

Allegato D15

RELAZIONE TECNICA SULL'ANALISI DELLE BAT

RELAZIONE TECNICA SULL'ANALISI DELLE BAT

Le BAT

Le BAT (Best Available Techniques), ovvero le «migliori tecniche disponibili», rappresentano la più efficiente ed avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche intese ad evitare o a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente generate da un determinato impianto.

Per «tecniche» si intendono sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto. Il termine «disponibili» qualifica le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente valide nell'ambito del pertinente comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte nello Stato membro di cui si tratta, purché il gestore possa avervi accesso a condizioni ragionevoli. Infine, il termine «migliori» qualifica le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso.

Le tecnologie e gli accorgimenti adottati dal sito di Taranto in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento sono dettagliati in seguito. L'individuazione di potenziali criticità e di possibili miglioramenti è legata alla valutazione delle caratteristiche dell'impianto confrontate con le indicazioni delle linee guida nazionali e dei BREF (Bat Reference Document) di settore quali:

- “Integrated Pollution Prevention and Control. Reference Document On Best Available Techniques to Industrial Cooling System, December 2001”.
- “Integrated Pollution Prevention and Control. Reference Document On Best Available Techniques For Large Combustion Plants, July 2006”.
- “Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005”.

Bisogna tener presente che il documento BREF europeo per i “Large Combustion Plants” non è applicabile alla combustione dei combustibili di processo, viceversa il documento BREF italiano “grandi impianti di combustione” tratta le MTD, per i combustibili di processo, in modo più dettagliato e per tanto è stato preso come riferimento.

Le BAT applicate al sito di Taranto si differenziano in base alle due diverse tecniche di combustione ed ai combustibili utilizzati:

- CET 2: Generatore di Vapore (Caldaia):
 - ✓Gas Siderurgici: gas Afo, gas Coke, gas LDG, gas Naturale ed Olio combustibile;
 - ✓Gas Naturale (prevalentemente).
- CET 3: Ciclo Combinato a Turbogas (CCGT).
 - ✓Gas Siderurgici: gas Afo, gas Coke, gas LDG, con combustione anche di gas Naturale;
 - ✓Gas Naturale.

La gestione accorta delle risorse naturali e l'uso efficiente dell'energia sono due dei principali requisiti stabiliti dalla direttiva IPPC.

A questo proposito si evidenzia come il sito di Taranto stia già operando in questi termini in quanto utilizza prioritariamente come combustibili i gas di recupero dal processo siderurgico, che altrimenti dovrebbero essere bruciati in torcia causando un maggiore impatto ambientale.

Livelli di emissione associati alle BAT

Gli impianti che utilizzano come combustibile i gas siderurgici sono soggetti ad una ampia e continua fluttuazione sia in quantità, sia nel mix degli stessi (AFO, COKE, LDG).

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).

Tecnicamente risulta quindi non sostenibile la definizione di un limite dinamico di emissione calcolabile istantaneamente come media pesata delle portate dei singoli combustibili per i rispettivi valori di emissione associate alle BAT specifiche per i singoli combustibili, dove questi ultimi derivano da BAT di impianti alimentati a condizione di regime costante ed esclusivamente alimentati con combustibili commerciali.

CET 2: Generatore di Vapore (Caldaia) in modalità CHP (Cogenerazione)

Funzionamento a Gas Siderurgici

Rendimento

L'efficienza di produzione energetica costituisce un importante indicatore delle emissioni di CO₂, uno dei gas clima-alteranti. Un modo per ridurre le emissioni di CO₂ per unità di energia prodotta è l'ottimizzazione del consumo energetico e del processo di produzione dell'energia. L'incremento del rendimento termico incide sulle condizioni di carico, sui sistemi di raffreddamento, sulle emissioni e sul tipo di combustibile utilizzato.

La cogenerazione di elettricità e calore (CHP) è considerata la soluzione più efficace per ridurre le emissioni complessive di CO₂.

CET 2 è una centrale esistente costituita da tre monoblocchi già dedicati alla cogenerazione di elettricità e calore (CHP). In particolare sono già applicate le seguenti BAT:

- raggiungimento del livello ottimale di pressione e di temperatura del vapore, in relazione al tipo di impianto;
- aumento della differenza di pressione del vapore in ingresso e in uscita dalla turbina, al fine di aumentare il rendimento del ciclo termico;

- riduzione al minimo delle perdite di calore attraverso coibentazioni delle tubazioni;
- riduzione al minimo delle perdite dalla turbina a vapore;
- recupero dell'energia dei fumi attraverso il riscaldamento dell'aria comburente (Sistema AIRIEC);
- preriscaldamento dell'acqua di alimento;
- preriscaldamento dell'olio combustibile mediante vapore di caldaia.

In **Tabella 1** è riportato il risultato delle applicazioni delle BAT relative ai rendimenti associati ai Generatori di Vapore (Caldaie) in modalità CHP. Tali BAT sono state reperite sulle "Linee Guida per le migliori tecniche disponibili", datate ottobre 2005, in quanto il documento "Integrated Pollution Prevention and Control. Reference Document On Best Available Techniques For Large Combustion Plants, July 2006" non tratta i casi in oggetto.

Tabella 1: Rendimento associato all'impiego delle BAT nei Generatori di Vapore (Caldaie) in modalità CHP (Cogenerazione). Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.		
Tipologia di Impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW termici)	Rendimento elettrico in pura condensazione (%)
Generatore di Vapore (Caldaia) in modalità CHP (Cogenerazione)	> 300	30 ÷ 35

Il rendimento elettrico netto in pura condensazione della centrale CET 2 mediamente registrato si attesta intorno al 35,5%.

Emissioni in atmosfera

Emissioni di particolato (polveri)

Il particolato emesso durante la combustione deriva dalle polveri provenienti dai gas siderurgici e dall'olio combustibile.

Lo stabilimento siderurgico fornisce un gas già trattato: per questo motivo si considera BAT il trattamento di pulizia effettuato a monte dell'ingresso del combustibile nella caldaia. Risulta quindi inutile aggiungere un ulteriore trattamento a valle della stessa.

L'Olio combustibile, ad integrazione dei gas siderurgici al fine di mantenere stabili le condizioni di combustione, è utilizzato in quantità tali da non giustificare l'adozione di un impianto di filtrazione dei fumi.

In **Tabella 2** è riportato il risultato delle applicazioni delle BAT relative ai livelli di particolato associati ai Generatori di Vapore (Caldaie) in modalità CHP.

Tabella 2: Livello di emissioni di particolato associato all'impiego delle BAT nelle caldaie a fuoco. Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.		
Tipologia di Impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW termici)	Livello di emissioni di polveri in mg/Nm³ (O₂ rif 3%)

Generatore di Vapore (Caldaia) in modalità CHP (Cogenerazione)	> 300	30 ÷ 45
--	-------	---------

Le emissioni di particolato di CET 2 registrano valori di media giornaliera inferiori a 45 mg/Nm³, collocandosi quindi perfettamente nel range riportato in tabella.

Emissioni di SO₂

Le emissioni di ossidi di zolfo sono dovute essenzialmente allo zolfo presente nei combustibili, in particolare nell'olio combustibile e nel gas Coke.

Per quanto riguarda l'olio combustibile, si considera BAT l'impiego di un olio BTZ, a basso tenore di zolfo.

Per quanto riguarda il gas Coke, si considera BAT il trattamento di desolforazione effettuato direttamente dallo stabilimento siderurgico ILVA a monte dell'ingresso in caldaia.

In **Tabella 3** è riportato il risultato delle applicazioni delle BAT relative ai livelli di emissioni di SO₂ associati ai Generatori di Vapore (Caldaie) in modalità CHP.

Tabella 3: Livello di emissioni di SO₂ associato all'impiego delle BAT nelle caldaie a fuoco. Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.		
Tipologia di Impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW termici)	Livello di emissioni di SO₂ in mg/Nm³ (O₂ rif 3%)
Generatore di Vapore (Caldaia) in modalità CHP (Cogenerazione)	> 300	380 ÷ 420

Le emissioni di SO₂ registrano valori di media giornaliera inferiori a 420 mg/Nm³, a testimonianza della capacità dell'impianto di raggiungere valori congruenti con il range consentito.

Emissioni di NO_x

I principali ossidi di azoto emessi durante la combustione sono il monossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO₂), noti come NO_x.

Al fine di minimizzare le emissioni di NO_x, nel periodo compreso tra il 1999 ed il 2001, i tre monoblocchi dell'impianto sono stati modificati con l'introduzione delle seguenti BAT:

- installazione di bruciatori "RSFC - Radially Stratified Flame Core" a basse emissioni di NO_x: la stratificazione della fiamma consente la diminuzione dell'emissione complessiva di NO_x;
- predisposizione di tubazioni per il ricircolo fumi in caldaia: consente la diminuzione della temperatura in camera di combustione.

Visti gli attuali livelli di emissione di NO_x inferiori a 200 mg/Nm³ (vedi tab.4) ed in considerazione dell'insufficienza di spazio sulla caldaia esistente, ne discende l'inapplicabilità della BAT relativa all'installazione di sistemi SCR (Riduzione Selettiva Catalitica degli NO_x).

Emissioni di CO

Il monossido di carbonio (CO) è sempre presente come prodotto intermedio del processo di combustione.

Le BAT per ridurre al minimo le emissioni di CO sono la combustione completa, associata ad una corretta progettazione della camera di combustione, all'impiego di tecniche ad alta efficienza di monitoraggio e controllo di processo, ed alla manutenzione del sistema di combustione.

Si sottolinea come non sia possibile considerare le BAT per la minimizzazione delle emissioni di CO separatamente da quelle per la riduzione degli NO_x. E' importante notare, infatti, come le emissioni di NO_x e CO siano sempre correlate l'una all'altra: non è tecnicamente possibile, infatti, ottenere contemporaneamente basse emissioni NO_x e basse emissioni di CO. In altre parole non è possibile che i livelli di emissione di questi due parametri siano contemporaneamente prossimi all'estremo inferiore dei range riportati in tabella.

In **Tabella 4** è riportato il risultato delle applicazioni delle BAT relative ai livelli di emissioni di NO_x e CO associati ai Generatori di Vapore (Caldaie) in modalità CHP.

Tabella 4: Livello di emissioni di NO_x e CO associato all'impiego delle BAT nelle caldaie a fuoco. Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.			
Tipologia di Impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW termici)	Livello di emissioni di NO_x in mg/Nm³ (O₂ rif 3%)	Livello di emissioni di CO in mg/Nm³ (O₂ rif 3%)
Generatore di Vapore (Caldaia) in modalità CHP (Cogenerazione)	> 300	190 ÷ 200	150 ÷ 250

Le emissioni della centrale storicamente registrate rientrano nel seguente range:

- NO_x inferiori a 200 mg/Nm³
- CO inferiori a 250 mg/Nm³

Le emissioni di NO_x e di CO rientrano quindi perfettamente nei range riportati in tabella, a testimonianza dell'elevato grado di ottimizzazione della tecnologia utilizzata.

In base a quanto sopra esposto, il generatore di vapore in assetto cogenerativo della CET 2 raggiunge un livello di emissione in atmosfera che rappresenta il minimo attualmente raggiungibile.

Emissioni in acqua

Le acque (di mare), utilizzate nel processo di produzione di energia, sono in massima parte impiegate per il raffreddamento del ciclo e dei macchinari e pertanto non subiscono alcuna alterazione di tipo chimico, ma solo un processo di riscaldamento. Tali acque vengono preventivamente trattate col biossido di cloro dall'impianto siderurgico ILVA.

Un impianto di combustione è responsabile dello scarico di effluenti liquidi (acque di raffreddamento e acque reflue) nei fiumi, nei laghi e nell'ambiente marino. Al fine di evitare inquinamento idrico, tutte le acque di scorrimento superficiale (acque meteoriche) che dilavano i piazzali, sono raccolte prima dello scarico.

Prima dell'immissione nei canali ASI 1 e ASI 2, nel pozzetto allo scarico della vasca delle acque reflue, viene effettuato il controllo in continuo dei valori di pH, temperatura ed olio (controllo qualitativo), e periodicamente ad

opera del laboratorio interno viene effettuato il controllo dei parametri di impatto ritenuti più significativi, quali pH, conducibilità, solidi sospesi, cianuri, cloruri e cloro libero totale, solfati, solfuri, fosforo totale, ammoniaca totale, olio minerale, nichel, fenoli, ferro, rame, nitrati, nitriti, COD.

Sono previste analisi mensili delle acque reflue su tutti i parametri ritenuti significativi, effettuate da un laboratorio esterno accreditato Sinal. Le stesse vengono inviate alla Provincia di Taranto con la stessa periodicità.

Acque di mare: un'analisi interna settimanale dei parametri più significativi.

Acque reflue di processo: due analisi interne settimanali (o con frequenza diversa in base alle esigenze) dei parametri più significativi ed una mensile, ad opera di un laboratorio esterno qualificato Sinal, di tutti i parametri previsti dal D.Lgs 152/99.

Acque meteoriche: un'analisi mensile ad opera di un laboratorio esterno qualificato, di tutti i parametri previsti dal DLgs 152/99. Ad ogni scarico della vasca viene effettuata un'analisi dei parametri più significativi presso il laboratorio di Centrale.

Le considerazioni di cui sopra rientrano nei criteri individuati dal BREF (Luglio 2006, sezione "Water and waste water treatment") elaborato sulla base della direttiva 96/61/EC, European IPPC Bureau di Siviglia, per gli impianti di combustione.

6.2 Emissioni al suolo

L'attività svolta nella centrale è tale per cui le emissioni al suolo non risultano essere rilevanti.

Il rischio di contaminazione è infatti estremamente ridotto poiché i trasformatori e tutti i serbatoi adibiti al contenimento delle sostanze pericolose utilizzate nel processo sono posti fuori terra e dotati di bacini di contenimento dimensionati per la capacità massima dei serbatoi stessi, al fine di evitare che la rottura accidentale di un serbatoio possa contaminare il terreno.

Le vasche interrato per la raccolta delle acque reflue industriali sono sottoposte a verifiche periodiche.

Le modalità con cui è effettuata la gestione dei rifiuti consentono di ridurre al minimo il rischio di contaminazione del suolo e delle acque.

Al fine di ridurre al minimo il rischio di percolazione e contaminazione del suolo vengono inoltre seguiti i seguenti accorgimenti:

- impiego di gas naturale in luogo del tradizionale olio combustibile denso;
- impiego di gasolio trascurabile (unicamente per le prove delle motopompe antincendio e per i motori diesel d'emergenza);
- gestione differenziata dei rifiuti prodotti e loro deposito in apposite aree dedicate;
- approvvigionamenti di chemicals in apposite aree impermeabilizzate, impermeabilizzazioni e bacini di contenimento di vasche e serbatoi e ispezioni periodiche.

6.3 Le misure da adottare qualora si verificassero situazioni di emergenza sono individuate in apposite procedure descritte nel Piano di Emergenza disponibile presso la Centrale.

6.2 Emissioni sonore

Il comune di Taranto non ha ancora approvato e adottato il piano di zonizzazione acustica del proprio territorio ai sensi dell'art. 6, comma 1 lett. a della Legge 447/95.

In mancanza di tale piano, ai sensi dell'art. 8 comma 1 del D.P.C.M. 14/11/1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore", si applicano i valori stabiliti dall'art. 6 del D.P.C.M 01/03/1991.

In considerazione della destinazione d'uso industriale, i limiti di accettabilità applicabili all'area della centrale sono quelli relativi ad una "Zona esclusivamente industriale", cui corrispondono limiti d'immissioni diurni e notturni pari a 70 dB(A).

Limiti di accettabilità per le sorgenti sonore fisse ai sensi dell'art.6 D.P.C.M. 01/03/1991		
Zonizzazione	Limite diurno Leq (dBA)	Limite notturno Leq (dBA)
Tutto il territorio nazionale	70	60
Zona A (decreto ministeriale n. 1444/68) (*)	65	55
Zona B (decreto ministeriale n. 1444/68) (*)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

(*) Zone di cui all'art. 2 del decreto ministeriale 2 aprile 1968.

Al fine di valutare il rispetto di tali limiti normativi, in data 30 e 31 marzo 1999 la Società "Isonall Systems" ha effettuato una serie di misurazioni fonometriche lungo il perimetro del sito di Taranto, situato nell'area industriale dello stabilimento siderurgico ILVA.

Scopo dell'indagine era appunto quello di valutare le immissioni sonore nell'ambiente esterno e compararle con i parametri di riferimento indicati dai recenti decreti normativi in materia, quali:

- Decreto 11/12/96 "Applicazione del criterio differenziale per gli impianti a ciclo produttivo continuo";
- DPCM 14/11/97 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore";
- Decreto 16/03/98 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico".

Il sito di Taranto è totalmente inserita nell'area produttiva dell'acciaieria ILVA..

Lungo tutto il suo perimetro, l'insediamento confina infatti con lo Stabilimento ILVA, ad eccezione del breve tratto relativo alla portineria, tratto che confina con la Via per Statte.

Gli impianti ILVA distano pochi metri dal confine e, con la loro rumorosità, influenzano in modo significativo i livelli di rumore misurati al confine tra i due complessi industriali.

Appare quindi evidente l'impossibilità di valutare il Rumore Ambientale prodotto dal sito.

Non potendo ricorrere a metodi drastici come l'interruzione totale di un complesso produttivo, nel periodo compreso tra luglio e agosto 2004, si è deciso di valutare il Rumore Ambientale prodotto dal solo insediamento edison basandosi su specifici algoritmi di calcolo supportati da misure realizzate lungo il

perimetro del sito e che necessariamente risentono della rumorosità proveniente da impianti non di proprietà Edison.

In concreto, essendo i recettori sensibili a circa 2 km ed essendo gli impianti del siderurgico interposti tra questi e il sito, si è adottato il criterio di calcolare la distanza alla quale un potenziale ricevitore percepirebbe il livello di rumore di 70 dB e 60 dB.

Alla luce dei risultati ottenuti anche i livelli sonori registrati lungo la via per Statte rientrano nei limiti assoluti di "Zona esclusivamente industriale".

Si può quindi concludere che l'insediamento della Edison è ininfluenza nei confronti delle aree esterne.

6.2 Rifiuti

La società Edison tiene sotto controllo la gestione di rifiuti nel rispetto della normativa vigente.

Per ogni tipo di rifiuto le operazioni di gestione comprendono registrazioni, deposito temporaneo presso la centrale e conferimento a terzi.

Tutti i rifiuti vengono conferiti ad imprese in possesso di regolare autorizzazione ed iscrizione all'Albo Smaltitori. La documentazione relativa viene conservata in centrale. La movimentazione di tali rifiuti è registrata sul registro di carico/scarico.

Gli oli esausti sono conservati in cisterne e conferiti al Consorzio Oli Esausti.

I dettagli relativi ai rifiuti prodotti sono riportati nel Modello Unico di Dichiarazione Ambientale, schede di identificazione e documenti di trasporto, conservati in Centrale.

Sistemi di raffreddamento

La maggior parte dei sistemi di raffreddamento del sito di Taranto utilizza acqua di mare prelevata dai collettori già predisposti in sito dallo stabilimento siderurgico che gestisce l'opera di presa e ritorno al mare. La tecnologia utilizzata consiste in condensatori "Once through", a singolo passaggio dell'acqua di mare.

Al fine di ridurre il consumo di energia, sono inoltre applicate le seguenti BAT estratte dal documento "*Reference Document on BAT to Industrial Cooling System - December 2001*":

- Per il circuito di raffreddamento e la superficie degli scambiatori: ottimizzazione del trattamento delle acque e del trattamento superficiale delle tubazioni;
- Per i sistemi a singolo passaggio e torri di raffreddamento a circuito aperto: monitoraggio delle incrostazioni per minimizzare il dosaggio dei biocidi;
- Per i sistemi a singolo passaggio:
 - ✓ Limitata applicazione dei biocidi: se la temperatura del mare è al di sotto di 10-12°C (situazione raramente raggiunta) nessun uso di biocidi;
 - ✓ Monitoraggio degli ossidanti liberi in uscita dal trattamento di clorazione in continuo di acqua di mare: gli ossidanti liberi devono essere inferiori a 0,2 mg/l;

- Per ridurre il rischio di perdite:
 - ✓ Utilizzo di materiali idonei alla qualità dell'acqua utilizzata;
 - ✓ Utilizzo di sistemi in accordo alle specifiche di progetto;
 - ✓ Utilizzo di un appropriato programma di trattamento delle acque;
 - ✓ Per gli scambiatori di calore: evitate piccole rotture e mantenimento della temperatura al di sotto dei 50°C.
- Riduzione del rischio biologico: controllo della temperatura mediante regolari attività di manutenzione.

CET 3: Ciclo Combinato (CCGT)

Funzionamento a Gas Siderurgici

Rendimento

La centrale CET 3 è costituita da tre cicli combinati in assetto cogenerativo per la produzione di energia e calore, riconosciuta quale BAT fondamentale per i grandi impianti di combustione che utilizzano combustibili gassosi.

Sono inoltre applicate le seguenti BAT:

- utilizzo di materiali avanzati per raggiungere alte temperature al fine di aumentare l'efficienza della turbina a vapore e per la turbina a gas;
- impiego di sistemi computerizzati avanzati per il controllo della turbina a gas e di conseguenza della caldaia di recupero (GVR);
- aumento della differenza di pressione del vapore in ingresso e in uscita dalla turbina a vapore, al fine di aumentare il rendimento del ciclo termico (ciclo a vapore);
- riduzione al minimo delle perdite di calore attraverso coibentazioni delle tubazioni;
- riduzione al minimo delle perdite dalla turbina a vapore e dalla turbina a gas.

Il generatore di Vapore a Recupero è inoltre dotato di post-combustione, tecnica che consente all'impianto di operare con maggiore flessibilità in modo cogenerativo.

Occorre infine sottolineare che per consentire l'utilizzo dei gas siderurgici nel Turbogas, è necessario aumentare la loro pressione in modo tale da poter essere miscelati con gas naturale e aria compressa comburente. Risulta quindi indispensabile l'impiego di un compressore centrifugo che, richiedendo una quantità di energia considerevole, diminuisce la potenza elettrica prodotta dal Gruppo Turbogas – Compressore.

In **Tabella 5** è riportato il risultato delle applicazioni delle BAT relative ai rendimenti associati ai Cicli Combinati a gas siderurgici.

Tabella 5: Rendimento associato all'impiego delle BAT nei Cicli Combinati a gas siderurgici. Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.			
Tipologia di Impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW termici)	Rendimento elettrico in pura condensazione (%)	Rendimento termico in cogenerazione (%)
Ciclo Combinato a gas siderurgici	> 300	44 ÷ 46	50 ÷ 60

Il rendimento elettrico netto in pura condensazione della centrale CET 3 mediamente registrato si attesta intorno al 43%.

Emissioni in atmosfera

Emissioni di particolato (polveri)

Il particolato emesso durante la combustione deriva dalle polveri provenienti dai gas siderurgici.

Anche alla centrale CET 3, lo stabilimento siderurgico fornisce un gas già trattato: per questo motivo si considera BAT il trattamento di pulizia effettuato a monte dell'ingresso del combustibile nel compressore.

Per consentire l'impiego dei gas siderurgici nel Turbogas occorre effettuare un trattamento supplementare (elettrofiltri, decatramatori, lavaggio).

In **Tabella 6** è riportato il risultato delle applicazioni delle BAT relative ai livelli di particolato associati ai Cicli Combinati a gas siderurgici.

Tabella 6: Livello di emissioni di particolato associato all'impiego delle BAT nei Cicli Combinati che marcano a gas siderurgici. Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.		
Tipologia di Impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW termici)	Livello di emissioni di polveri in mg/Nm ³ (O ₂ rif 15%)
Ciclo Combinato a gas siderurgici	> 300	5 ÷ 20

Le emissioni di particolato di CET 3 registrano valori di media giornaliera inferiori a 20 mg/Nm³, collocandosi quindi perfettamente nel range riportato in tabella.

Emissioni di SO₂

Le emissioni di ossidi di zolfo sono dovute essenzialmente allo zolfo presente nei combustibili, in particolare nel gas Coke, per il quale si considera BAT il trattamento di desolforazione effettuato dallo stabilimento siderurgico ILVA a monte dell'ingresso nel Turbogas.

In **Tabella 7** è riportato il risultato delle applicazioni delle BAT relative ai livelli di emissioni di SO₂ associati ai Cicli Combinati a gas siderurgici.

Tabella 7: Livello di emissioni di SO₂ associato all'impiego delle BAT nei Cicli Combinati che marcano a gas siderurgici. Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.		
Tipologia di Impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW termici)	Livello di emissioni di SO₂ in mg/Nm³ (O₂ rif 15%)
Ciclo Combinato a gas siderurgici	> 300	20 ÷ 80

Le emissioni di SO₂ registrano valori di media giornaliera inferiori a 80 mg/Nm³, collocandosi perfettamente nel range consentito.

Emissioni di NO_x

Al fine di minimizzare le emissioni di NO_x, oltre all'utilizzo della tecnica a ciclo combinato, considerata la BAT fondamentale, l'unica altra BAT applicabile è l'installazione di bruciatori specifici per i gas siderurgici.

Le BAT previste per i turbogas che marcano a gas naturale, quali iniezione diretta di vapore o di acqua, o sistemi DLN (Dry Low NO_x Emissions) non sono applicabili ai gas siderurgici; infatti nel caso di turbine alimentate a gas siderurgici la limitazione della temperatura di combustione è assicurata direttamente dalla significativa quantità di inerti contenuti nei gas siderurgici stessi.

Come riportato nel "BREF Large Combustion Plants, July 2006, Capitolo 7.5.4", l'applicazione di abbattitori di tipo SCR - Selective Catalytic Reduction (emissioni di ammoniaca) non è economicamente realizzabile per gli impianti esistenti che non siano già predisposti all'introduzione di questa tecnologia.

Emissioni di CO

Il monossido di carbonio (CO) è sempre presente come prodotto intermedio del processo di combustione.

Anche in questo caso, le BAT per ridurre al minimo le emissioni di CO sono la combustione completa, associata ad una corretta progettazione della camera di combustione, all'impiego di tecniche ad alta efficienza di monitoraggio e controllo di processo, ed alla manutenzione del sistema di combustione.

Come già evidenziato per CET 2, non è possibile considerare le BAT per la minimizzazione delle emissioni di CO separatamente da quelle per la riduzione degli NO_x. Le emissioni di NO_x e CO sono sempre correlate l'una all'altra: non è tecnicamente possibile, infatti, ottenere contemporaneamente basse emissioni NO_x e basse emissioni di CO.

In **Tabella 8** è riportato il risultato delle applicazioni delle BAT relative ai livelli di emissioni di NO_x e CO associati ai Cicli Combinati a gas siderurgici.

Tabella 8: Livello di emissioni di NO_x e CO associato all'impiego delle BAT nei Cicli Combinati che marcano a gas siderurgici. Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.			
Tipologia di Impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW termici)	Livello di emissioni di NO_x in mg/Nm³ (O₂ rif 15%)	Livello di emissioni di CO in mg/Nm³ (O₂ rif 15%)
Ciclo Combinato a gas siderurgici	> 300	30 ÷ 80	10 ÷ 100

Le emissioni dell'impianto CET 3 storicamente registrate rientrano nel seguente range:

- NOx inferiori a 80 mg/Nm³
- CO inferiori a 100 mg/Nm³

Le emissioni di NOx e di CO rientrano quindi negli intervalli riportati in tabella, a testimonianza dell'elevato grado di ottimizzazione della tecnologia utilizzata.

In base a quanto sopra esposto, il Ciclo Combinato in assetto cogenerativo della centrale CET 3 raggiunge un livello di emissione in atmosfera che rappresenta il minimo attualmente raggiungibile.

Emissioni in acqua

Le acque reflue, quali prodotti di scarto del processo produttivo di energia elettrica ed in genere di tutti i processi industriali, prima di essere versate nelle acque pubbliche devono essere depurate.

A tal fine, CET 3 è dotato di un particolare impianto di trattamento di depurazione, atto a separare i fanghi dall'acqua; quest'ultima, mediante altri processi, viene in parte recuperata per compiere un nuovo ciclo.

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

I reflui prodotti dalla centrale si differenziano dal punto di vista chimico a seconda del tipo di inquinante contenuto: per questo l'impianto prevede una diversificazione dei trattamenti tendente ad ottimizzare l'abbattimento di tutte le specie chimiche indesiderate, per consentirne il recupero per gli utilizzi interni allo stabilimento e per garantire il rispetto dei limiti di legge per la parte destinata allo scarico.

Per maggiori dettagli si rimanda al documento relativo all'impianto di trattamento di acque reflue (Allegato B27).

Tale sistema rientra pienamente nelle BAT individuate dal "BREF Large Combustion Plants, July 2006, Capitolo 7, par. 7.4.4") elaborato sulla base della direttiva 96/61/EC, European IPPC Bureau di Siviglia, per gli impianti di combustione.

Prima dell'immissione nei canali ASI 1 e ASI 2, nel pozzetto allo scarico della vasca delle acque reflue viene effettuato il controllo in continuo dei valori di pH, temperatura e olio (controllo qualitativo), e giornalmente ad opera del laboratorio interno viene effettuato il controllo dei parametri di impatto ritenuti più significativi, quali pH, conducibilità, solidi sospesi, cianuri, cloruri e cloro libero totale, solfati, solfuri, fosforo totale, ammoniaca totale, olio minerale, nichel, fenoli, ferro, rame, nitrati, nitriti, COD.

Sono previste analisi mensili delle acque reflue su tutti i parametri ritenuti significativi, effettuate da un laboratorio esterno accreditato Sinal. Le stesse vengono inviate alla Provincia di Taranto con la stessa periodicità.

Acque di mare: un'analisi interna settimanale dei parametri più significativi.

Acque reflue di processo: due analisi interne giornaliere (o con frequenza diversa in base alle esigenze) dei parametri più significativi ed una mensile, ad opera di un laboratorio esterno qualificato Sinal, di tutti i parametri previsti dal D.Lgs 152/99.

Acque meteoriche: un'analisi mensile ad opera di un laboratorio esterno qualificato, di tutti i parametri previsti dal D.Lgs 152/99. Ad ogni scarico della vasca viene effettuata un'analisi dei parametri più significativi presso il laboratorio di Centrale.

6.2 Emissioni al suolo - Emissioni sonore – Rifiuti – Sistemi di raffreddamento

Si rimanda a quanto riportato per CET 2.

CET 2: Generatore di Vapore (Caldaia) in modalità CHP (Cogenerazione)

Funzionamento a Gas Naturale

L'impiego di idrocarburi gassosi come il metano è attualmente preferito per diverse ragioni, tra le quali il minor impatto ambientale.

Nel caso particolare della centrale CET 2, con l'attuale configurazione impiantistica (bruciatori), l'utilizzo del solo gas naturale consente di raggiungere soltanto il 90% della potenza nominale. Per raggiungere il 100% di tale potenza occorre infatti aggiungere altre tipologie di gas o un quantitativo di olio combustibile pari a circa il 10% del carico termico.

Questa tipologia di marcia non è attualmente realizzata in quanto, avendo a disposizione i gas siderurgici, si dà preferenza all'impiego di questi.

Rendimento

Nel caso particolare di CET 2 i generatori di vapore funzionano in continuo per produzione di vapore surriscaldato che viene inviato nella turbina a vapore per produrre energia elettrica.

Nel caso in cui CET 2 funzioni con una miscela composta dal 90% di gas metano e dal 10% di olio combustibile, si ritengono già applicate le seguenti BAT:

- raggiungimento del livello ottimale di pressione e di temperatura del vapore, in relazione al tipo di impianto;
- aumento della differenza di pressione del vapore in ingresso e in uscita dalla turbina, al fine di aumentare il rendimento del ciclo termico;
- riduzione al minimo delle perdite di calore attraverso coibentazioni delle tubazioni;
- riduzione al minimo delle perdite dalla turbina a vapore;
- recupero dell'energia dei fumi attraverso il riscaldamento dell'aria comburente;
- preriscaldamento dell'acqua di alimento.

Non avendo a disposizione BAT di riferimento per caldaie a metano ed olio combustibile, si ritiene opportuno rifarsi a quelle per il solo gas naturale (Tabella 9), visto che la miscela risulta comunque composta prevalentemente da gas naturale.

Tabella 9: Rendimento associato all'impiego delle BAT in caldaie che marcano a gas naturale. Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.		
Tipologia di Impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW termici)	Rendimento elettrico in pura condensazione (%)
Generatore di Vapore (Caldaia) in modalità CHP (Cogenerazione)	> 300	38 ÷ 40

Per il funzionamento della Centrale Cet 2 con solo gas naturale non si dispone di dati rappresentativi.

Emissioni in atmosfera

Emissioni di particolato e di SO₂

Ponendosi nell'ottica di marciare a gas naturale, le emissioni di particolato e di SO₂ risulterebbero trascurabili.

Tuttavia, impiegando una miscela composta prevalentemente da gas naturale, ma anche da un 10% di olio combustibile, le emissioni di particolato e di SO₂ non vengono completamente eliminate ma risultano comunque molto ridotte (particolato 28 mg/Nm³ e SO₂ 100 mg/Nm³).

Non si ritiene pertanto necessario prevedere specifici piani di riduzione di tali emissioni.

Emissioni di NOx e CO

Si riportano in seguito i risultati relativi alle performances ottenute durante il collaudo di CET 2 funzionante alle condizioni sopra citate.

In **Tabella 10** è riportato il risultato delle applicazioni delle BAT relative ai livelli di emissioni di NOx e CO associati alle caldaie che marcano prevalentemente a gas naturale.

Tabella 10: Livello di emissioni di NOx e CO associato all'impiego delle BAT in caldaie che marcano a gas naturale. Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.			
Tipologia di Impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW termici)	Livello di emissioni di NOx in mg/Nm³ (O₂ rif 3%)	Livello di emissioni di CO in mg/Nm³ (O₂ rif 3%)
Generatore di Vapore (Caldaia) in modalità CHP (Cogenerazione)	> 300	120 ÷ 200	30 ÷ 100

Durante il collaudo le emissioni dell'impianto CET 2 hanno raggiunto i seguenti valori:

- NOx 150 mg/Nm³
- CO 24 mg/Nm³

Le emissioni di NOx e di CO rientrano quindi nei range riportati in tabella, a testimonianza dell'elevato grado di ottimizzazione della tecnologia utilizzata.

Emissioni in acqua - Emissioni al suolo - Emissioni sonore – Rifiuti – Sistemi di raffreddamento

Si rimanda a quanto riportato per CET 2 funzionante a gas siderurgici.

CET 3: Ciclo Combinato (CCGT)

Funzionamento a Gas Naturale

Rendimento

In **Tabella 11** è riportato il risultato delle applicazioni delle BAT relative ai rendimenti associati ai Cicli Combinati che marcano a gas naturale.

Tabella 11: Rendimento associato all'impiego delle BAT nei Cicli Combinati che marcano a gas naturale. Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.			
Tipologia di Impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW termici)	Rendimento elettrico in pura condensazione (%)	Rendimento termico in cogenerazione (%)
Ciclo Combinato a gas naturale	> 300	46 ÷ 49	70 ÷ 85

Per il funzionamento della Centrale Cet 3 con solo gas naturale non si dispone di dati rappresentativi.

Emissioni in atmosfera

Emissioni di particolato e di SO₂

Ponendosi nell'ottica di marciare a gas naturale, si ridurrebbero ulteriormente le emissioni di particolato e di biossido di zolfo, che risulterebbero trascurabili.

Non si ritiene pertanto necessario prevedere specifici piani di riduzione di tali emissioni.

Emissioni di NO_x e CO

Riguardo alla minimizzazione delle emissioni di CO, BAT è considerata la completa combustione, da non considerare separatamente dalla riduzione degli NO_x. A tal proposito è importante notare come le emissioni di NO_x e CO devono essere considerate correlate l'una all'altra: non è tecnicamente possibile, infatti, avere contemporaneamente basse emissioni NO_x e basse emissioni di CO. In altre parole non è possibile che i livelli di emissione di questi due parametri siano contemporaneamente prossimi all'estremo inferiore dei range riportati in **Tabella 12**.

Tabella 12: Livelli di emissioni di NOx e CO associati all'impiego delle BAT nei Cicli Combinati che marciano a gas naturale. Fonte: Grandi impianti di combustione. Linee guida per le migliori tecniche disponibili. Ottobre 2005.				
Tipo di impianto	Livelli di emissione associati alle BAT (mg/Nm³)		Tenore di O₂ (%)	Possibili BAT per conseguire questi livelli
	NOx	CO		
CCGT con postcombustione	80 ÷ 140	30 ÷ 100	15	<ul style="list-style-type: none"> • Iniezione di acqua o di vapore al TG • Bruciatori a basso NOx per la postcombustione

I livelli di emissioni di NOx e CO registrati durante il collaudo risultano pari a:

- NOx 65 mg/Nm³
- CO 20 mg/Nm³

rientrando quindi negli intervalli riportati in tabella.

In questo assetto di marcia è già applicata la BAT per la riduzione degli NOx tramite iniezione di vapore in camera di combustione.

Emissioni in acqua

I trattamenti chimico fisici attualmente effettuati sulle acque della centrale CET 3 hanno lo scopo di abbattere gli inquinanti derivanti dai gas siderurgici (coke in particolare).

Se la centrale CET 3 marciasse invece esclusivamente a gas naturale, tali trattamenti non avrebbero più ragione di esistere.

Emissioni al suolo - Emissioni sonore – Rifiuti – Sistemi di raffreddamento

Si rimanda a quanto riportato per CET 3 funzionante a gas siderurgici.