



AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE
ALLEGATO B18 REV 1: RELAZIONE
TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

CENTRALE TERMOELETTRICA ENIPOWER DI TARANTO

INDICE

INDICE DELLE TABELLE.....	3
1. INTRODUZIONE.....	4
2. CENTRALE TERMOELETTRICA	5
2.1 EVOLUZIONE STORICA DELLA CENTRALE	6
2.2 MODALITÀ DI CONTROLLO DEL PROCESSO	8
2.3 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE	8
3. DESCRIZIONE DELLE FASI.....	9
3.1 FASE 1: CIRCUITO ACQUA DI RAFFREDDAMENTO	9
3.2 FASE 2: PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE ARIA COMPRESSA	9
3.3 FASE 3: PRODUZIONE ACQUA DEMI	9
3.4 FASE 4: CTE.....	9
3.4.1 <i>Descrizione delle principali unità produttive</i>	10
3.4.2 <i>Efficienza energetica della Centrale</i>	13
3.5 INTERSCAMBI ENERGIA/MATERIA DELLO STABILIMENTO	14
4. BILANCIO DI MASSA ED ENERGIA.....	16
5. CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE.....	18
5.1 RISORSA IDRICA	18
5.1.1 <i>Approvvigionamento e consumi idrici</i>	18
5.2 SCARICHI IDRICI.....	18
5.3 EMISSIONI ATMOSFERICHE.....	21
5.3.1 <i>Emissioni convogliate</i>	21
5.3.2 <i>Emissioni non convogliate</i>	22
5.4 RIFIUTI.....	22
5.4.1 <i>Gestione dei Rifiuti</i>	24
5.5 INQUINAMENTO ACUSTICO [PARTE DI SNAMPROGETTI]	24
6. OPERE CONNESSE	25

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 – Bilancio di materia ed energia per gli interscambi.....	15
Tabella 2 – Bilancio di materia ed energia fase 1, Acqua di Raffreddamento.....	16
Tabella 3 – Bilancio di materia ed energia fase 2, Aria strumenti.....	16
Tabella 4 – Bilancio di materia ed energia fase 3, Acqua Demi.....	17
Tabella 5 – Bilancio di materia ed energia fase 4, CTE.....	17
Tabella 6: Rifiuti prodotti alla Massima Capacità Produttiva.....	22

1. INTRODUZIONE

Lo stabilimento in oggetto è di proprietà della società Enipower ed è ubicato nel territorio comunale di Taranto.

Il complesso sorge su un'area di circa 30.000 m², è inserito nel Sito industriale di Taranto e si avvale di strutture ecologiche, quali l'impianto di depurazione delle acque di scarico (TAE), e di infrastrutture industriali, quali la presa acqua mare nonché di tutti i servizi (portineria, guardiana, mensa etc.) già disponibili all'interno dello Stabilimento e di proprietà della raffineria Eni R&M di Taranto.

Il processo dell'impianto è scomposto in quattro fasi principali, descritte nei paragrafi successivi:

- Fase 1: Acqua di Raffreddamento (circuito aperto);
- Fase 2: Aria strumenti;
- Fase 3: Acqua Demineralizzata;
- Fase 4: CTE (compreso il circuito chiuso di raffreddamento).

Inoltre lo Stabilimento Enipower presenta ulteriori interazioni con impianti operanti nella zona limitrofa, ovvero:

- raffineria ENI R&M, che rifornisce la Centrale di combustibili, acqua di raffreddamento e altre sostanze necessarie ai processi. In cambio la raffineria riceve vapore, energia elettrica, acqua demineralizzata, ecc;
- rete nazionale (RTN), l'energia elettrica prodotta, oltre a far fronte alle esigenze della raffineria, è ceduta in parte alla rete nazionale; il collegamento con la rete esterna nazionale serve anche a garantire la fornitura di energia elettrica al sito in caso di riduzione o di mancanza di energia elettrica di produzione interna per disfunzioni della Centrale;
- stabilimento ILVA, che fornisce a richiesta acqua demineralizzata.

2. CENTRALE TERMoeLETTRICA

Lo Stabilimento EniPower di Taranto dispone degli impianti per la produzione di energia elettrica, vapore tecnologico a diverse pressioni e temperature ed altri servizi ausiliari, necessari per l'esercizio degli impianti di processo della vicina raffineria Eni R&M.

La Centrale Termoelettrica presenta una potenza elettrica nominale installata pari a circa 85 MWe ed una potenza termica nominale di 410 MWt con un rendimento globale di impianto pari a 68,0 %.

Nel suo complesso la Centrale è cogenerativa con una sezione a ciclo combinato (turbina a gas, caldaia a recupero e turbine a vapore) e una sezione cogenerativa classica (caldaie e turbine a vapore). È costituita da quattro caldaie (tre tradizionali olio/gas di raffineria e una a recupero), un turbogas da 39 MW e da quattro turbine a vapore (tre delle quali a condensazione\estrazione da 12,5 MW e una a contropressione da 8,3 MW).

L'energia elettrica prodotta, oltre a far fronte alle esigenze della raffineria, è ceduta in parte alla rete nazionale attraverso un sistema di parallelo tra le reti, realizzato al fine di poter disporre dell'energia da RTN in caso di necessità (conseguentemente a regimi di riduzione o mancanza di erogazione energetica dagli impianti EniPower, l'energia necessaria al corretto funzionamento della raffineria è erogata dalla rete nazionale).

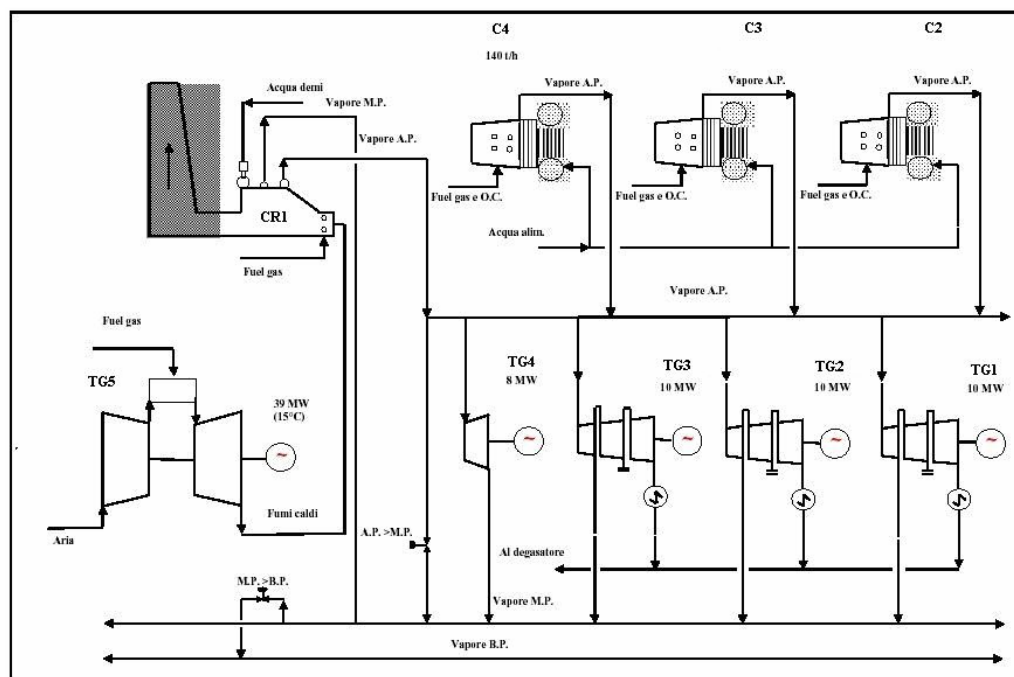
A fronte dell'evoluzione impiantistica, la Centrale Termoelettrica è attualmente costituita da:

- n. 2 caldaie (Breda, C2 e 3) a combustione convenzionale da 70 t/h;
- n. 1 caldaia (Ansaldo C4) da 140 t/h;
- n. 3 turboalternatori a condensazione con spillamento da 10 MW (TG1 - TG2 - TG3);
- n. 1 turboalternatore a contropressione da 8 MW;
- n. 1 gruppo di cogenerazione costituito da n. 1 turbogas-alternatore (TG) da 39 MW ca. e da n. 1 caldaia a recupero (CR1) da 85 t/h di vapore AP e 10 t/h di vapore MP, di cui 25 t/h di vapore AP prodotto con le post-combustioni del fuel gas.

Il combustibile utilizzato dagli impianti è un misto tra olio a basso contenuto di zolfo (BTZ) e fuel gas di raffineria.

Il raffreddamento della Centrale Termoelettrica è sia a ciclo chiuso sia a ciclo aperto con acqua di mare.

La figura riporta uno schema a blocchi aggiornato del ciclo produttivo dello stabilimento con l'indicazione dei prodotti, materie prime e produzioni.



Le caldaie a combustione producono vapore ad alta pressione (61,2 bar) che viene immesso nelle turbine dove avviene la trasformazione dell'energia termica in energia meccanica, a sua volta convertita in energia elettrica tramite un alternatore opportunamente collegato sullo stesso albero della turbina.

Una parte del vapore immesso in turbina viene prelevato attraverso spillamenti per l'alimentazione delle utenze di sito a media pressione (13,9 bar).

La parte restante del vapore, infine, termina in un condensatore da cui ritorna in circolo assieme al reintegro dell'acqua di alimentazione caldaie.

La caldaia a recupero (CR-1) è in grado di produrre direttamente vapore ad alta e media pressione, con caratteristiche del tutto simili.

L'energia elettrica prodotta dai turboalternatori a vapore (TG 1 –4) copre una potenza complessiva di 28 MW, cui si aggiunge il funzionamento del Gruppo di produzione a Turbogas (TG-5), per ulteriori 39 MW.

2.1 Evoluzione storica della centrale

Lo Stabilimento EniPower di Taranto è ubicato all'interno del perimetro della raffineria Eni R&M.

La costruzione della raffineria Eni R&M di Taranto risale al 1964, anno in cui si avviò la realizzazione del Parco Serbatoi (grezzo) e l'edificazione dei primi impianti di lavorazione, su iniziativa della Shell Italiana con l'intenzione di affiancare il sito di Taranto (per coprire il fabbisogno del Sud-Italia) ai preesistenti stabilimenti di La Spezia e Rho, oltre ai numerosi depositi di prodotti petroliferi localizzati in tutta la Penisola.

L'attuale assetto impiantistico della raffineria, gestita dalla Shell fino al 1975, quindi passata sotto il controllo nazionale dell'Eni (con diversi marchi societari, fino all'ENI divisione R&M nel 2002), permette lo svolgimento all'interno del perimetro del Sito di tutte le attività tipiche per la raffinazione del petrolio greggio, al fine di ottenere prodotti combustibili commerciabili, quali:

- GPL (gas di petrolio liquefatto) per uso domestico ed autotrazione

- benzine (super e senza Pb) per autotrazione
- petrolio per turboreattori e per riscaldamento domestico
- gasolio per autotrazione, mezzi agricoli, riscaldamento, navi e motori marini
- olio combustibile fluido e denso per vari impieghi
- bitume, utilizzato in gran parte per la pavimentazione stradale

Entrato in esercizio nell'estate 1967, il sito di Taranto occupa oggi una superficie di 200 ettari ed è configurato secondo tre complessi integrati:

- l'originale complesso impiantistico di raffinazione (tradizionale ciclo hydroskimming);
- il complesso per la conversione termica dei residui (TSTC), costruito nel 1983;
- il gruppo di impianti di idroconversione dei residui (RHU), costruito nel 1994.

Ai due più rilevanti interventi impiantistici operati in raffineria (la costruzione del TSTC nel 1983 e la realizzazione del RHU nel 1994) sono connesse anche le maggiori evoluzioni strutturali del complesso per la produzione di energia elettrica (CTE), oggi di proprietà EniPower.

La Centrale si presentava, infatti, nel 1967 costituita da:

- 3 caldaie da 70 t/h (C1 - C2 - C3);
- 3 turbogeneratori nominali a condensazione da 10 MW (TG1 - TG2 - TG3);
- 3 distillatori a flash (multistadio orizzontale) da 30 t/h, per il trattamento di dissalazione/ demineralizzazione dell'acqua mare ed il rifornimento di acqua demi di alimento caldaie;
- vari sistemi ausiliari (distribuzione hot oil, distribuzione varie tipologie di "acqua", circuito di raffreddamento ad acqua mare, aria strumenti).

Nel 1983, a supporto della realizzazione del TSTC, sono state operate specifiche modifiche:

- la caldaia C1 è stata dismessa e sostituita da un altro impianto (caldaia C4) da 140 t/h;
- si è proceduto alla installazione di 1 turbogeneratore in contropressione da 8 MW.

Nel 1994, per supportare il nuovo complesso RHU, gli Impianti CTE si sono dotati di:

- un TurboGas da 39 MW (nominali), completo di caldaia a recupero, che sfrutta il calore dell'aria in uscita dal TG per la produzione di vapore a 2 diverse tipologie di pressione, con una capacità di circa 95 t/h;
- sistema di post-combustione della caldaia, in grado di supportare la produzione di vapore tramite immissione diretta di combustibile in caso di scarsa disponibilità del TG;

Analogamente, anche numerosi servizi ausiliari di Centrale si sono evoluti nel tempo (sostituiti, incrementati e/o ammodernati) per tenere conto dell'evoluzione impiantistica del complesso produttivo, in particolare:

- fin dalla prima metà degli anni '70 si è provveduto alla modifica dei 3 distillatori, installando 2 impianti di distillazione a multistadio verticale, in grado di garantire maggiore efficienza di trattamento/dissalazione dell'acqua mare (oggi i 3 originari impianti sono stati definitivamente dismessi e smantellati);
- nel 1983, nella fase di realizzazione del TSTC, per garantire continuità e

costanza alla disponibilità di acqua demi si è provveduto alla realizzazione di un collegamento con il vicino Stabilimento ILVA, complementare alla fornitura interna;

Tra 2000-2002 è stato installato un dissalatore a membrana di acqua di pozzo destinato ad integrare ulteriormente la produzione di acqua alimento caldaie.

2.2 Modalità di controllo del processo

Lo stabilimento di Taranto è dotato di differenti sistemi automatici di controllo, che consentono di monitorare in continuo le attività svolte sugli impianti, nonché provvedere a variare gli assetti produttivi in funzione delle condizioni di processo che si possono verificare.

I sistemi utilizzati sono:

- il sistema DCS - controllo automatico degli impianti avviene tramite complessi e sofisticati sistemi ad alta affidabilità, chiamati DCS (Distributed Control System), che consentono il monitoraggio ed il controllo continuo di un elevatissimo numero di parametri operativi e la loro visualizzazione sulle Consolle operative in Sala Controllo di Reparto;
- MARK IV - sistema automatico di controllo e monitoraggio della turbina a gas, costituito da microprocessori e schede di memoria che effettuano il controllo completo del funzionamento termodinamico della turbina a gas. Ridondato con logica 2 su 3 per aumentarne l'affidabilità, il sistema controlla tutti i parametri per una ottimale combustione, per la riduzione della produzione di NOx attraverso il sistema di iniezione vapore in camera di combustione e per l'esercizio della macchina ottimizzandone il rendimento. Il sistema fornisce inoltre tutti i parametri per il controllo dell'efficienza isoentropica del compressore assiale della turbina e ne effettua il monitoraggio per garantirne l'affidabilità.

2.3 Descrizione del Sistema di Gestione Ambientale

Lo stabilimento Enipower è dotato di un Sistema di Gestione Ambientale che ha ottenuto la Certificazione secondo lo standard ISO 14001 nel 2002, riconfermata nel 2007.

Obiettivo del Sistema di Gestione Ambientale è assicurare che gli aspetti/effetti ambientali di tutte le attività, i prodotti ed i servizi della centrale/utilities, siano conformi totalmente con le proprie Politiche/ Programmi ed Obiettivi ambientali, mediante il controllo e la sorveglianza di tutte le operazioni che hanno o possono avere un impatto sull'ambiente.

Il Sistema di Gestione Ambientale è documentato:

- nel Manuale del Sistema di Gestione Ambientale che rappresenta il costante punto di riferimento nell'applicazione e nell'aggiornamento del SGA;
- nelle Procedure Ambientali che descrivono come, da chi, quando e con quali mezzi le azioni sopra descritte vengono implementate;
- nei Documenti del SGA.

3. DESCRIZIONE DELLE FASI

3.1 FASE 1: Circuito acqua di raffreddamento

L'acqua mare viene fornita dalla raffineria ed inviata a n. 2 serbatoi collocati in area EniPower, quindi in parte inviata tramite pompe ai circuiti di raffreddamento degli impianti di raffineria e della Centrale (refrigeranti, condensatori, raffreddamento macchine, ecc.), mentre un'altra parte fluisce per gravità direttamente ai condensatori dei turbogeneratori e condensazione.

Tale fase include il solo circuito aperto di raffreddamento, mentre quello chiuso fa parte della fase 4.

3.2 FASE 2: Produzione e distribuzione aria compressa

Il servizio è assicurato tramite n. 1 turbocompressore e n. 3 elettrocompressori, oltre che da uno spillamento dal compressore del TG. Inoltre, in caso di necessità, è possibile utilizzare un motocompressore ausiliario.

3.3 FASE 3: Produzione Acqua Demi

L'acqua mare prelevata viene inviata negli impianti di proprietà EniPower, composti da due sezioni di distillazione dell'acqua di mare (distillatori a multistadio verticale), per il trattamento di dissalazione/demineralizzazione ed il rifornimento di acqua demineralizzata (destinata in parte ai degasatori per la produzione e fornitura di acqua degasata per alimento caldaie ed in parte agli impianti di raffineria, impiegata come acqua di processo); la capacità produttiva degli impianti ammonta complessivamente a circa 60 m³/h di acqua distillata.

Ad integrazione della produzione di acqua alimento caldaie è di recente installazione (anno 2000-2002), un impianto composto da due dissalatori a membrana di acqua di pozzo fornita dalla raffineria.

Al fine di garantire la costante disponibilità di acqua distillata, anche in caso di prolungata riduzione dei prelievi e della produzione suddetta, nel 1994 è stata realizzata una condotta per il prelievo di acqua demineralizzata dal vicino Stabilimento ILVA, con portata fino a 50 t/h.

3.4 FASE 4: CTE

La Centrale Termoelettrica è costituita da 3 generatori di vapore a fuoco diretto a combustibile misto (Fuel gas e Olio combustibile), da 4 turboalternatori a vapore e da un turbogas alternatore con caldaia a recupero e postcombustione a Fuel gas.

La Centrale deve assolvere il compito di soddisfare la richiesta di vapore e di energia elettrica della adiacente raffineria e di produrre energia elettrica per la vendita nel libero mercato.

Il vapore viene distribuito nello stabilimento su 3 livelli di pressione. Il collettore del vapore alta pressione è alimentato dalle caldaie direttamente, gli altri dalle derivazioni delle turbine e dalle valvole di riduzione di pressione del vapore vivo dalle caldaie.

Ciascuna caldaia e la turbogas scarica i gas prodotti dalla combustione in un camino comune denominato E3.

La rete elettrica è costituita da una sottostazione dotata di due trasformatori 150/20 kV da 25 MVA/cad. che permettono lo scambio di potenza attiva e reattiva con la rete nazionale, ed è interconnessa alla Centrale mediante due trasformatori di pari potenza 20/6 kV. Le utenze della raffineria sono alimentate da partenze presenti sia a 20 che a 6 kV.

La produzione di energia elettrica è affidata a 5 generatori di cui 4 (azionati dalle turbine a vapore) collegati sulle sbarre a 6kV ed uno (azionato dal turbogas) collegato al quadro a 20 kV tramite trasformatore elevatore 11/20kV. L'alimentazione di tutte le cabine di stabilimento è derivata, in doppio radiale con commutazione automatica, dal quadro a 6 kV.

3.4.1 Descrizione delle principali unità produttive

Caldaie F 7501 B/C

Generatori di vapore a radiazione a tiraggio forzato, di costruzione BREDA Termomeccanica e Locomotive su licenza BM. Ciascuno ha le seguenti caratteristiche nominali:

- Produzione vapore a carico max continuo 70 t/h
- Condizioni del vapore all'uscita del surriscaldatore:
 - Temperatura 482°C
 - Pressione 63,5 bar

Ogni caldaia dispone di n. 4 bruciatori suddivisi su due piani del fronte caldaia, ciascun bruciatore è idoneo all'utilizzo di olio combustibile e gas di raffineria.

Caldaia F 7502

Generatori di vapore a radiazione a tiraggio forzato, di costruzione ANSALDO. Caratteristiche nominali:

- Produzione vapore a carico max continuo 140 t/h
- Condizioni del vapore all'uscita del surriscaldatore:
 - Temperatura 482°C
 - Pressione 62.25 bar

La caldaia dispone di n.6 bruciatori suddivisi su due piani del fronte caldaia, ciascun bruciatore è idoneo all'utilizzo di olio combustibile e fuel gas.

Caldaia F 7503

Caldaia di costruzione IDROTERMICI del tipo a recupero, a due livelli di pressione, a circolazione naturale. Caratteristiche nominali:

- Produzione di vapore del 1° livello 60+25 t/h
- Condizioni del vapore all'uscita del surriscaldatore:
 - Temperatura 475 °C
 - Pressione 61,7 bar
- Produzione di vapore del 2° livello 12t/h

- Condizioni del vapore all'uscita del surriscaldatore:

- Temperatura 300 °C
- Pressione 20,3 bar

La caldaia produce vapore di bassa pressione utilizzato nella propria degasatrice di potenza termica pari a 6.500 kW.

La caldaia dispone di n. 2 bruciatori per incrementare la produzione di vapore, idonei all'utilizzo di fuel gas.

Turbine P 7515 A/B/C

Costruttore ANSALDO. Turbine a vapore del tipo misto, a derivazione e condensazione, con una derivazione regolata. Ciascuna ha le seguenti caratteristiche nominali:

- Potenza: 10.000 kW
- Velocità: 3.000 giri/l'
- Condizioni del vapore:
 - Pressione vapore alla presa: 61,2bar
 - Temperatura vapore alla presa: 482 °C
- Portata max vapore ingresso: 80 t/h
- Portata max vap. derivazione regolata 14 ate: 60 t/h
- Portata max vap. allo scarico a 50 mbar: 65 t/h

Alternatori A 7515 A/B/C

Generatori sincroni trifase, di costruzione ANSALDO, con raffreddamento ad aria, ad asse orizzontale, sono coassiali alle suddette turbine. Ciascuno presenta le seguenti caratteristiche nominali:

- Potenza 14.700 kVA
- Tensione 6.300 V
- Velocità 3.000 giri/l'
- Frequenza 50 Hz
- Fattore di potenza 0,85

Turbina P 7515 D

Costruttore FINCANTIERI. Turbina a vapore del tipo a contropressione. Caratteristiche nominali:

- Potenza 8.000 kW
- Velocità 6.319 giri/l'
- Condizioni del vapore:
 - Pressione vapore alla presa 61,2bar
 - Temperatura vapore alla presa 482 °C
- Portata max vapore ingresso 99t/h
- Portata max vap. allo scarico a 15,2 ate 99 t/h

Alternatore A 7515 D

Generatore sincrono trifase, di costruzione TIBB, con raffreddamento ad aria, ad asse orizzontale, coassiale alla suddetta turbina.

Caratteristiche nominali:

- Potenza 9.300 kVA
- Tensione 6.000 V
- Velocità 1.500 giri/l'
- Frequenza 50 Hz
- Fattore di potenza 0,9

Turbina a Gas TG 7501 G5

Turbina a gas di costruzione NUOVO PIGNONE. I gas di scarico della turbina vengono convogliati nella caldaia a recupero F 7503. Caratteristiche nominali:

- Velocità 5.100 giri/l'
- Potenza 41.000 kW

Alternatore TG 7501 G5

Generatore sincrono trifase, di costruzione GEC ALSTHOM, con raffreddamento ad aria, ad asse orizzontale, coassiale alla suddetta turbina.

- Caratteristiche nominali:
- Potenza 52.000 kVA
- Tensione 11.000 V
- Velocità 3.000 giri/1'
- Frequenza 50 Hz
- Fattore di potenza 0,8

Distribuzione olio combustibile

Il combustibile per i forni degli impianti di processo della raffineria e per le caldaie della CTE è distribuito tramite pompaggio attraverso n. 2 reti distinte, rispettivamente ad alta e bassa pressione.

Si osserva come, ai termini contrattuali, esclusivamente il servizio di distribuzione dell'olio (pompe) è di pertinenza della EniPower, mentre i serbatoi per lo stoccaggio dell'olio, siti in area EniPower, appartengono tuttora alle dotazioni della raffineria Eni R&M.

Circolazione acqua calda e temperata

Il sistema prevede n. 2 circuiti chiusi ove l'acqua assorbe e cede calore in vari punti degli impianti di processo (della raffineria) e cede calore ai serbatoi di stoccaggio dell'olio combustibile (in area EniPower)

Distribuzione vapore

La distribuzione del vapore prodotto dalle caldaie della CTE, cui si unisce il vapore generato da due caldaie a recupero di calore dei fumi provenienti dai forni catalitici degli impianti di raffineria, avviene mediante 3 reti distinte:

- vapore alta pressione ($P = 60 \text{ bar}$ e $T = 471^\circ\text{C}$), utilizzato soprattutto dai turbogeneratori e dai compressori del gas di ricircolo (Unità 300 e 4100);
- vapore media pressione ($P = 14,8 \text{ bar}$ e $T = 322^\circ\text{C}$), utilizzato soprattutto per il funzionamento delle macchine a turbina (pompe, compressori, ventilatori), per gli eiettori del sistema di vuoto (Colonne Vacuum) e dei dryers;
- vapore bassa pressione ($P = 4,5 \text{ bar}$ e $T = 235^\circ\text{C}$), utilizzato negli impianti con vapore di stripping, per i ribollitori, per il riscaldamento di linee contenenti sostanze ad alta viscosità.

Inoltre, il vapore bassa pressione viene utilizzato negli impianti di processo come "vapore di servizio" o per usi di sicurezza (bonifiche, estinguente in apposite manichette e lance, soffocamento nelle camere di combustione dei forni, etc.).

Presso la CTE è, in particolare, impiegato per i degasatori.

Movimentazione chemicals/additivi

Per quanto riguarda invece la movimentazione dei chemicals e degli additivi necessari al funzionamento dello stabilimento EniPower, questi sono stoccati nel magazzino della raffineria e sono movimentati da una ditta terza che opera in raffineria secondo le procedure della stessa.

I chemicals/additivi in uso nello Stabilimento EniPower di Taranto si possono classificare in:

- chemicals/additivi gestiti a magazzino centrale Eni R&M e dislocati successivamente nelle storage location, per la disciplina dei quali si rimanda alla Procedura Ambientale Eni R&M TARA.SAQU.PS-13 "Interfacce della raffineria";
- chemicals/additivi gestiti direttamente nelle storage location dello Stabilimento EniPower.

Stoccaggio

Il Parco deposito dello stabilimento EniPower è composto da:

- 1 serbatoio di stoccaggio degli idrocarburi in esercizio contenenti gasolio per l'utilizzo nella Turbogas in fase di avviamento (T-5234);
- 3 serbatoi di acqua distillata (T-5001, T-5002, T-5235), appartenenti alla Fase 3;
- 2 serbatoi acqua mare (T-5201, T-5202), appartenenti alla Fase 1;

I serbatoi sono suddivisi per categorie in funzione dei prodotti stoccati: ad ogni specifico prodotto corrisponde (oltre ad un numero ed una congrua capacità di stoccaggio) una particolare tipologia di serbatoio, in congruità con le indicazioni legislative e per assicurare le massime condizioni di sicurezza operativa.

Il serbatoio di gasolio usato è dotato di bacino di contenimento pari al 50% del suo contenuto massimo. La Procedura TARA.SAQU.IS-01 "Falda sottosuolo" gestisce ogni eventuale sversamento dovesse verificarsi. Il serbatoio subisce poche movimentazioni (il consumo di gasolio è estremamente ridotto, ci sono pochi riavvii all'anno e durante un riavvio il consumo di gasolio è ridotto) attuate da personale qualificato. Esiste misura di livello continuo (con allarme di alto livello) riportata su apposito sistema di monitoraggio e regolazione (DCS) posto in locale presidiato (sala controllo).

3.4.2 Efficienza energetica della Centrale

Nel 2007, anno di riferimento, la Centrale (potenza termica 410 MWt), ha ottenuto

i seguenti indici:

- rendimento 1° principio: 71,7 %;
- rendimento 2° principio exergetica: 38,2 %.

Grande importanza è data alla massimizzazione del recupero termico ed energetico: ci sono banchi di economizzatori in coda alla caldaia di recupero, il calore delle condense di ritorno viene recuperato. Anche l'acqua calda, energia termica di basso valore tipicamente non sfruttata, viene venduta all'adiacente raffineria Eni R&M per il suo utilizzo.

Il fuel gas è consegnato ad una pressione di 3,5 bar, inferiore alla pressione di 22 bar richiesta dalla turbina e deve quindi essere compresso.

Lo sfruttamento della pressione contenuta nel fuel gas in arrivo alla Centrale è soddisfatto, anche se non tramite l'introduzione di una turbina ad espansione come suggerisce il paragrafo 7.4.1 delle Bref relative ai Large Combustion Plants.

Il paragrafo 7.4.1 della citata Bref suggerisce di preriscaldare il fuel gas ed il fuel oil. Nella centrale termoelettrica di Taranto il preriscaldamento del fuel oil viene fatto tramite vapore, il preriscaldamento del fuel gas che va a turbina viene realizzato tramite la sua compressione a 22 bar, mentre il preriscaldamento del fuel gas a caldaie non viene realizzato.

Il preriscaldamento dell'aria che entra nella turbina a gas, indicato nel paragrafo 7.4.2 delle Bref relative ai Large Combustion Plants come BAT, è una tecnica usata raramente, a causa degli alti flussi orari di aria e conseguentemente della grande quantità di energia termica richiesta per attuare tale preriscaldamento, che avrebbe una valenza energetica solo in caso di grande disponibilità di energia termica altrimenti dispersa. Lo stabilimento Enipower di Taranto dispone ormai di scarse quantità di energia termica non ancora utilizzata efficacemente: per realizzare il preriscaldamento dell'aria turbina o altri interventi di preriscaldamento è necessario utilizzare vapore di media pressione, cioè gli autoconsumi, riducendo l'efficienza generale della centrale al posto di ottenere un suo aumento.

Enipower ha stipulato un contratto con Global Service atto a garantire un'ottimale manutenzione, un monitoraggio ed un continuo aumento e mantenimento dell'efficienza della turbina a gas. A seguito dei periodici report che il fornitore sviluppa, contenenti possibili interventi atti ad incrementare l'efficienza della turbina, Enipower esegue gli interventi ritenuti più efficaci.

Enipower attribuisce grande importanza ad una corretta manutenzione, pulizia e gestione dell'impianto, fattori che contribuiscono a mantenere elevata l'efficienza della centrale, riducendo la sua normale degradazione.

Per valutare le prestazioni energetiche si fa riferimento ai rendimenti di primo e secondo principio (rendimento exergetico) per la centrale termoelettrica.

3.5 Interscambi energia/materia dello stabilimento

Lo stabilimento nell'ambito del proprio funzionamento interagisce con alcuni impianti operanti nella zona limitrofa alla centrale stessa, alcuni di essi (vedi raffineria Eni R&M) ricadenti nel campo di applicazione della Direttiva IPPC:

- raffineria ENI R&M di Taranto, che rifornisce la centrale Termoelettrica di combustibili, acqua di raffreddamento e altre sostanze necessarie ai processi di Centrale. In cambio la raffineria riceve vapore, energia elettrica, acqua demineralizzata, ecc;
- rete nazionale (RTN), l'energia elettrica prodotta, oltre a far fronte alle

esigenze della raffineria, è ceduta in parte alla rete nazionale; il collegamento con la rete esterna nazionale serve anche a garantire la fornitura di energia elettrica al sito in caso di riduzione o di mancanza di energia elettrica di produzione interna per disfunzioni della C.T.E;

- stabilimento ILVA, da cui arriva acqua demineralizzata per mezzo di condotta.

Nella seguente tabella è illustrato il bilancio di materia ed energia dovuto ai contributi descritti in precedenza:

Tabella 1 – Bilancio di materia ed energia per gli interscambi

	IN (verso la centrale)	OUT (dalla centrale)
Raffineria ENI R&M	Acqua pozzo Acqua mare Olio e gas combustibile Gasolio accensione turbina Condense di ritorno Acqua dissalata Acqua da sistema Water Reuse	Vapore Energia Elettrica Acqua demi Acqua degasata Aria compressa Acque mare di raffreddamento Scarichi idrici
Rete Nazionale RTN	Energia Elettrica	Energia Elettrica
ILVA	Acqua Demi	

4. BILANCIO DI MASSA ED ENERGIA

Nel presente capitolo sono descritti i bilanci di materia ed energia, riferiti alla configurazione impiantistica descritta nella scheda B della domanda di AIA, per ognuna delle fasi del processo identificate nell'ambito della domanda, ovvero:

- Fase 1: Acqua di Raffreddamento;
- Fase 2: Aria strumenti;
- Fase 3: Acqua Demi;
- Fase 4: CTE..

Nelle tabelle seguente è riportato il Bilancio di Materia ed Energia riferito alle singole fasi.

Tabella 2 – Bilancio di materia ed energia fase 1, Acqua di Raffreddamento

	IN	OUT
Bilancio materie prime/ prodotti finiti	Acqua mare da Eni R&M: 100.297.143 t/a	Acqua mare ad Eni R&M: 56.617.383 t/a Acqua mare a fase 3: 5.100.000 t/a Acqua mare a fase 4: 38.579.760 t/a
Utilities	Elettricità da fase 4: 8.454 MWh	
Emissioni in atmosfera	Nessuno	Nessuno
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	Nessuno
Rifiuti	Nessuno	<i>Per quanto riguarda i rifiuti di manutenzione, la contabilizzazione avviene per l'intera Centrale e non per singola unità o fase. Si veda Tabella 11.</i>

Tabella 3 – Bilancio di materia ed energia fase 2, Aria strumenti

	IN	OUT
Bilancio materie prime/prodotti finiti	Allumina: 1.600 kg/a	Aria strumenti ad Eni R&M: 55.970.024 Nm ³ /a Aria strumenti a fase 3 e 4: 8.563.390 Nm ³ /a
Utilities	Vapore da fase 4: 85.000 t/a Elettricità da fase 4: 10.061 MWh	Nessuno
Emissioni in atmosfera	Nessuno	Nessuno
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	Nessuno
Rifiuti	Nessuno	Allumina esausta: 1.600 kg/a

Tabella 4 – Bilancio di materia ed energia fase 3, Acqua Demi

	IN	OUT
Bilancio materie prime/ prodotti finiti	Acqua pozzo da Eni R&M: 518.932 t/a Acqua mare da fase 4: 2.125.000 t/a Acqua da Water Reuse: 964.332 t/a Condensato da Eni R&M: 548984 t/a Condensato TGV da fase 4: 505.073 t/a Acqua Demi da ILVA: 262.800 t/a Resine: 28 m ³ /a Additivi: 670.675 kg/a	Acqua demi ad Eni R&M: 297.014 t/a Acqua demi a fase 4: 2.660.778 t/a
Utilities	Vapore MS da fase 4: 2.432 t/a Vapore LS da fase 4: 95.227 t/a Elettricità da fase 4: 5.287 MWh Aria compressa da fase 2: 1.312.049 Nm ³ /a Acqua mare da fase 1: 5.100.000 t/a	Nessuno
Emissioni in atmosfera	Nessuno	Nessuno
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	Salamoia a scarico SC1-1: 1.712.660 t/a Salamoia a scarico P145A: 283.333 t/a Acqua mare a scarico SC2-1: 5.100.671 t/a Acqua di rigenerazione a scarico P145: 68.996 t/a
Rifiuti	Nessuno	Resine esauste: 28 m ³ /a

Tabella 5 – Bilancio di materia ed energia fase 4, CTE

	IN	OUT
Bilancio materie prime/prodotti finiti	Gasolio da Eni R&M: 52.072 kg/a Olio combustibile da Eni R&M: 77.900 t/a Fuel Gas da Eni R&M: 96.638 t/a Acqua demi da fase 3: 2.660.778 t/a Additivi: 95.745 kg/a	Elettricità ad Eni R&M: 317.255 MWh Elettricità a rete: 134.067 MWh Elettricità a fase 1,2,3: 23.802 MWh Vapore HS a Eni R&M: 73.316 t/a Vapore MS a Eni R&M: 808.864 t/a Vapore MS a fase 3: 2.432 t/a Vapore LS a Eni R&M: 66.283 t/a Acqua degasata a Eni R&M: 922.583 t/a
Utilities	Aria strumenti da fase 2: 7.251.341 Nm ³ /a Acqua mare da fase 1: 38.579.760 t/a Vapore LS da fase 2: 85.000 t/a	Vapore MS a fase 2: 85.000 t/a Acqua mare fase 3: 2.125.000 t/a Condensato TGV a fase 3: 505.073 t/a Vapore LS a fase 3: 95.227 t/a Vapore MS a fase 3: 2.432 t/a
Emissioni in atmosfera	Nessuno	Emissione in atmosfera: SO ₂ : 1.749 t/a NOx: 1.114 t/a PTS: 107 t/a CO: 581 t/a CO ₂ : 563.579 t/a
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	Acqua mare a scarico SC1-1: 700.000 t/a Acqua mare a scarico SC1-2: 33.775.096 t/a Acqua mare a scarico SC2-2: 1.007.400 t/a Acqua mare a scarico SC3: 972.360 t/a Acqua spurghi caldaia, acqua campioni di analisi a P145A: 187.000 t/a
Rifiuti	Nessuno	<i>Per quanto riguarda i rifiuti di manutenzione, la contabilizzazione avviene per l'intera Centrale e non per singola unità o fase. Si veda Tabella 11.</i>

5. CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE

5.1 Risorsa idrica

5.1.1 Approvvigionamento e consumi idrici

Lo stabilimento Enipower non effettua prelievo di acqua mare per il raffreddamento e di acqua di pozzo, ma si approvvigiona dalla raffineria Eni R&M di Taranto.

Sempre dalla raffineria, gli impianti ricevono acqua dal sistema di Water Reuse, acqua dissalata e condense.

A supporto degli ulteriori fabbisogni di sito è stata inoltre realizzata una linea per portare acqua demineralizzata dal vicino stabilimento ILVA alla Centrale (da 50 t/h).

Trattamento acqua mare

L'acqua mare, prelevata da Eni R&M dal Mare Grande di Taranto, viene inviata a 2 serbatoi acqua mare (T-5201, T-5202) e a sua volta rilanciata come:

- acqua di raffreddamento in Centrale e in raffineria;
- alimento all'impianto di dissalazione per la produzione di acqua dissalata utilizzabile per impieghi di processo (in particolare, produzione di vapore in Centrale).

La sezione dissalatori (Unità 5100), che dispone di 2 impianti (Dissalatore D4 – con portata di 60 mc/h, dissalatore D5 – con portata di 100 mc/h) permette di ridurre l'impatto del sito sul territorio, evitando così di incidere sulle carenti scorte locali di acqua dolce.

Prelievo da pozzi

La raffineria ENI R&M cede allo stabilimento EniPower acqua dolce prelevata da pozzo interno per usi industriali, che è inviata agli impianti di osmosi inversa per la produzione di acqua demi.

Acqua dal sistema di Water Reuse, acqua dissalata e condense

Al fine di ridurre i prelievi idrici, la raffineria Eni R&M ha recentemente messo in funzione un sistema di Water Reuse, finalizzato al riutilizzo delle acque reflue provenienti dalla sezione di biofiltrazione dell'impianto TAE e delle acque provenienti dalla bonifica della falda superficiale di raffineria. Parte di questa acqua è inviata anche ad EniPower, permettendo la riduzione del consumo di acqua di pozzo.

La raffineria invia inoltre anche acqua dissalata, prodotta nell'impianto di proprietà Eni R&M e condense alimentate alla sezione di letti misti dello stabilimento per la produzione di acqua demi.

5.2 Scarichi idrici

L'utilizzo del sistema fognario della raffineria Eni R&M da parte di EniPower costituisce un servizio fornito dalla società Eni R&M, unitamente al successivo trattamento chimico-fisico e biologico di tutti i reflui conferiti.

Tale servizio è previsto dal "Contratto Servizi" stipulato fra le due società.

Gli interventi ordinari e straordinari di manutenzione sulla rete fognaria (di esclusivo utilizzo EniPower) sono gestite secondo le modalità descritte nella procedura TARA.SAQU.PS-13 – Interfaccia raffineria.

La titolarità dello scarico finale è di Eni R&M.

Le acque reflue scaricate da EniPower nel sistema fognario possono essere distinte essenzialmente in due tipi (si veda anche allegato B.21 della domanda di AIA), anche in funzione della suddivisione della rete fognaria in due reti separate:

- scarico acque meteoriche e di processo in fogna oleosa: raccoglie le acque piovane di tutta l'area della centrale termoelettrica, i drenaggi di diverse apparecchiature (scambiatori, livelli visivi, etc.), gli scarichi continui o meno delle acque di processo (scarico eluati letti misti, salamoie impianti osmosi, controlavaggio filtri acqua mare, etc.).
- scarico acque di raffreddamento: costituite essenzialmente dalle acque di raffreddamento dei condensatori dei turbogeneratori, dalle acque di overflow dei serbatoi dell'acqua di mare T5201/2, dalla salamoia del dissalatore ed in generale dalle acque di raffreddamento di varie sezioni di impianto.

Scarichi in fogna oleosa

I pozzetti limite di batteria dai quali EniPower invia le acque reflue ad Eni R&M e pertanto rappresentativi degli scarichi del solo stabilimento EniPower sono 3 (P178 A, P192 A, P145 A).

Il pozzetto P192A raccoglie le acque meteoriche e gli eventuali drenaggi delle apparecchiature comprese nell'area delimitata dal dissalatore 4, dalla strada 212 (lato RHU), dalle dighe di contenimento dei serbatoi di olio combustibile T-5241/2. In fogna viene scaricata, in modo discontinuo, l'acqua di mare di controlavaggio del filtro automatico posto sull'alimentazione del dissalatore 4.

Il pozzetto P178A raccoglie le acque meteoriche della zona compresa fra i serbatoi di acqua di mare T5201/2 e le pompe booster di rilancio dell'acqua di raffreddamento, la zona compresa fra il T5202 ed il dissalatore 5, fino ai limiti della strada n. 205 all'altezza del serbatoio di gasolio T5234. In tale rete confluisce anche l'acqua piovana o il prodotto che eventualmente potrebbe raccogliersi all'interno della diga di contenimento del serbatoio di gasolio. Il collegamento fra questa diga di contenimento e la fogna è regolato mediante manovra di apposita valvola di intercettazione. Non sono presenti scarichi continui.

Il tratto di rete afferente al pozzetto P145A raccoglie gli scarichi dei pozzetti dell'area acqua calda/acqua temperata, della zona compressore aria strumenti K5255, gli scarichi della salamoia prodotta dagli impianti osmosi 1-2, gli scarichi di alcuni pozzetti dell'area pompe olio combustibile e di altri pozzetti vicini alla diga dei serbatoi T-5234/5. Gli unici scarichi continui sono rappresentati dalla salamoia degli impianti osmosi ad acqua di pozzo. Da questo pozzetto, inoltre, vengono inviate al TAE Eni R&M tutte le acque raccolte dai pozzetti P144, P145, P146D e dalla rete fognaria di raffineria che si sviluppa a sud e sud-ovest della centrale termoelettrica (area ditte, magazzino, officine, uffici, etc.).

Scarichi acqua mare di raffreddamento

Per quanto riguarda le acque di raffreddamento lo stabilimento Enipower riconsegna le acque a limite di batteria della raffineria così come ricevute, a meno di un ΔT .

Anche in questo caso diversi scarichi confluiscono a loro volta in tre distinti scarichi al limite di batteria (SC1, SC2, SC3).

Lo scarico SC1 coincide con la vasca a cielo aperto di raccolta della confluenza

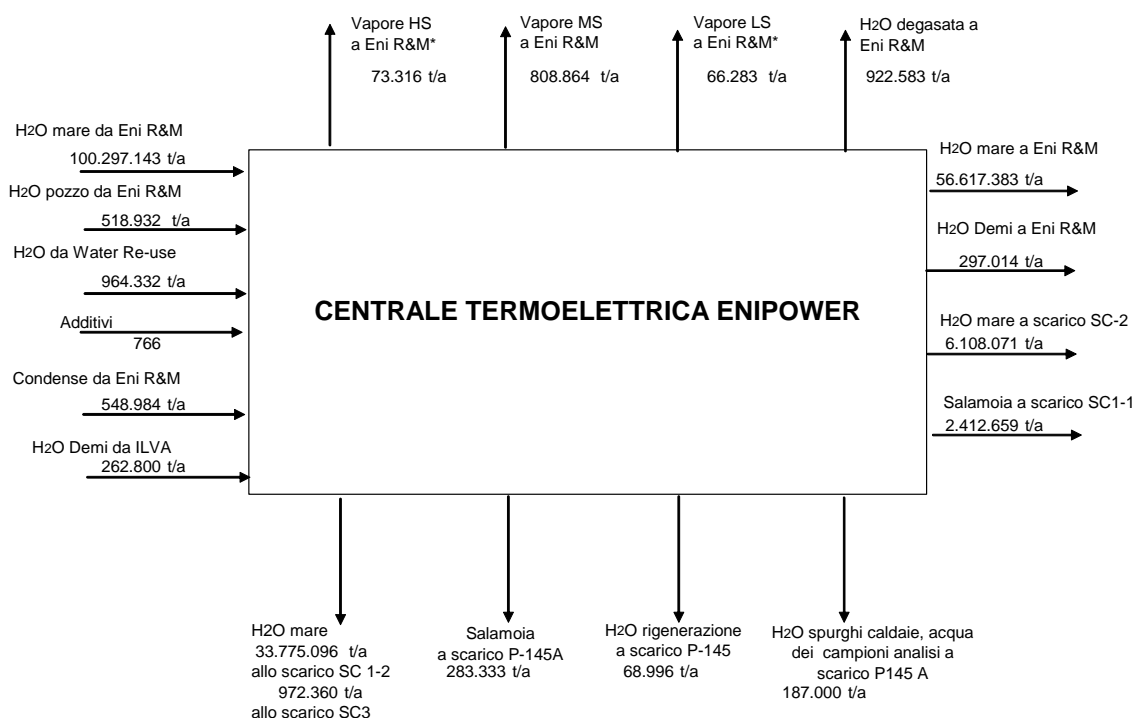
delle acque (dopo lo stramazzo) di raffreddamento. I due scarichi parziali denominati per comodità SC1-1 ed SC1-2 sono costituiti come segue :

- Scarico parziale continuo SC1-1, che raccoglie:
 - acqua di raffreddamento ad E-5712 (scambiatore ad acqua di mare del circuito acqua temperata);
 - salamoia del dissalatore 4 (scarico discontinuo);
 - acqua mare dal troppo pieno dei serbatoi di accumulo dell'acqua di raffreddamento T-5201 e T-5202.
- Scarico parziale continuo SC1-2
 - acqua di raffreddamento dei condensatori delle turbine del TG1/2;
 - acqua di raffreddamento del generatore della turbogas e dei generatori TG1/2/4;
 - acqua di raffreddamento degli scambiatori a piastre E-5255 A/B (circuito chiuso di raffreddamento ad acqua dolce).

Lo scarico SC2 distinto dallo scarico SC1, raccoglie esclusivamente i seguenti scarichi continui :

- acqua di raffreddamento degli scambiatori a piastre E-5256 A/B (circuito chiuso di raffreddamento ad acqua dolce);
- acqua di raffreddamento dello scambiatore a piastre E-7531 (refrigerante dell'acqua dissalata in carica all'impianto letti misti).

L'acqua di raffreddamento scaricata dai refrigeranti dell'olio di lubrificazione delle turbine TG1/2/4 viene raccolta in un collettore interrato ed insieme ad altri scarichi provenienti dalla raffineria, confluisce tramite lo scarico SC3 alla vasca S-6005 dell'impianto TAE.



5.3 Emissioni atmosferiche

5.3.1 Emissioni convogliate

Gli impianti di produzione di energia (caldaie CTE e Turbogas) sono le unità dove si originano le emissioni in atmosfera di CO, NO_x, CO₂, particolato, SO_x. Tutte queste fonti di emissioni atmosferiche vengono convogliate in un unico camino, denominato E3, che presenta le seguenti caratteristiche:

Tabella 5.3 Caratteristiche dei fumi da camino E-3

Camino E3	
Temperatura fumi	168 °C
Diametro allo sbocco	5 m
Altezza del rilascio	100 m

Il camino E3 riceve i soli fumi prodotti dallo stabilimento EniPower.

Durante il processo di combustione, il combustibile utilizzato è Olio e Gas di raffineria. Il contenuto dello zolfo è tipicamente del 1,0 % per il Fuel Oil e di 0,006 % per il Fuel Gas.

Enipower di Taranto implementa già tecniche primarie per la riduzione delle emissioni dei macroinquinanti, in particolare:

- ottimizzando l'efficienza energetica;
- effettuando la post combustione che contribuisce a ridurre la percentuale di CO nei fumi; il cui valore nei fumi emessi al camino è relativamente basso (anno 2007 = 69,2 t/anno).
- massimizzando l'utilizzo di gas desolforati;
- massimizzando l'efficienza della combustione;
- iniettando vapore in turbina a gas per la riduzione della produzione di NO_x;
- utilizzando combustibili liquidi a basso tenore di zolfo e di ceneri;
- minimizzando l'eccesso d'aria nelle caldaie, (che garantisce una riduzione di NO_x) durante la combustione mediante gli analizzatori per la misura continua del contenuto di ossigeno nei fumi di combustione di ciascuna caldaia con misure riportate a DCS ed utilizzate per la conduzione dell'impianto;
- a seconda della sua disponibilità, la Centrale Enipower è orientata ad utilizzare gas di raffineria in sostituzione all'olio combustibile.
- al fine di contenere le emissioni di metalli pesanti viene utilizzato un olio che è stato trattato dall'impianto RHU (Residues Hydrocracking Unit) della raffineria, che compie un adsorbimento catalitico dei metalli.
- turbine, caldaie e altre parti dell'impianto sono mantenuti puliti ed in perfetto stato di funzionamento; spesso una corretta ed attenta manutenzione e conduzione dell'impianto può compensare complessi impianti tecnologici poco

mantenuti o mal gestiti.

5.3.2 Emissioni non convogliate

Secondo la definizione EPA (453/R-95-17), sono considerate potenziali sorgenti di VOC le miscele di sostanze organiche che contengono una frazione superiore al 20% in peso di sostanze organiche aventi pressione di vapore superiore a 0.3 kPa ad una temperatura di 20°C.

Lo stabilimento di Taranto produce emissioni fuggitive di VOC dovute alla perdita di tenuta di apparecchiature e/o componenti di impianto attraversati da fuel gas.

Per il calcolo delle emissioni di VOC nella CTE è stato utilizzato l'Average Emission Factor Approach redatto dall'EPA nel Protocol for Equipment Leak Emission Estimates (453/R-95-17). Il suddetto metodo si basa sul presupposto che la perdita di VOC dipende dal tipo di apparecchiatura/componente (a ciascuna apparecchiatura/componente è associato un fattore medio di emissione), dal fluido che lo attraversa e dal tempo (per esempio ore/anno) di attività dello stesso.

Alla massima capacità produttiva le apparecchiature/componenti sono attraversate da fuel gas per 8.760 ore/anno, nel 2007 lo sono state per 8.707 ore/anno. La quantità stimata è pari a 24.187 kg/a alla massima capacità produttiva, mentre 24.040 kg/anno per il 2007.

5.4 Rifiuti

I processi produttivi che si realizzano all'interno dello stabilimento EniPower di Taranto portano alla formazione, in sintesi, di due tipologie di scarti classificabili distintamente ai sensi dell'attuale panorama normativo (DM 152/2006 – Testo Unico in materia Ambientale):

- rifiuti speciali non pericolosi (RnP);
- rifiuti speciali pericolosi (RP).

L'elevata e sempre crescente sensibilità di EniPower verso le tematiche di Sicurezza, Salute e Ambiente, correlata con le mutate disposizioni legislative in materia, richiedono un miglioramento continuo dei piani aziendali volti alla minimizzazione dei rifiuti e alla loro manipolazione senza danni per la salute e la sicurezza delle persone e la protezione dell'ambiente.

La quantità dei rifiuti prodotti annualmente non è un dato costante, ma legata ad interventi di manutenzione, di bonifica e di pulizia.

Un tipico di rifiuti è costituito da numerose categorie merceologiche di prodotti, che caratterizzano differenti cicli di smaltimento e/o di recupero, riportati nella tabella successiva.

Tabella 6: Rifiuti prodotti alla Massima Capacità Produttiva.

Codice CER	Descrizione	Destinazione
CER 050106*	fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	D9/D15
CER 060204*	idrossido di sodio e di potassio	D9/D15
CER 060399	Rifiuti non specificati altrimenti (fialette drager)	D15
CER 080318	Toner per stampa esauriti diversi da quelli di cui alla voce 080317	D15
CER 100104*	ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia	D9/D15

Codice CER	Descrizione	Destinazione
CER 100122*	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia caldaie, contenenti sostanze pericolose	D9/D15
CER 100123	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia caldaie, diversi da quelli di cui alla voce 100122	D9/D15
CER 130208*	altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione	R13
CER 130307*	Oli minerali isolanti e termoconduttori non clorurati	R13
CER 150102	Imballaggi in plastica	R13
CER 150110*	Imballaggi contenenti residui si sostanze pericolose o contaminati da sostanze pericolose	D15
CER 150202*	assorbenti, materiali filtranti(inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	D15
CER 150203	assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202	D15
CER 160216	componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 160215	R13
CER 160509	Sostanze chimiche di scarto diverse da quelle di cui alle voci 160506, 160507, 160508	D15
CER 160601*	Batterie al Piombo	R13
CER 160602*	Batterie al Nichel-Cadmio	D15/R13
CER 161106	rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, diversi da quelli di cui alla voce 161105	D1/D15
CER 170405	ferro e acciaio	R13
CER 170402	alluminio	R13
CER 170409*	Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose	D9/D15
CER 170411	cavi, diversi da quelli di cui alla voce 170410	R13
CER 170503*	terra e rocce, contenenti sostanze pericolose	D1/D9/D15
CER 170504	terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 170503	D1/D15
CER 170601*	Materiali isolanti contenenti amianto	D15
CER 170603*	altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	D15
CER 170903*	altri rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	D15
CER 170904	rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 170901, 170902 e 170903	R13
CER 190806*	Resine a scambio ionico saturate o esaurite	D9/D15
CER 190905	Resine a scambio ionico saturate o esaurite	D9/D15
CER 200121*	tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	D15
CER 190999	Rifiuti non specificati altrimenti	D9/D15
CER 200301	rifiuti urbani non differenziati	D15
CER 200399	Rifiuti non specificati altrimenti (alghe e mitili)	D15/D1

I rifiuti assimilabili agli urbani e i rifiuti speciali non pericolosi sono inviati a discarica. I rifiuti pericolosi sono inviati a discarica specializzate, mentre i rifiuti non pericolosi recuperabili vengono inviati ad impianti a recupero

5.4.1 Gestione dei Rifiuti

Enipower di Taranto ha messo in atto specifiche procedure nell'ambito del proprio SGA che intendono presidiare tutte le fasi di gestione dei rifiuti prodotti, nel rispetto della normativa vigente ed affidando le attività conseguenti ad operatori qualificati. Si evidenziano i seguenti obiettivi e aspetti generali:

- necessità di minimizzare i rifiuti prodotti;
- obbligo di operare in regime di raccolta differenziata;

Lo stabilimento si avvale di un'area di deposito temporaneo dei rifiuti (area n. 20) per la messa a dimora dei rifiuti pericolosi/non pericolosi prima del loro invio a smaltimento/recupero esterno.

L'area è suddivisa in zone specifiche per la raccolta differenziata delle varie tipologie di rifiuto.

L'area è pavimentata ed impermeabilizzata, dotata di cordolo sull'intero perimetro, delimitata da recinzione e collegata al circuito fognario facente capo all'impianto di trattamento reflui della raffineria Eni R&M. La sua gestione avviene secondo precise modalità, definite ai sensi della normativa vigente (D.Lgs 152/06).

Le modalità di gestione in atto sono diversificate in funzione delle singole tipologie di rifiuti.

I rifiuti speciali riferibili ai fanghi palabili, materiali inquinati, oli lubrificanti esausti, resine esaurite, sono depositati nelle apposite aree di deposito temporaneo, raccolti in fusti muniti di copertura, sottoposti a classifica mediante analisi e raggruppati per tipologia.

L'olio esausto prodotto a seguito di attività di manutenzione su macchine della raffineria è raccolto in appositi fusti posizionati, che soddisfino i requisiti indicati nella procedura TARA.SAQU.IS-04 "Utilizzo Chemicals".

5.5 Inquinamento acustico [Parte di Snamprogetti]

Il DPCM 1 marzo 1991 sancisce e regola i "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno", prevedendo in particolare, per quanto concerne le realtà industriali, la fissazione di limiti massimi di esposizione e la suddivisione, a cura dei Comuni, del territorio sulla base di indicazioni allegato al Decreto stesso.

L'area in cui risulta inserito lo stabilimento EniPower, ai sensi della zonizzazione operata dal Comune di Taranto, è "esclusivamente industriale" e lo Stabilimento inoltre, è conglobato interamente entro i confini della Raffineria ENI divisione R&M.

Una recente campagna di rilievi fonometrici effettuata da EniPower ha evidenziato il fatto che i limiti di immissione ed emissione previsti dal Decreto per le Aree di Classe VI (Aree esclusivamente industriali) vengono rispettati in tutti i punti di misura lungo i confini dello Stabilimento.

6. OPERE CONNESSE

L'energia elettrica prodotta, oltre a far fronte alle esigenze della raffineria, è ceduta in parte alla rete nazionale; il collegamento con la rete esterna nazionale serve anche a garantire la fornitura di energia elettrica al sito in caso di riduzione o di mancanza di energia elettrica di produzione interna per disfunzioni della C.T.E.

La distribuzione dell'energia elettrica agli utenti di raffineria avviene tramite opportuna rete e sottostazioni elettriche. I voltaggi utilizzati in raffineria per i vari utenti sono 20.000V, 6.000 V, 380 V, 220 V e 110 V.

In caso di mancanza totale di energia elettrica, l'alimentazione sulla rete a 110 V, che fornisce energia ai sistemi di sicurezza è garantita da un sistema di non interruzione (no-break set) per circa 40 minuti.