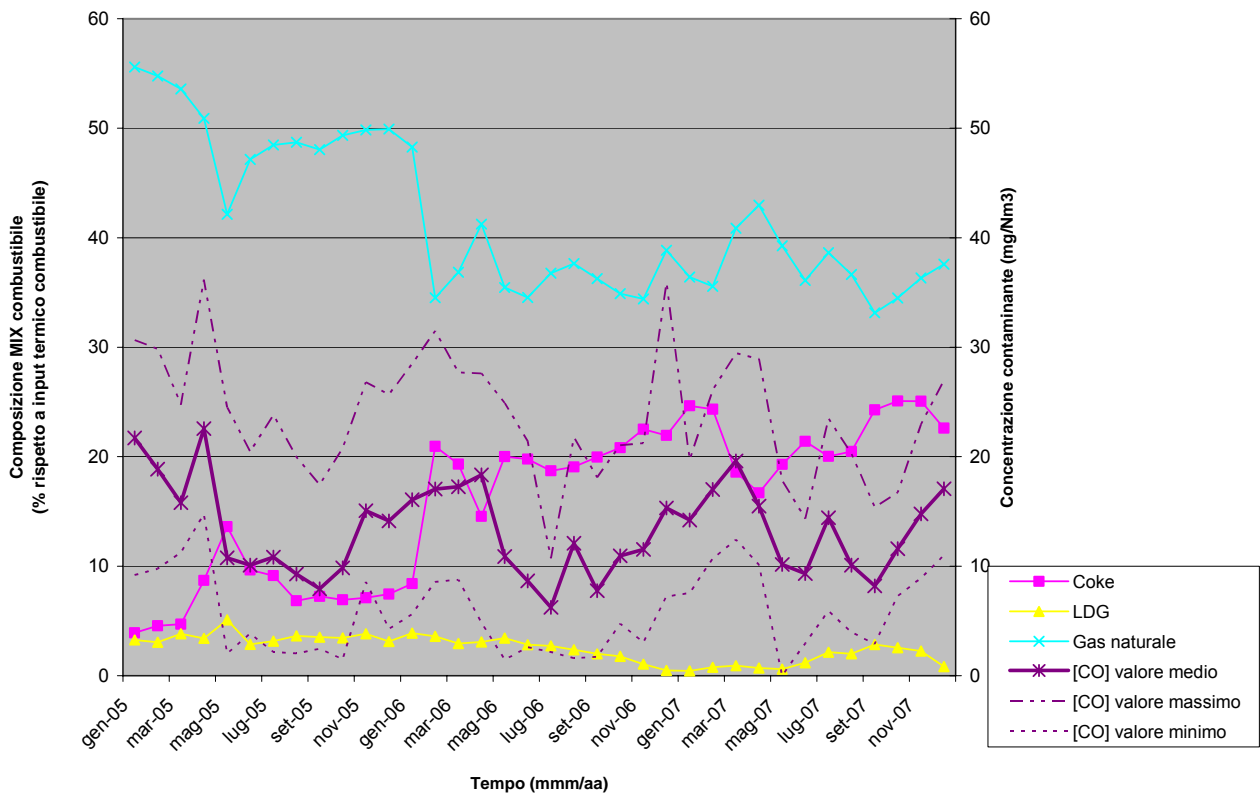


Figura 23 – CET3 – Modulo 1 – Mix combustibili Vs. emissioni CO

CET 3 modulo 2 - MIX combustibili vs CO

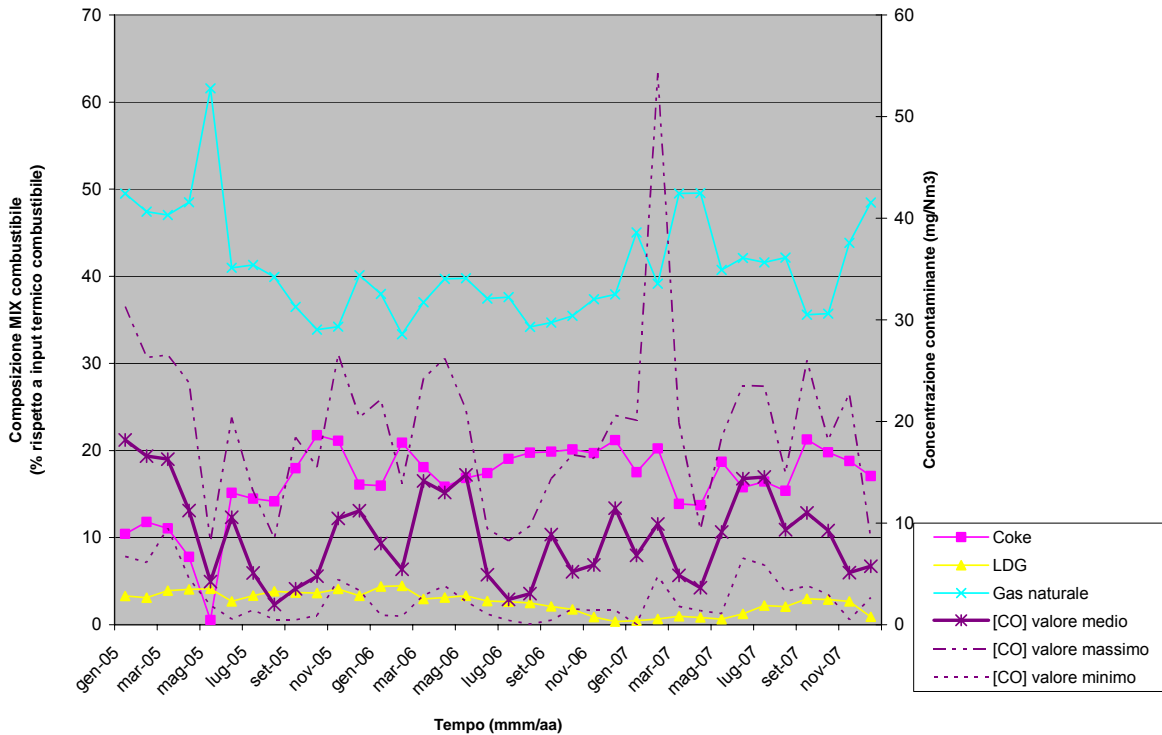


Figura 24 – CET3 – Modulo 2 – Mix combustibili Vs. emissioni CO

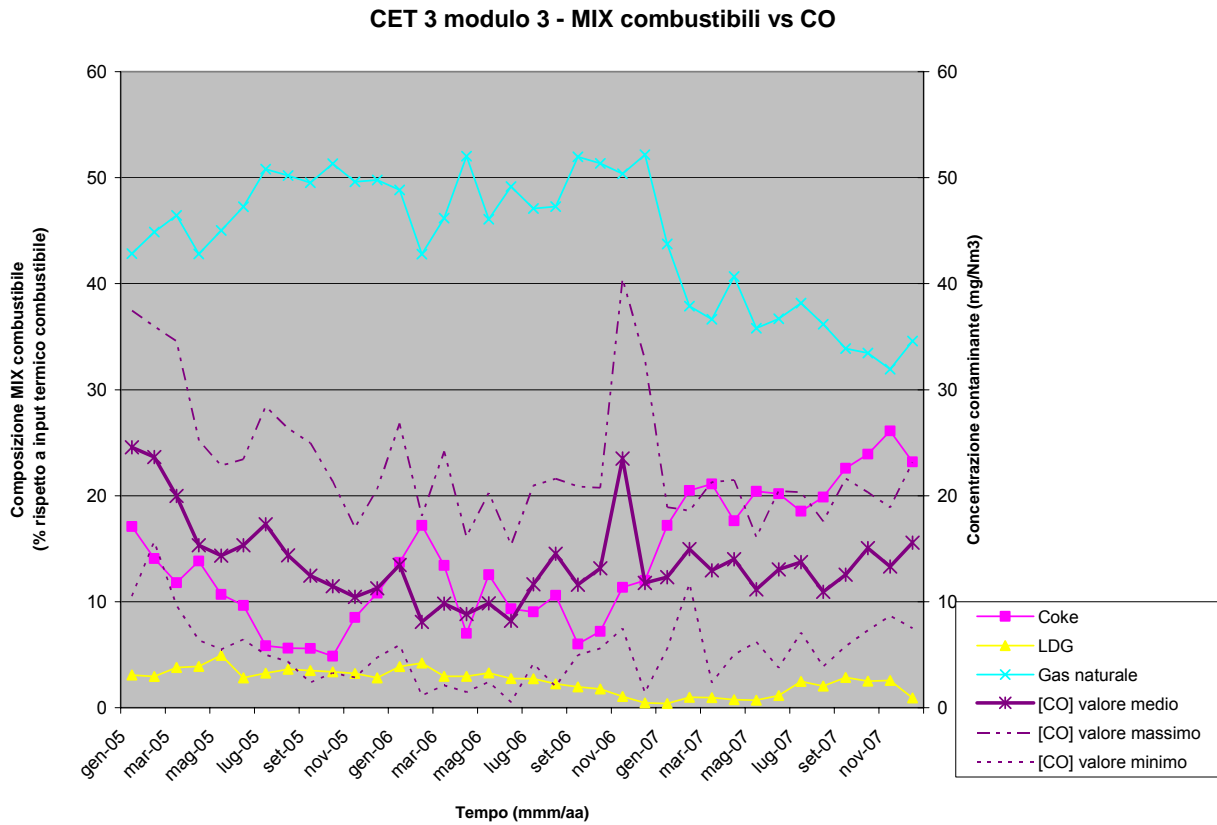


Figura 25 – CET3 – Modulo 3 – Mix combustibili Vs. emissioni CO

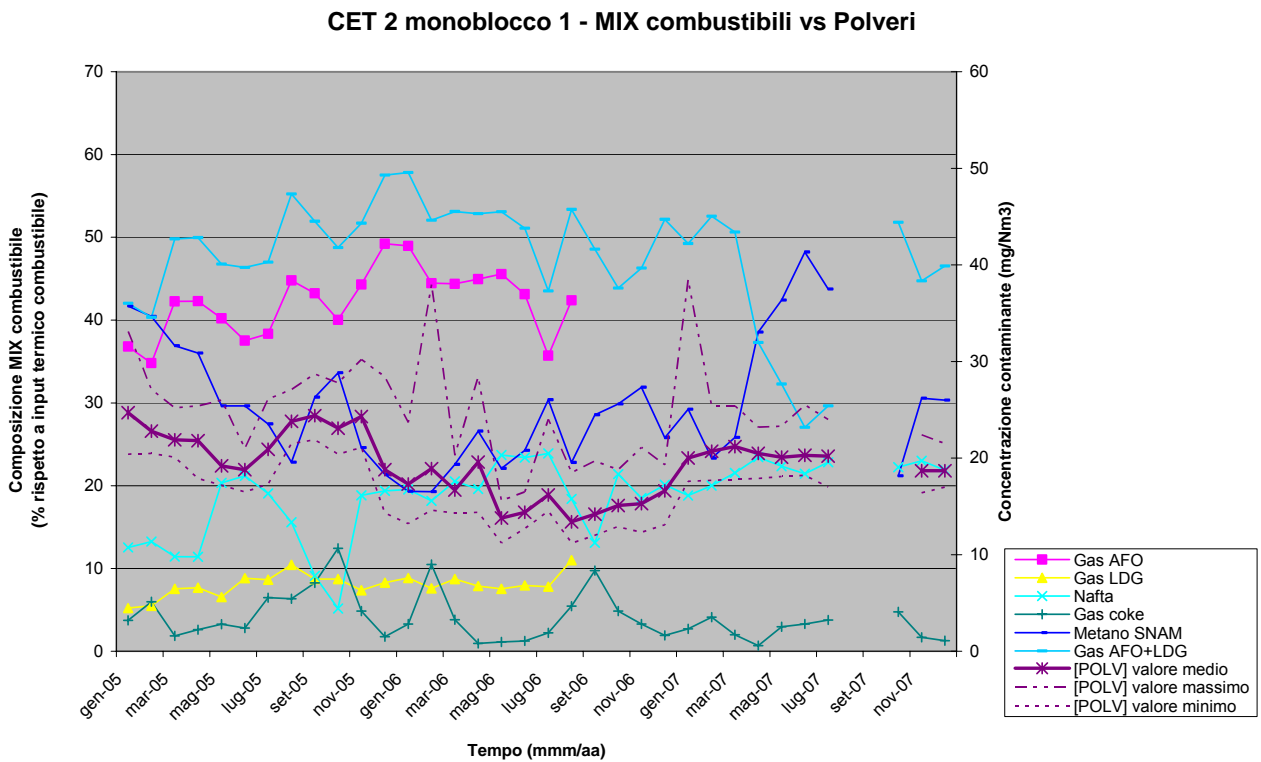


Figura 26 – CET2 – Monoblocco 1 – Mix combustibili Vs. emissioni Polveri

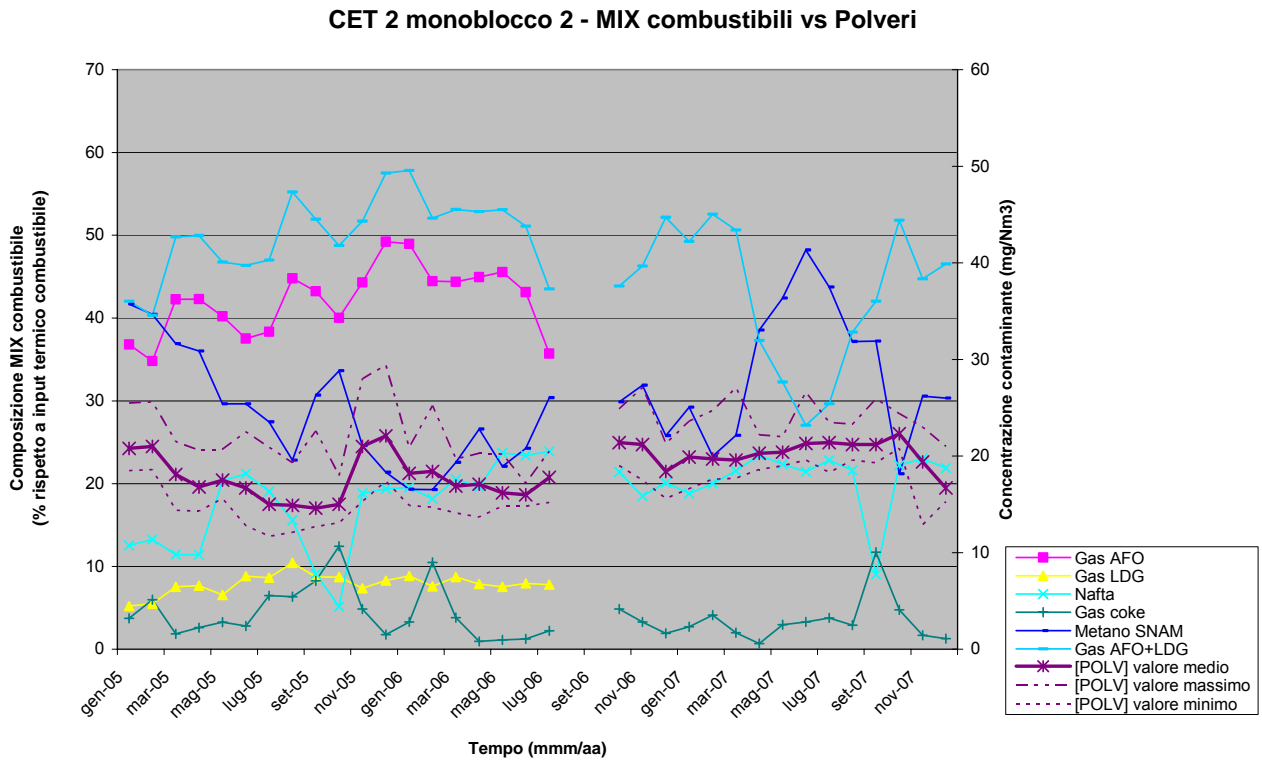


Figura 27 – CET2 – Monoblocco 2 – Mix combustibili Vs. emissioni Polveri

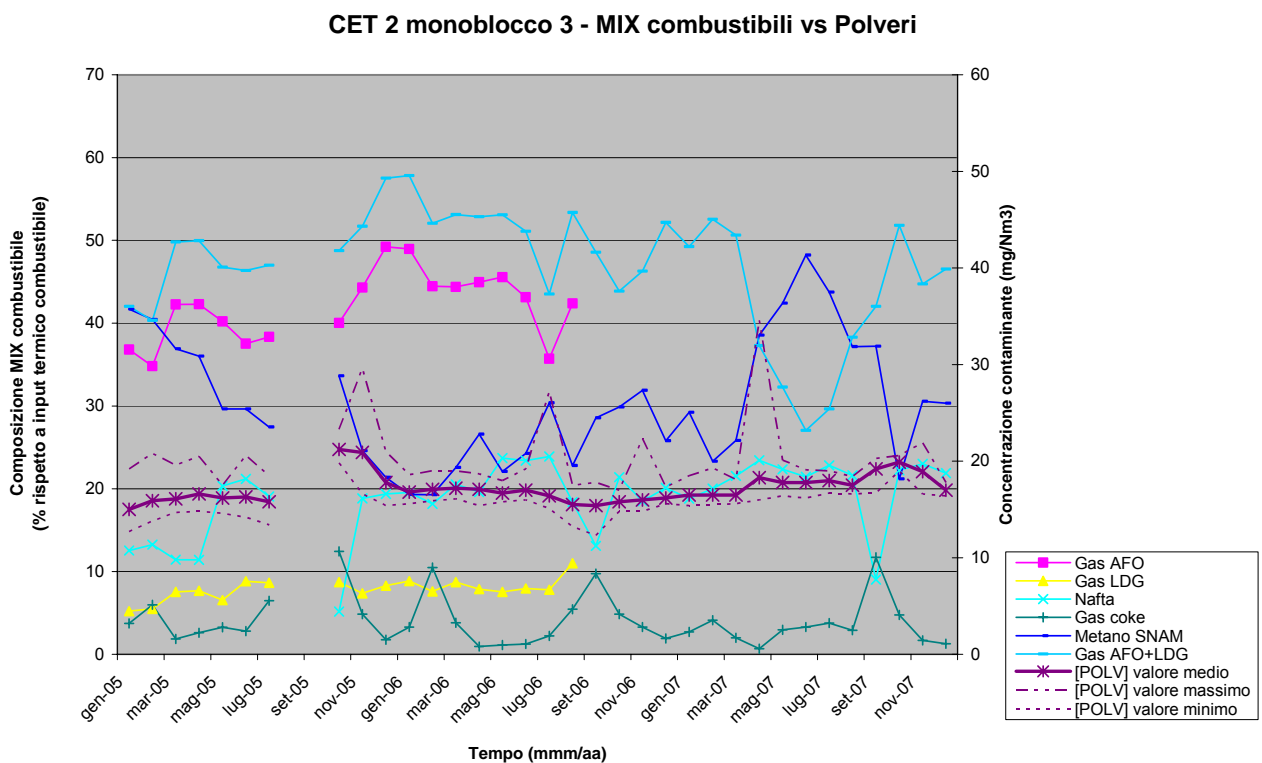


Figura 28 – CET2 – Monoblocco 3 – Mix combustibili Vs. emissioni Polveri

CET 3 modulo 1 - MIX combustibili vs Polveri

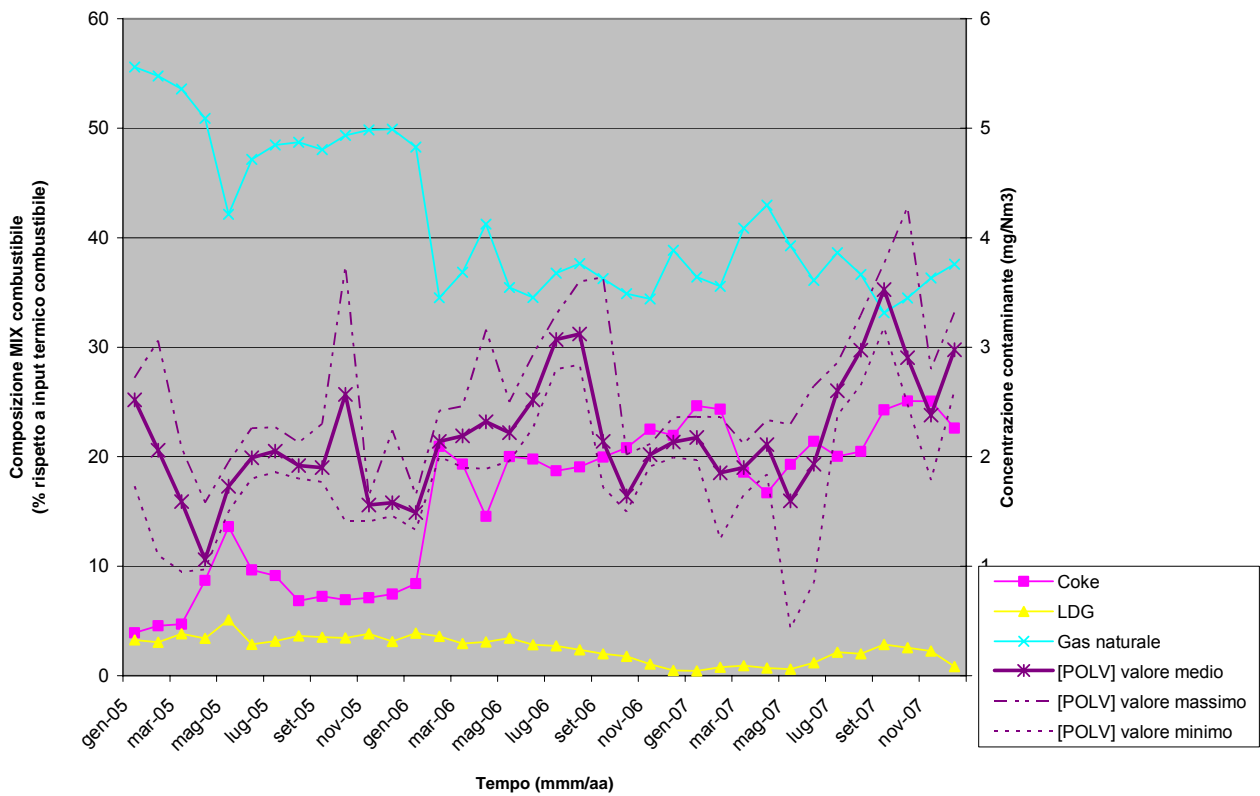


Figura 29 – CET3 – Modulo 1 – Mix combustibili Vs. emissioni Polveri

CET 3 modulo 2 - MIX combustibili vs Polveri

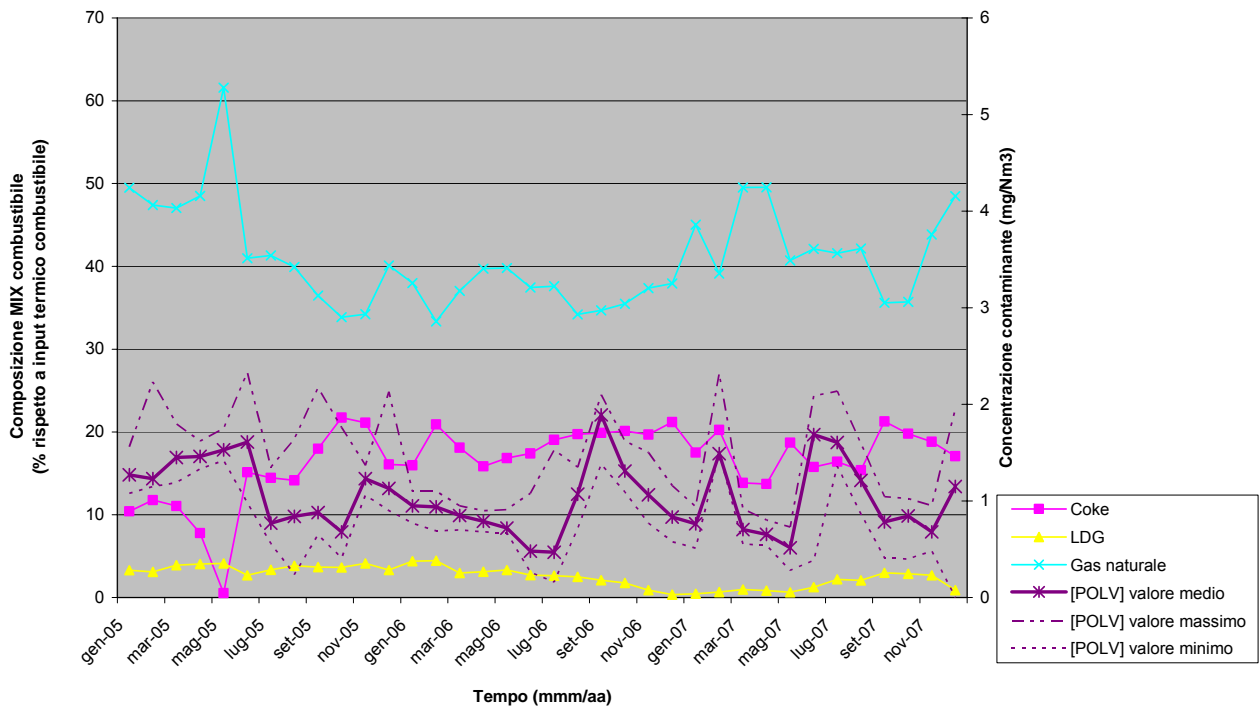


Figura 30 – CET3 – Modulo 2 – Mix combustibili Vs. emissioni Polveri

CET 3 modulo 3 - MIX combustibili vs Polveri

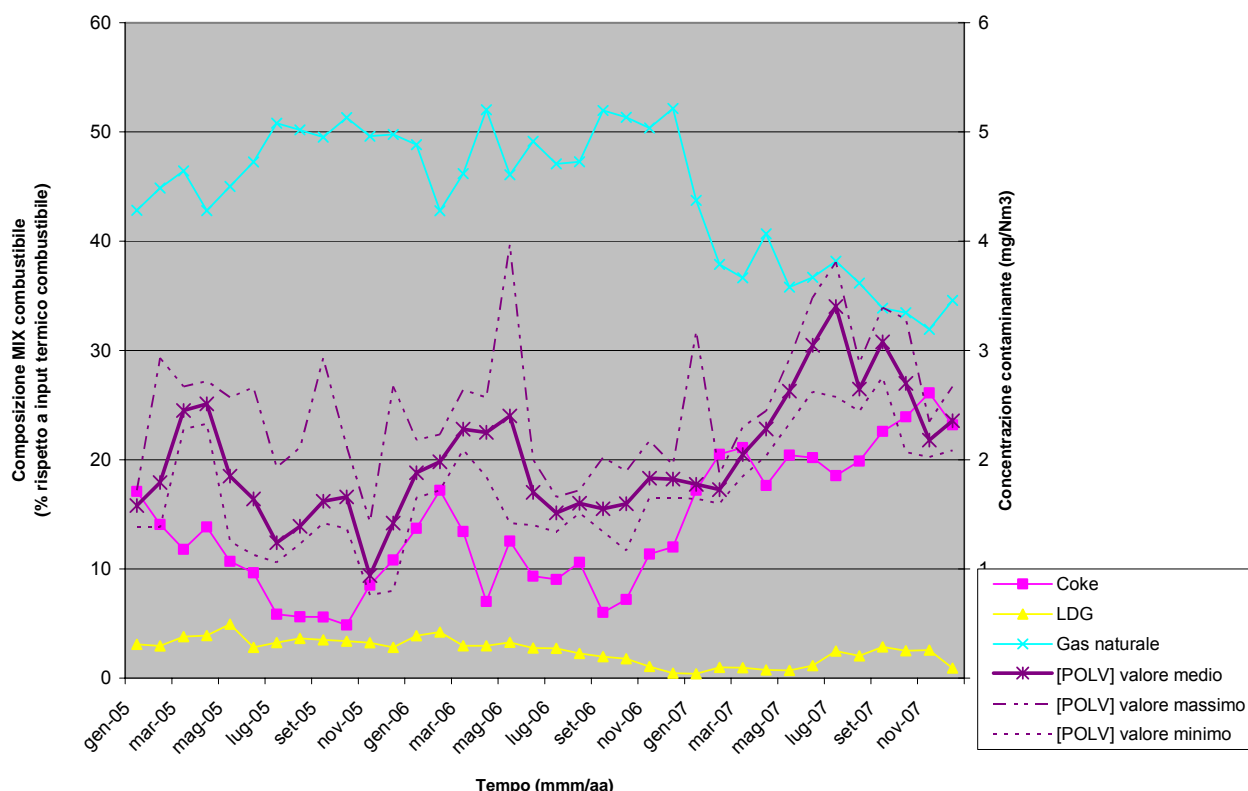


Figura 31 – CET3 – Modulo 3 – Mix combustibili Vs. emissioni Polveri

I grafici sopra riportati evidenziano che la Centrale Edison di Taranto, 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, LDG). 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 17 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:

- 1.030.000 – 1.100.000 Nm³/h di Gas AFO;
- Sino a circa 60.000 Nm³/h di Gas COKE;
- Sino a circa 95.000 Nm³/h di Gas LDG.

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.

In caso di fermata per manutenzione, per quanto possibile, i gas siderurgici vengono convogliati verso gli altri Monoblocchi di CET2 o Moduli di CET3, compatibilmente con i limiti tecnici delle macchine. I relativi consumi di combustibile e le emissioni ad essi associate sono riassunte nella seguente Tabella 18, in cui si definiscono le emissioni per i seguenti casi:

- **Caso 1a - Fermata di un Monoblocco di CET2 per manutenzione;**
- **Caso 1b - Fermata di un Modulo di CET3 per manutenzione.**

Si evidenzia che i dati esposti in Tabella sono riferiti alle emissioni associabili agli altri due Monoblocchi di CET2 e Moduli di CET3 che restano in marcia durante il periodo di manutenzione.

Tabella 17 - Assetto storico di riferimento (impianto tutto in marcia) – Caso 1

	<i>Afo</i>	<i>Coke</i>	<i>LDG</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>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>
CET2													
MB1	170.000	5.000	20.000	6.960	10.400	3	7	717.490	1.033.030	22,32	106,03	206,48	16,74
MB2	170.000	5.000	20.000	6.960	10.400	3	7	717.490	1.033.030	22,32	106,03	206,48	16,74
MB3	170.000	5.000	20.000	6.960	10.400	3	7	717.490	1.033.030	22,32	106,03	206,48	16,74
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										40	190	370	30
CET3													
MD1	175.000	15.000	10.000	16.600		15	13,4	1.338.606	1.849.858	25,43	110,21	84,44	5,09
MD2	175.000	15.000	10.000	16.600		15	13,4	1.338.606	1.849.858	25,43	110,21	84,44	5,09
MD3	175.000	15.000	10.000	16.600		15	13,4	1.338.606	1.849.858	25,43	110,21	84,44	5,09
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										15	65	50 (*)	3

(*) Concentrazione di emissione riferita all'utilizzo di Gas Coke desolfurato alla produzione da parte dello stabilimento ILVA.

Tabella 18 - Assetto storico di riferimento (fermata di un Monoblocco di CET2) – Caso 1a

	<i>Afo</i>	<i>Coke</i>	<i>LDG</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>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>
CET2– Emissioni associate ai due Monoblocchi in marcia durante la manutenzione di uno qualsiasi dei tre Monoblocchi													
MB in marcia	200.000	5.000	25.000	5.960	7.750	3	7	745.867	1.074.629	23,20	110,22	214,64	17,40
MB in marcia	200.000	5.000	25.000	5.960	7.750	3	7	745.867	1.074.629	23,20	110,22	214,64	17,40
MB Fermo													
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										40	190	370	30
CET3													
MD1	175.000	15.000	10.000	17.090		15	13,4	1.330.353	1.838.595	25,28	109,53	84,44	5,06
MD2	175.000	15.000	10.000	17.090		15	13,4	1.330.353	1.838.595	25,28	109,53	84,44	5,06
MD3	175.000	15.000	10.000	17.090		15	13,4	1.330.353	1.838.595	25,28	109,53	84,44	5,06
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										15	65	50 (*)	3

(*) Concentrazione di emissione riferita all'utilizzo di Gas Coke desolfurato alla produzione da parte dello stabilimento ILVA.

Tabella 19 - Assetto storico di riferimento (fermata di un Modulo di CET3) – Caso 1b

	<i>Afo</i>	<i>Coke</i>	<i>LDG</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>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>
CET2– Emissioni associate ai due Monoblocchi in marcia durante la manutenzione di uno qualsiasi dei tre Monoblocchi													
MB1	200.000	5.000	20.000	5.960	7.750	3	7	745.867	1.074.629	23,20	110,22	214,64	17,40
MB2	200.000	5.000	20.000	5.960	7.750	3	7	745.867	1.074.629	23,20	110,22	214,64	17,40
MB3	200.000	5.000	20.000	5.960	7.750	3	7	745.867	1.074.629	23,20	110,22	214,64	17,40
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										40	190	370	30
CET3													
MD in marcia	170.000	22.000	10.000	13.460	-	15	13,4	1.321.980	1.828.103	25,12	117,22	100,47	5,02
MD in marcia	170.000	22.000	10.000	13.460	-	15	13,4	1.321.980	1.828.103	25,12	117,22	100,47	5,02
MD Fermo													
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										15	70	60 (*)	3

(*) Concentrazione di emissione riferita all'utilizzo di Gas Coke desolfurato alla produzione da parte dello stabilimento ILVA.

Rispetto alle condizioni storiche di riferimento si possono inoltre verificare situazioni di maggiore disponibilità di Gas COKE o di minore disponibilità dei Gas siderurgici

In particolare, in caso di maggiori disponibilità di Gas COKE CET3 assumerà l'assetto definito come **Caso 2 - funzionamento di CET3 con maggiore disponibilità di Gas COKE**, di cui si riportano i dettagli nella successiva Tabella 20.

In caso di minore disponibilità di Gas siderurgici, in concomitanza, talvolta con fermate programmate o accidentali degli impianti dello stabilimento ILVA, si riduce la quantità di gas siderurgici disponibile per gli impianti CET2 e CET3 compensandola con l'introduzione di un maggior quantitativo di combustibili commerciali, al fine di garantire la continuità di funzionamento nella produzione e nella fornitura di energia elettrica e vapore. Finanche ad arrivare ad azzerare l'utilizzo di gas siderurgici su CET2.

Tali situazioni sono rappresentate (in termini di consumi di combustibile e di relative emissioni nelle successive Tabelle) dalle seguenti casistiche:

- **Caso 3 – Funzionamento di CET2 con utilizzo di solo gas naturale ed olio combustibile e di CET3 con Gas AFO, Coke e Gas Naturale;**
- **Caso 4: Funzionamento di CET2 con soli combustibili commerciali (Gas naturale ed olio combustibile)**
- **Caso 4a: Funzionamento di CET2 e CET3 con soli combustibili commerciali (Gas naturale)**

Tabella 20 - Funzionamento di CET3 con maggiore disponibilità di Gas Coke - Caso 2

	<i>Afo</i>	<i>Coke</i>	<i>LDG</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>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>
CET3													
MD1	175.000	23.000	-	14.660	-	15	13,4	1.322.635	1.829.419	16,75	117,27	134,03	3,35
MD2	175.000	23.000	-	14.660	-	15	13,4	1.322.635	1.829.419	16,75	117,27	134,03	3,35
MD3	175.000	23.000	-	14.660	-	15	13,4	1.322.635	1.829.419	16,75	117,27	134,03	3,35
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										10	70	80 (*)	2

(*) Concentrazione di emissione riferita all'utilizzo di Gas Coke desolfurato alla produzione da parte dello stabilimento ILVA.

Tabella 21 - Funzionamento di CET2 con utilizzo di solo gas naturale ed olio combustibile e di CET3 con Gas AFO, Coke e Gas Naturale – Caso 3 (minor disponibilità di Gas siderurgici)

	<i>Afo</i>	<i>Coke</i>	<i>LDG</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>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>
CET2													
MB1	-	-	-	32.800	8.400	3	7	557.047	806.205	17,33	84,49	160,31	13,00
MB2	-	-	-	32.800	8.400	3	7	557.047	806.205	17,33	84,49	160,31	13,00
MB3	-	-	-	32.800	8.400	3	7	557.047	806.205	17,33	84,49	160,31	13,00
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										40	195	370	30
CET3													
MD1	100.000	10.000	-	21.870	-	15	14,1	1.152.732	1.585.619	13,26	105,60	53,03	4,50
MD2	100.000	10.000	-	21.870	-	15	14,1	1.152.732	1.585.619	13,26	105,60	53,03	4,50
MD3	100.000	10.000	-	21.870	-	15	14,1	1.152.732	1.585.619	13,26	105,60	53,03	4,50
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										10	80	40 (*)	3

(*) Concentrazione di emissione riferita all'utilizzo di Gas Coke desolforato alla produzione da parte dello stabilimento ILVA.

Tabella 22 - Funzionamento di CET2 con soli combustibili commerciali (Gas naturale ed olio combustibile) - Caso 4

	<i>Afo</i>	<i>Coke</i>	<i>LDG</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>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>
CET2													
MB1	-	-	-	32.800	8.400	3	7	557.067	806.230	17,33	84,49	160,31	13,00
MB2	-	-	-	32.800	8.400	3	7	557.067	806.230	17,33	84,49	160,31	13,00
MB3	-	-	-	32.800	8.400	3	7	557.067	806.230	17,33	84,49	160,31	13,00
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										40	195	370 (*)	30

(*) Concentrazione di emissione riferita all'utilizzo di Gas Coke desolfurato alla produzione da parte dello stabilimento ILVA.

Tabella 23 - Funzionamento di CET2 e CET3 con soli combustibili commerciali (Gas naturale) - Caso 4a

	<i>Afo</i>	<i>Coke</i>	<i>LDG</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>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>
CET2													
MB1	-	-	-	40.750	-	3	7	532.618	775.333	16,57	80,78	0,00	0,00
MB2	-	-	-	40.750	-	3	7	532.618	775.333	16,57	80,78	0,00	0,00
MB3	-	-	-	40.750	-	3	7	532.618	775.333	16,57	80,78	0,00	0,00
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										40	195	N.a.	N.a.
CET3													
MD1	-	-	-	33.790	-	15	14,9	1.018.272	1.393.140	5,18	82,82	0,00	0,00
MD2	-	-	-	33.790	-	15	14,9	1.018.272	1.393.140	5,18	82,82	0,00	0,00
MD3	-	-	-	33.790	-	15	14,9	1.018.272	1.393.140	5,18	82,82	0,00	0,00
										mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
										5	80	N.a.	N.a.

4.1.2. 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 Taranto (flange e valvole). La stima è stata effettuata applicando la procedura raccomandata dall'EPA descritta nel documento "1995 Protocol for Equipment Leak Emission Estimates"¹, 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 sono pari a 8.208 per CET2 e 8.502 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 ammontano rispettivamente a circa 21,96 t per CET2 ed a circa 31,90 t per CET3.

¹ 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 24 – Emissioni fuggitive stimate per la Centrale Edison di Taranto – CET2

Tipologia componente	Fattore di emissione (kg/h)	Numero componenti presenti	Ore di funzionamento impianto	Totale emissioni (t/anno)
Alimentazione Gas Naturale sino al punto di misura	0,00597	40	8.208	1,96
Alimentazione Gas Naturale torce	0,00597	80	8.208	3,92
Alimentazione Gas Naturale bruciatori	0,00597	300	8.208	14,70
TOTALE				21,96

Tabella 25– Emissioni fuggitive stimate per la Centrale Edison di Taranto – CET3

Tipologia componente	Fattore di emissione (kg/h)	Numero componenti presenti	Ore di funzionamento impianto	Totale emissioni (t/anno)
Alimentazione Gas Naturale sino al punto di misura	0,00597	20	8.502	1,01
Alimentazione Gas Naturale ai moduli + mixer fino al TG	0,00597	240	8.502	12,18
Alimentazione Gas Naturale post combustione	0,00597	150	8.502	7,61
Siderurgici dalla prima fase di compressione al TG	0,00597	200	8.502	10,15
TOTALE				31,90

Emissioni fuggitive dal serbatoio olio combustibile

Le emissioni fuggitive 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 2007.

Dall'elaborazione di quanto inserito nel software, si ottiene il seguente output, riportato in **Tabella 26**.

Tabella 26 – Report in output dal software

<i>Tipologia di serbatoio</i>	<i>Perdite di lavorazione (t/anno)</i>	<i>Perdite di respirazione (t/anno)</i>	<i>Emissioni Totali (t/anno)</i>
<i>Serbatoio verticale dotato di tettoia di copertura</i>	<i>0,25</i>	<i>0,0052</i>	<i>0,2552</i>

4.2. Scarichi idrici

La centrale utilizza varie tipologie di acqua fornita direttamente dallo stabilimento ILVA, sulla base di un contratto di esercizio datato 22/12/1993 e periodicamente aggiornato: acqua di mare prelevata dal Mar Piccolo, acqua demineralizzata, acqua industriale, acqua potabile.

Centrale CET2

La Centrale CET2 ha due punti di scarico: uno nel Canale ASI 1 ed un altro nel CANALE ASI 2. A loro volta i due canali sfociano nel Mar Jonio in corrispondenza del Porto di Taranto.

CANALE DI SCARICO ASI 1. Le acque della Centrale CET2 che confluiscono nel Canale di Scarico ASI 1 sono le acque provenienti dalla vasca di decantazione e disoleazione “*VASCA ACQUE DI PROCESSO lato ILVA agglomerato*”, che raccoglie le acque di blow-down caldaia, gli spurghi continui, reintegro circuiti di raffreddamento, campionamento acque caldaie, le acque industriali utilizzate per il lavaggio degli ambienti interni ed esterni e quelle dell'impianto antincendio - **denominato AI1/CET2**. Nello stesso canale scarica la vasca di prima pioggia “*VASCA ACQUE ACQUE METEORICHE lato ILVA agglomerato*”; **denominato MN1/CET2**.

CANALE DI SCARICO ASI 2. Le acque della Centrale CET2 che confluiscono nel Canale di Scarico ASI 2 sono:

- Le acque di prima pioggia, attraverso la “*VASCA ACQUE METEORICHE lato parco olio combustibile*”; **denominato MN2/CET2-CET3**;
- Le condense del circuito di riscaldamento dell'olio combustibile che confluiscono nella “*VASCA ACQUE DI PROCESSO lato parco olio combustibile*”; **denominato AL2/CET2**.

Lo scarico delle due vasche di processo avviene in modo manuale.

Restituzione acque di raffreddamento CET2 ad ILVA

- **Le acque di mare (AMC – acque di mare calde), utilizzate per il raffreddamento dei tre condensatori a doppia sezione (portata media circa 69.000 mc/h), vengono restituite nel II SALTO B di ILVA come**

previsto contrattualmente; denominato AR2/CET2.

Esiste un punto di analisi all'interno dell'impianto Edison (punto di campionamento PA3/CET2) prima del passaggio delle acque ad ILVA presso il II SALTO B, dove con frequenza settimanale viene eseguita una analisi dei parametri più significativi.

CENTRALE CET3

La Centrale CET3 è dotata di un impianto di trattamento acque reflue, in cui confluiscono:

- Le acque derivanti dal trattamento dei gas siderurgici (lavaggio dei decatramatori e degli elettrofiltri del gas LDG, lavaggio degli elettrofiltri finali e dei filtri del gas COKE, guardie idrauliche);
- Le condense linee gas;
- Le acque raccolte nella "vasca bassa conducibilità", provenienti dalla rigenerazione prefiltri.

Si tratta di un impianto chimico - fisico, costituito dalle seguenti sezioni di trattamento:

- Equalizzazione (con cloruro ferrico e soda);
- Neutralizzazione (con soda);
- Flocculazione (con polielettrolita anionico);
- Decantazione + ispessimento fanghi + disidratazione fanghi;
- Ossidazione (con acqua ossigenata);
- Chiarificazione con filtri a sabbia;
- Strippaggio con vapore + incenerimento in torcia dei gas;
- Filtrazione a carboni attivi.

Nella quasi totalità, la portata di acqua dell'impianto di trattamento affluisce al serbatoio di accumulo "AD106" e viene riutilizzata, in ciclo chiuso, per il trattamento dei gas e il reintegro delle guardie idrauliche, al fine di realizzare un risparmio idrico. La parte in surplus affluisce ad una vasca che raccoglie, anche, le restanti acque di processo. La Centrale CET3 ha un punto di scarico nel CANALE ASI 2, che loro volta sfocia nel Mar Jonio in corrispondenza del Porto di Taranto.

CANALE ASI 2. Lo scarico nel canale N. 2 della Centrale CET3, denominato AL3/CET3, proviene dalle "Vasche di processo" prima descritte; in corrispondenza dell'uscita della vasca è attivo un punto di controllo con misuratori in continuo.

Tale vasca raccoglie:

- Le acque reflue provenienti dall'impianto di trattamento;
- Le acque oleose provenienti da due vasche di accumulo, in cui confluiscono le acque raccolte nei bacini dei trasformatori e le acque provenienti dal lavaggio dei pavimenti;
- Le acque ad alta conducibilità provenienti da blow-down di caldaia, rigenerazione dei letti misti, casse spurghi caldaie e casse spurghi turbine; tali acque provengono da una vasca di "neutralizzazione acque ad alta conducibilità".

Nello stesso canale ASI vengono scaricate:

- Le acque sanitarie provenienti dal trattamento effettuato in un "idrodepuratore" denominato AN1/CET3 attualmente non attivo (monoblocco depurativo Imhoff con ossigenazione forzata);
- Le acque piovane raccolte ed inviate alla "VASCA ACQUE METEORICHE lato parco olio combustibile" già segnalate tra gli scarichi di CET2 (MN2/CET2-CET3).

Sugli scarichi idrici vengono eseguiti controlli periodici, con frequenza variabile a seconda dell'importanza degli scarichi stessi ai fini dell'impatto ambientale. Nello specifico:

- Acque di processo: due analisi interne quotidiane dei parametri più significativi; una mensile ad opera di un laboratorio esterno qualificato, di tutti i parametri previsti dal Dlgs 152/06.
- Acque meteoriche: una analisi interna ad ogni scarico della vasca per i parametri più significativi; una analisi mensile ad opera di un laboratorio esterno qualificato, di tutti i parametri previsti dal Dlgs 152/06.

Per quanto riguarda i potenziali impatti ambientali di tali scarichi si rimanda all'allegato D7 ("Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua e confronto con SQA") della presente "Documentazione Integrativa alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale – Centrale di Taranto (TA)".

Restituzione acque di raffreddamento CET3 ad ILVA

- Le acque di raffreddamento dell'impianto CET3, prelevate in corrispondenza della sala pompe del I SALTO A e/o del I SALTO B (portata media circa 45000 mc/h), vengono restituite nel II SALTO C di ILVA come previsto contrattualmente; denominato AR1/CET3.

Esiste un punto di analisi all'interno dell'impianto Edison (punto di campionamento PA3/CET3) prima del passaggio delle acque ad ILVA al II SALTO C, dove con frequenza settimanale, viene eseguita una analisi dei parametri più significativi.

5. Analisi delle condizioni di avviamento, transitorio e dei malfunzionamenti

Come riportato nell'introduzione della presente Relazione la Centrale EDISON di Taranto 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 ILVA in cui è integrata.

Dall'analisi storica dei fermi impianto incorsi nel triennio 2004/2006, si evince come dei 211 fermi-impianto complessivamente accaduti ai singoli Monoblocchi di CET2 e Moduli di CET3, solo il 13 % (27 eventi) abbiano comportato un riavvio a freddo. La maggioranza degli interventi eseguiti (a seguito di una fermata programmata o meno dell'impianto) si è risolta con un riavvio a caldo dell'impianto fermo. La seguente Tabella esprime puntualmente tali dati.

Tabella 27– Avvii a freddo e a caldo del triennio 2004/2006 (CET2-CET3)

Anno	CET 2 (n. fermate)						CET 3 (n. fermate)					
	MB1		MB2		MB3		Modulo 1		Modulo 2		Modulo 3	
	a caldo	a freddo	A caldo	a freddo	a caldo	a freddo	a caldo	a freddo	a caldo	a freddo	a caldo	a freddo
2004	8	1	9	1	10	1	16	1	24	1	13	1
2005	8	0	9	2	8	1	7	1	5	2	10	2
2006	8	2	6	3	5	0	11	2	17	3	10	3

La durata delle operazioni di avviamento **sino al raggiungimento del pieno carico**, è pari a:

- Per la Centrale CET2:
 - 5 ore in caso di avvio a caldo;
 - 10 ore in caso di avvio a freddo;
- Per la Centrale CET3:
 - 3 ore in caso di avvio a caldo;
 - 6 ore in caso di avvio a freddo.

Si precisa che per durata di avviamento si intende:

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

La durata delle diverse operazioni di avviamento e fermata, articolate nel raggiungimento prima del minimo tecnico e poi del pieno carico, sono descritte in seguito.

CET 3: AVVIAMENTO di MODULO

La turbina a gas durante e per tutta la fase di avviamento e sino a 60 MW (dai trend fino ai 90 minuti dallo start per avviamento a freddo, e sino a 45 minuti per avviamento a caldo) è alimentata solo con combustibile naturale (100% metano). Successivamente ha inizio la fase dinamica di trasferimento (della durata di circa 15 minuti) del combustibile di alimentazione alla TG, che vede ridurre la frazione di metano ed aumentare quella da combustibile siderurgico elaborata dal compressore centrifugo. Il transitorio di trasferimento si interrompe provvisoriamente e permane stabile per un periodo di tempo (per le esigenze termiche del generatore di vapore a recupero e della turbina a vapore) con il combustibile naturale della turbina a gas pari al 55% (dal minuto 60° al 105° per avviamento a freddo, e dal minuto 105° al 150° per avviamento a caldo). La risposta termica del GVR e della TV segnano la rampa dell'incremento della potenza della TG e la conseguente riduzione della frazione di metano di alimentare della TG sino al 42% (assetto standard di esercizio).

Si specifica inoltre che durante le fasi di avviamento i fumi transitano esclusivamente sul camino di by-pass solo nella fase di accensione della fiammata a gas naturale e fino al raggiungimento della velocità di sincronizzazione con la rete elettrica, fase che mediamente dura circa 10-15 minuti. Successivamente, i fumi vengono progressivamente convogliati al generatore di vapore a recupero per la pressurizzazione del ciclo vapore agendo sulla modulazione del *diverter*. Durante tale fase, parte dei fumi transita sul camino di by-pass e parte sul camino del generatore di vapore a recupero. La concentrazione delle emissioni, che è ovviamente la stessa, potrà quindi essere verificata direttamente al camino principale. Per la fase di spegnimento, il funzionamento dura solo dall'apertura del parallelo con la rete elettrica fino allo spegnimento.

CET 3: FERMATA di MODULO

La TG, durante la fase di fermata pilotata, mantiene inalterata la frazione di combustibile naturale di alimentazione (42%) sino ad un carico di 90 MW circa. Per ragioni tecniche di processo, la successiva riduzione di potenza sino al fuori parallelo, viene effettuata previo incremento della frazione metano sino al 60%.

CET 2: AVVIAMENTO di MONOBLOCCO

Per l'avviamento a freddo il Monoblocco è alimentato a solo gas naturale fino ad un carico di circa 50-60 Mw (circa 180 minuti dal trend). In seguito, inizia la fase di accensione ad olio combustibile per eseguire la fase di avviamento fino a circa 100 Mw (180 minuti). Una volta raggiunta una stabilità di marcia della caldaia, si verificano le condizioni per l'accensione dei bruciatori a gas siderurgici; con quest'ultima fase si raggiunge il carico nominale di 150 Mw con i tempi di 240 minuti (come riportato nei trend). Per quanto riguarda l'avviamento a caldo le modalità sono le stesse ma cambiano i tempi delle singole fasi (metano, olio, gas siderurgici). Difatti si alimenta con solo metano fino a 50 Mw per 120 minuti, con aggiunta di olio

combustibile fino a 100 Mw per 60 minuti, ed infine accensione a gas siderurgici per 120 minuti (per un totale di circa 300 minuti).

CET 2: FERMATA di MONOBLOCCO

La fase di fermata di un Monoblocco prevede, prima dello spegnimento dei bruciatori a gas siderurgici, con la messa in sicurezza delle Linee Gas siderurgici, durante la discesa di carico fino a circa 90 Mw (per una durata di circa 60 minuti). Successivamente, si spengono i bruciatori ad olio combustibile (circa 30 minuti) riducendo ulteriormente il carico fino a 40-50 Mw. L'ultima fase fino al fuori parallelo e quindi spegnimento completo della caldaia si ha con solo metano, per altri 30 minuti (per un totale di circa 120 minuti).

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 avvii di questi impianti.

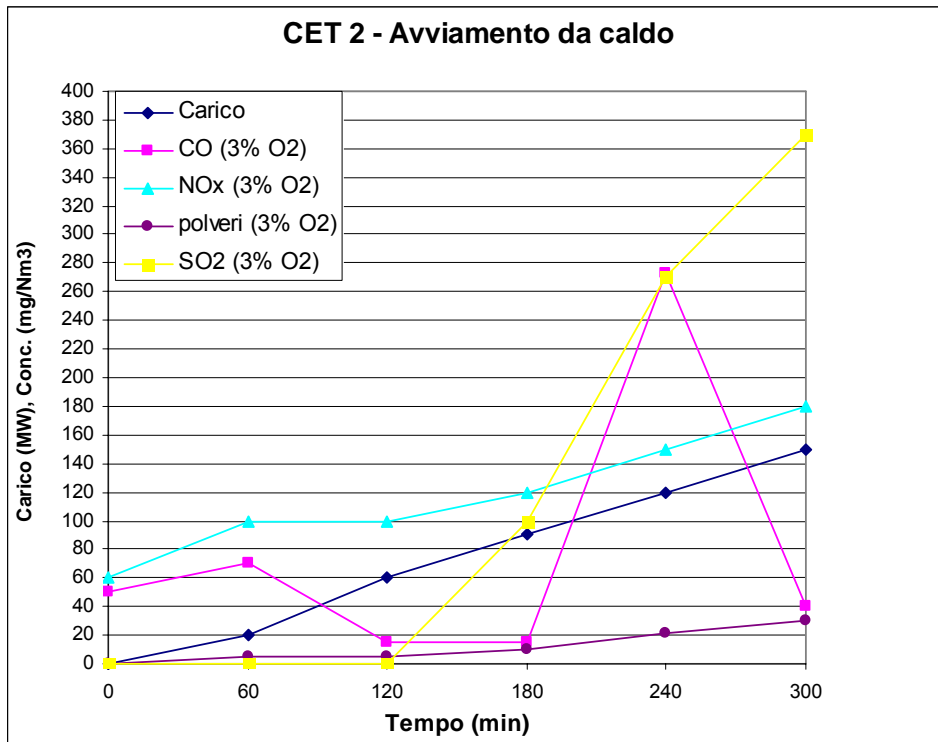


Figura 32 – CET2 – Avviamento da caldo

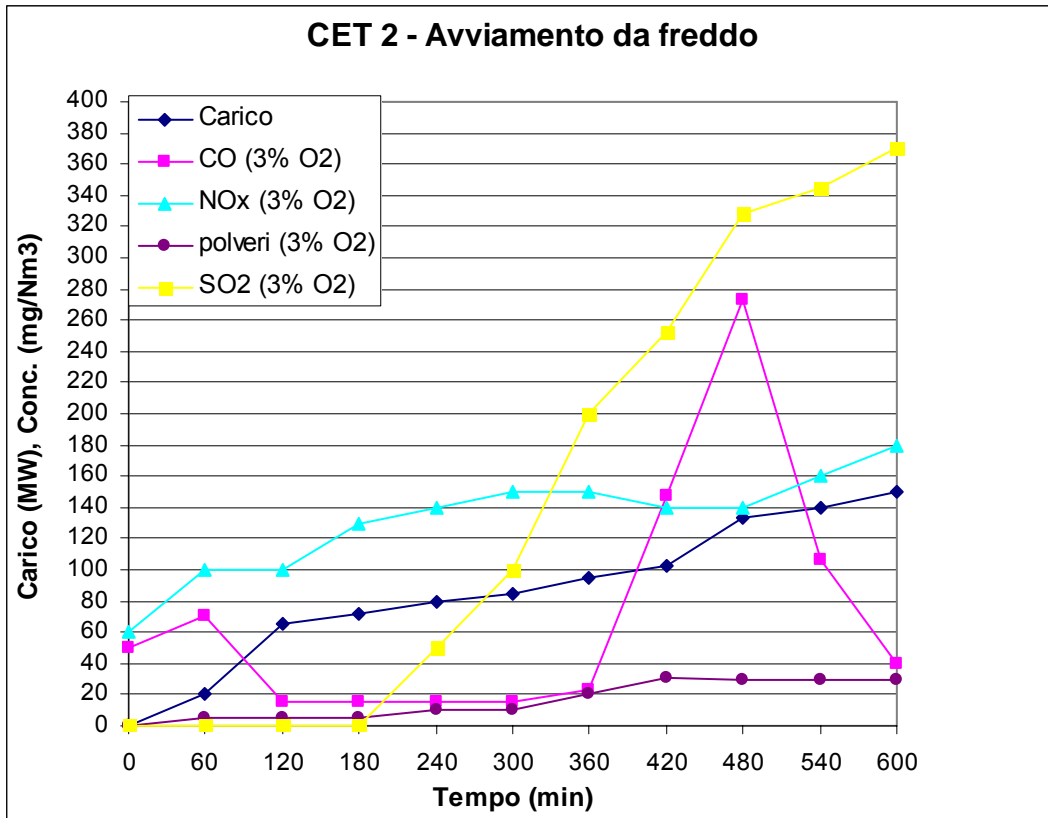


Figura 33 – CET2 – Avviamento da freddo

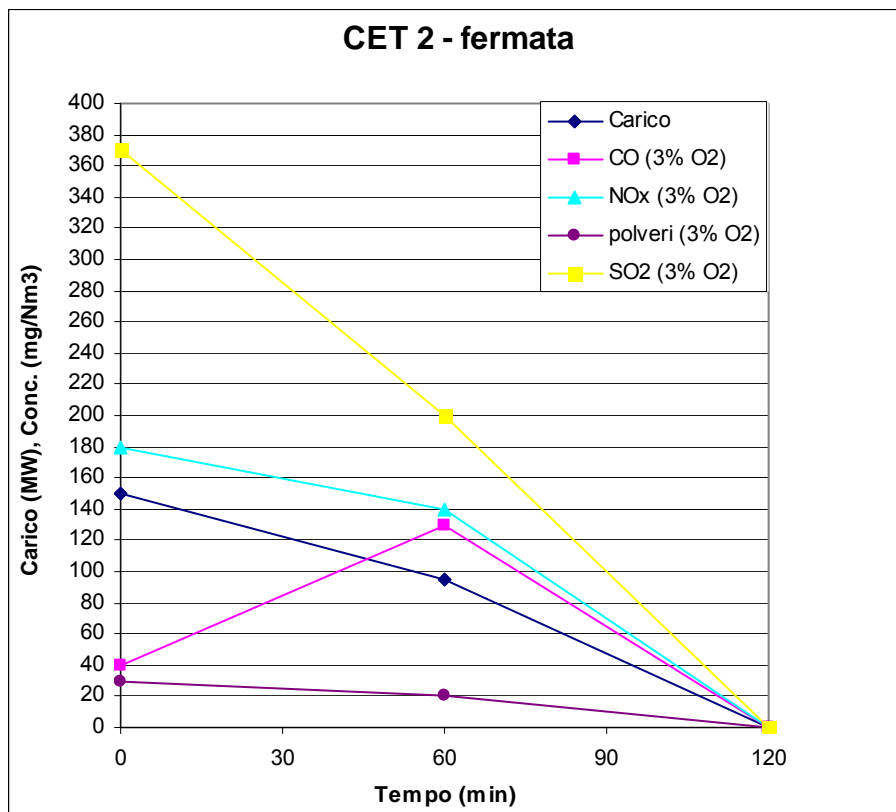


Figura 34 – CET2 – Fermata

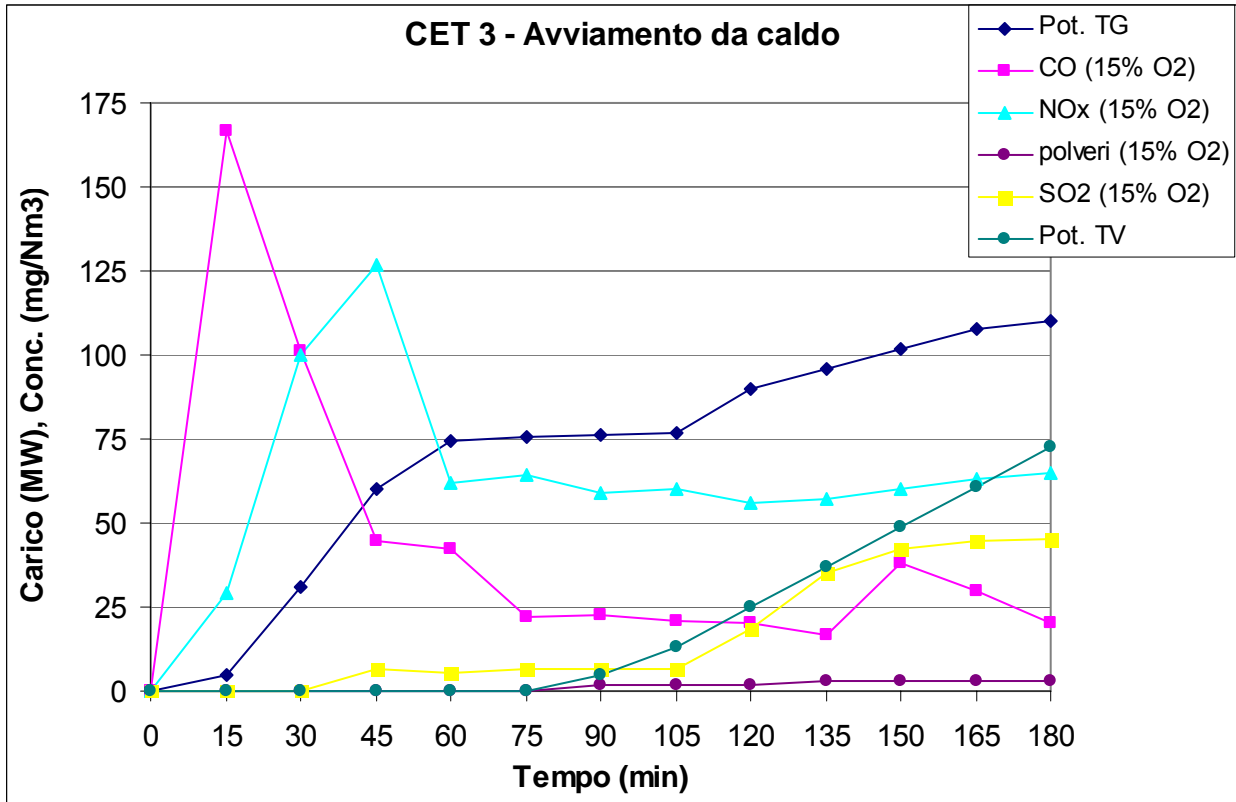


Figura 35 – CET3 – Avviamento da caldo

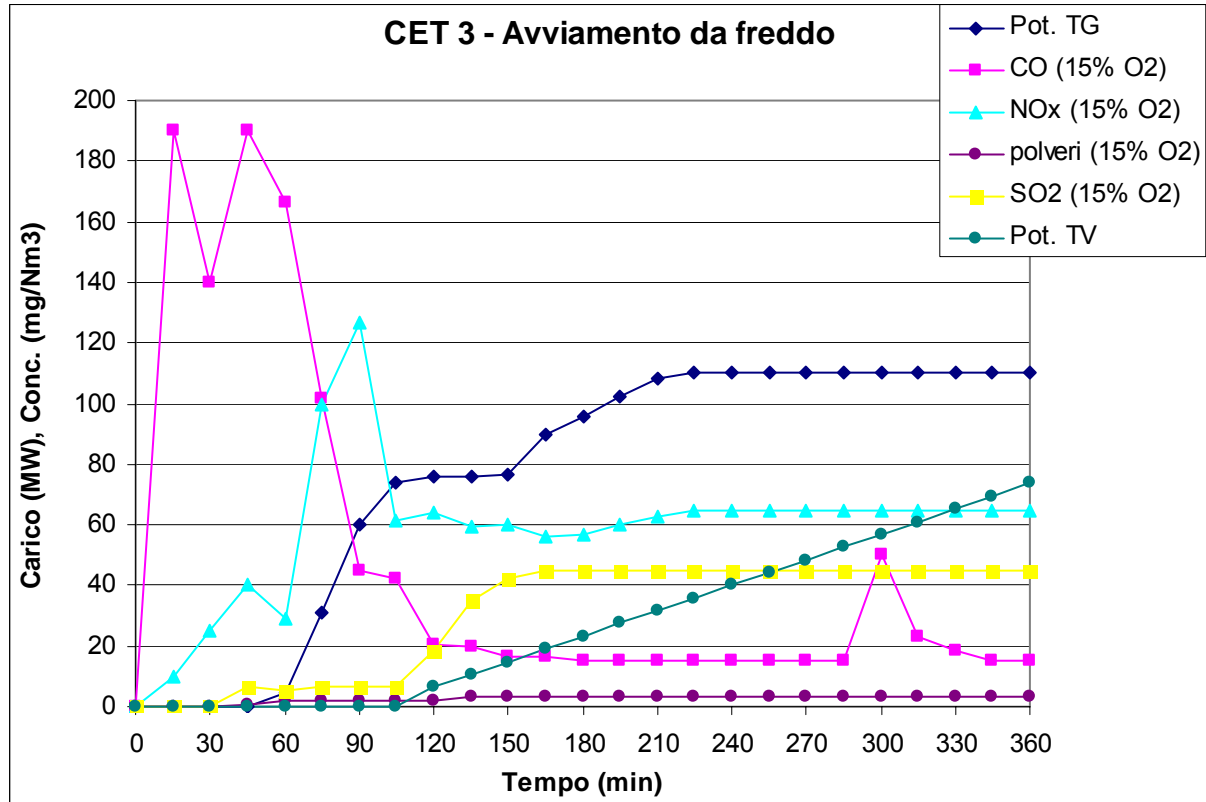


Figura 36 – CET3 – Avviamento da freddo

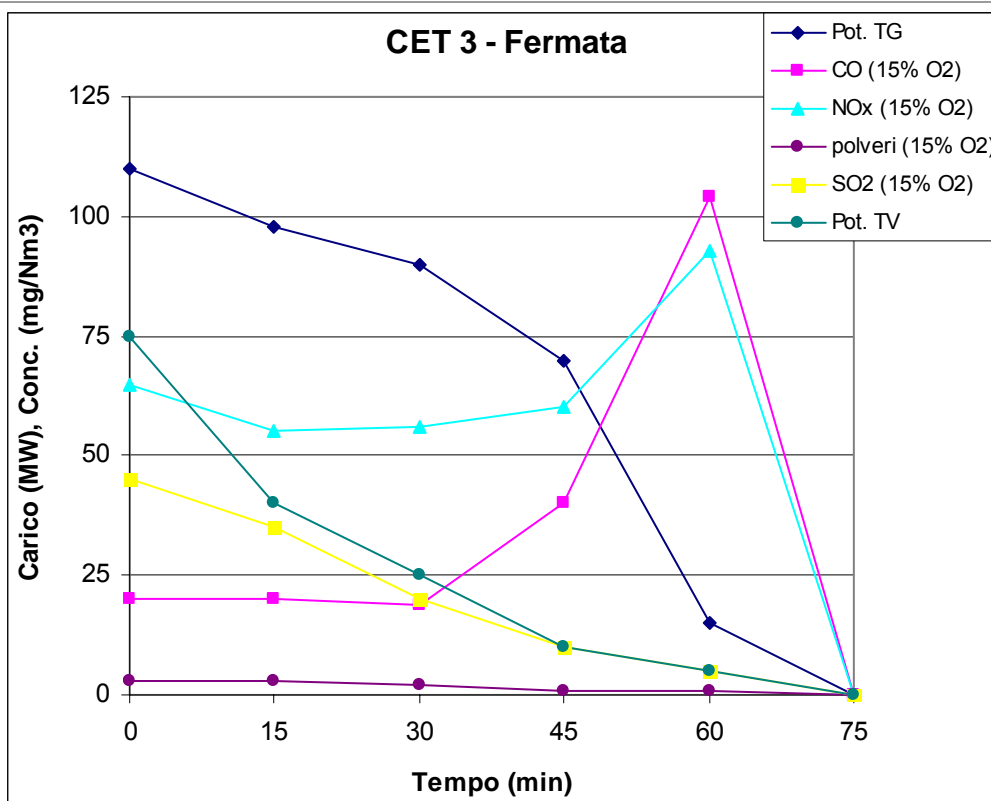


Figura 37 – CET3 – Fermata

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

5.1. Programma generale lavori di manutenzione

Premessa

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

Ad oggi la manutenzione delle due centrali termoelettriche, CET2 a ciclo tradizionale e CET3 a ciclo combinato, è gestita da due distinte "entità", ma con filosofie manutentive sostanzialmente identiche:

- CET2 è manutentionata direttamente dal REPARTO MANUTENZIONE di Edison Taranto, mediante l'utilizzo di contratti d'appalto con imprese terze;
- CET3 è manutentionata "in toto" da una società appaltatrice in regime di "Global Service", detta GTF (Garanzia Totale di Funzionamento), gestita da un complesso contratto d'appalto valido dall'avviamento della Centrale per una durata di quindici anni.

Inoltre, in considerazione del fatto che lo Stabilimento EDISON di Taranto è soggetto al D.Lgs. 334/99 concernente gli impianti a rischio di incidente rilevante, è posta particolare attenzione alle attività di manutenzione preventiva, programmata e “su condizione” delle parti di impianto definiti “critici” ai sensi della citato decreto, quali l’intera rete gas siderurgici (AFO – COKE – LDG) e la rete di distribuzione gas Gas Naturale.

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 mediante apposito registro cartaceo.

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 carroporti
- 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 (le attività contrassegnate da asterisco (*) indicano quelle particolari manutenzioni svolte ai sensi del D. Lgs. 334/99):

TURBINA A VAPORE – ALTERNATORE:

- Manutenzione del 100% valvole turbina
- Manutenzione del 50% cuscinetti
- Controlli colonna regolazione
- Controlli in cassa olio e pompe
- Controlli termocoppie e strumenti di controllo
- Controlli quadro eccitazione
- Controlli refrigeranti idrogeno
- Controlli sistema tenuta idrogeno
- Scovolatura e controlli condensatore
- Controlli elettrici su alternatore – trasformatori – linee 15÷66kV
- Revisione interruttori
- Manutenzione 50% valvole ciclo termico e refrigeranti vari

- Manutenzione viratore
- Controlli N.D.
- Parziali ripristini isolamenti termici
- Verifica sistema controllo vibrazioni (TSI)
- 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 N.D. tubi caldaia
- Controlli N.D. tubi economizzatore
- Controlli condotte fumi (lamiere e refrattari)
- Controlli supporti linee acqua - vapore
- Revisione valvole di sicurezza
- Revisione termoprobe
- Ripristino isolamenti termici e refrattari
- Manutenzione ventilatori aria torce e scanner – canne olio
- 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 190 MVA – 33 MVA
- 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 HW e SW sistema DCS/BMS
- 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 mix/ricircolo fumi
- Verifica velette allarmi e segnali SER

- Backup SW sistemi automatici

RETE GAS SIDERURGICI E GAS NATURALE (*):

- (*) Pulizia e CND collettori gas a ridosso caldaia
- (*) 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, con la sostanziale differenza (accennata in premessa) che tutta la manutenzione è gestita in autonomia da un'unica società, denominata GTF ("Garanzia Totale di Funzionamento"), attraverso un contratto di appalto remunerato in base alla produzione della centrale.

L'organizzazione del GTF rispecchia sia tecnicamente che gestionalmente la manutenzione applicata alla CET2, mediante il sistema del tipo "SU CONDIZIONE" già descritto.

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

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; le attività contrassegnate da asterisco (*) indicano quelle particolari manutenzioni svolte ai sensi del D. Lgs. 334/99:

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 100% 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 15÷66kV
- Revisione interruttori
- Manutenzione 50% valvole ciclo termico e refrigeranti vari
- Manutenzione viratore
- Controlli N.D.
- Parziali ripristini isolamenti termici
- Verifica sistema controllo vibrazioni (TSI)
- Altri lavori come da piani standard o derivanti da segnalazioni di anomalie

CALDAIA – CICLO ACQUA VAPORE:

- (*) Manutenzione bruciatori post combustione (valvole / accenditori / fotocellule / diffusori/...)
- Manutenzione 50% valvole vapore
- (*) Manutenzione 100% valvole di blocco
- Controlli N.D. 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/BMS
- 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 mix/ricircolo fumi
- Verifica velette allarmi e segnali SER
- 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
- (*) Revisione soffianti e apparati Post Combustione
- (*) Manutenzione valvole idrauliche di sezionamento gas (GAKO)
- (*) Ispezione e pulizia barilotti raccolta condense gas siderurgici
- (*) Manutenzione Impianti trattamento acque di lavaggio elettrofiltri