

Allegato B18

Relazione Tecnica dei Processi Produttivi

1

DESCRIZIONE DEL PROCESSO PRODUTTIVO

1.1

UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO DI RAVENNA

Lo Stabilimento EniPower è collocato all'interno del sito multisocietario di Ravenna che, a sua volta, è collocato nel distretto industriale posto a Nord della città.

Il sito multisocietario ha una storia di oltre 50 anni; esso sorge su un'area di circa 270 ettari, classificata come esclusivamente industriale; l'insediamento produttivo è presente dal 1957. In esso sono presenti tredici società (Polimeri Europa, EniPower, Ineos, Acomon, Borregaard, Rivoira, Yara Italia, Vinavil, Endura, Ecofuel, Syndial, Cray Valley e Ravenna Servizi Industriali) opportunamente integrate; inoltre sono presenti cantieri delle ditte terze che effettuano attività di manutenzione, ingegneria e servizi generali.

Per sopperire alle necessità produttive, il sito possiede un bacino portuale, situato lungo il canale Candiano (o canale Corsini), che collega Ravenna al mar Adriatico, per l'attracco di navi fino a 30.000 tonnellate di stazza lorda. Le infrastrutture all'interno del sito multisocietario di Ravenna prevedono anche 25 km di rete ferroviaria (escluso il collegamento con la stazione FF.SS. di Ravenna) ed oltre 25 km di rete stradale interna.

Le materie prime arrivano via mare e via terra. Il trasporto via mare è il più importante (90%), mentre il trasporto via terra avviene su strada per il 6% e con ferrovia per circa il 4%. È presente anche una rete di pipelines che collega il sito con Ferrara e con Porto Marghera per la movimentazione via tubo di etilene e di ammoniaca.

I prodotti finiti e vengono movimentati quasi esclusivamente via terra, prevalentemente su strada. Via ferrovia e via mare vengono spedite solo quantità trascurabili di prodotti finiti. La movimentazione su strada coinvolge oltre 18.000 automezzi all'anno.

Per quanto riguarda l'energia elettrica da e verso la rete elettrica nazionale sono presenti due linee (una a 130 kV e l'altra a 380 kV) collegate alla stazione di Ravenna Canala di Terna.

Ai limiti dell'insediamento multisocietario di Ravenna sono presenti:

- a nord la zona industriale;
- ad est il canale Candiano;
- a sud, oltre una fascia di rispetto, il cimitero;
- ad ovest la strada comunale Baiona.

Le distanze in linea d'aria più significative rispetto all'esterno sono:

- | | |
|------------------------|---------------|
| • dalla statale n. 309 | circa 2,5 km; |
| • dal porto mercantile | circa 1 km; |

- dal centro di Ravenna circa 5 km.

1.2 *DESCRIZIONE DELLO STABILIMENTO*

Lo Stabilimento EniPower è situato al centro del sito multisocietario di cui occupa complessivamente un'area di circa 9 ettari, suddivisa in diverse "isole" dove si trovano gli impianti di produzione, la palazzina direzione e staff, le officine di manutenzione, la stazione di decompressione gas naturale e la sottostazione elettrica.

1.2.1 *Le Sezioni di Generazione*

La Centrale Termoelettrica EniPower si insedia alla fine degli anni 50 con 3 gruppi a vapore convenzionale con turbine a condensazione e parziale contropressione, al servizio del nascente stabilimento petrolchimico. Nel 1972 viene installato un ulteriore gruppo a vapore convenzionale con turbina a totale contropressione. L'introduzione delle nuove tecnologie avviene per la prima volta nel 1999, sostituendo una delle tre caldaie di fine anni 50 con un gruppo turbogas con generatore di vapore a recupero interconnesso con le turbine a vapore esistenti. Alla fine del 2004 viene completato il processo di repowering dello Stabilimento che ha visto l'avvio di due nuovi gruppi di produzione turbogas in ciclo combinato.

Pertanto, oggi la *Centrale* risulta suddivisa in due sezioni di generazione. La prima sezione (sezione 1) si compone di:

- una caldaia tradizionale (20B400) da 450 t/h di vapore ad alta pressione;
- un turbogas (TG501) da 122,8 MWe con generatore di vapore a recupero (BA501) da 190 t/h di vapore ad alta pressione e 44 t/h a bassa pressione;
- due turbine (20TD1 e 20TD2) a condensazione e parziale contropressione da 37,5 MWe;
- una turbina (20TD300) a condensazione e parziale contropressione da 65 MWe;
- una turbina (20TD400) a contropressione da 52 MWe.

La seconda sezione (sezione 2) si compone di due cicli combinati, ciascuno composto da:

- un turbogas (11 TG-001 e 12 TG-001) da 266 MWe;
- un generatore di vapore a recupero (31 BA-001 e 32 BA-001) da 280 t/h di vapore ad alta pressione, 44 t/h a media pressione e 32 a bassa pressione;
- una turbina a vapore (21 TD-001 e 22 TD-001) da 127 MWe.

Il dettaglio delle caratteristiche tecniche delle apparecchiature di produzione è riportato al *Paragrafo 1.2.1.3*; si precisa che la potenza indicata per i turbogas è

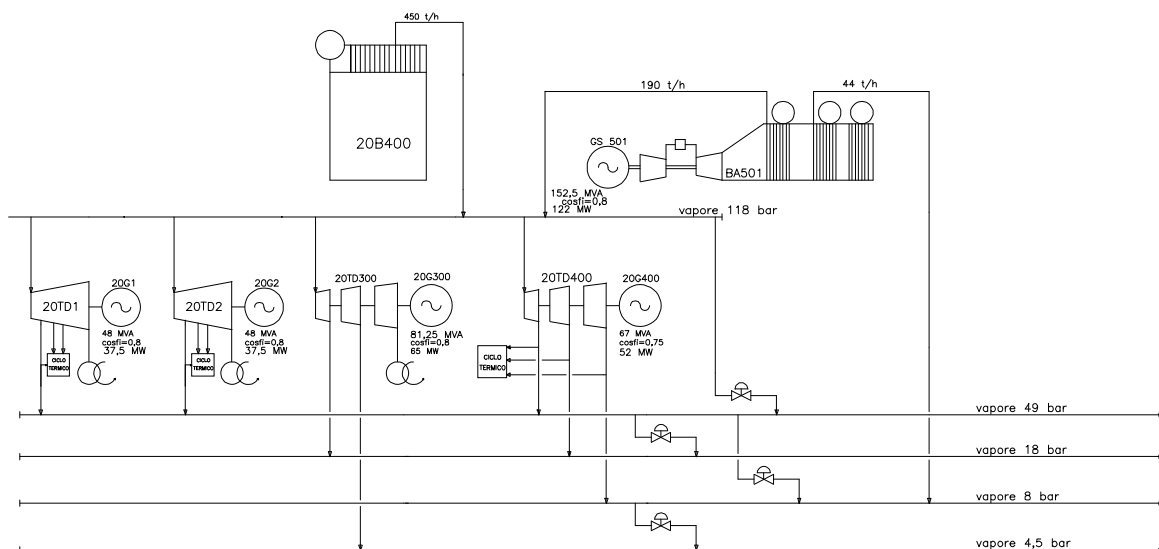
riferita alle condizioni ISO, cioè pressione atmosferica e temperatura pari a 15 °C.

Sono ancora presenti, ma in via di demolizione (gli appalti sono già stati assegnati) come previsto dal decreto MAP 014/2002, le due caldaie a vapore della fine degli anni 50 20B2 e 20B3.

1.2.1.1 Sezione 1

La parte di Centrale Termoelettrica posta in isola 11 è costituita da un generatore di vapore, da quattro turboalternatori con i relativi macchinari ausiliari e da un impianto a ciclo combinato costituito da una turbina a gas e da un generatore di vapore a recupero (si veda *Figura 1.2.1.1a*).

Figura 1.2.1.1a Parte della Centrale in Isola 11



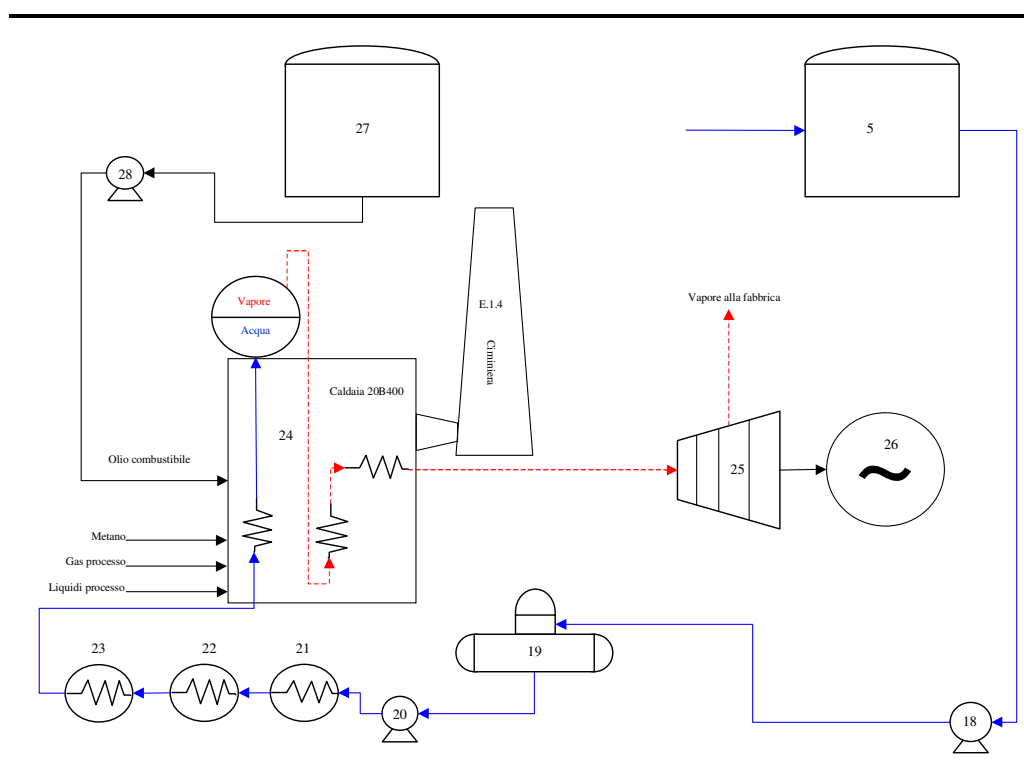
La caldaia 20B400, di costruzione BREDA, è del tipo a radiazione pressurizzata, a circolazione naturale, dotata di preriscaldatori d'aria tipo Ljungström. La produzione massima continua è di 450 t/h di vapore ad Altissima Pressione. Come indicato in *Figura 1.2.1.1b*, l'acqua demineralizzata proveniente dall'Impianto Trattamento Acque di Carico di Ravenna Servizi Industriali viene stoccata in un serbatoio (5) e quindi inviata, tramite pompa (18), nel degasatore (19). L'acqua, degasata ed alla temperatura di 138 °C, viene prelevata da una pompa (20) ed inviata, previo riscaldamento ottenuto nei preriscaldatori (21-22-23), alla caldaia (24). La caldaia è equipaggiata da n°

2 preriscaldatori d'aria ad asse verticale di tipo Ljungström, preceduti da aerotermo che utilizza vapore 2,5 bar. Come combustibile viene utilizzato il metano; in caso di emergenze può essere utilizzato anche l'olio combustibile come previsto dal decreto di compatibilità ambientale (si veda Allegato A.23). I fumi prodotti dalla combustione vengono scaricati all'atmosfera tramite il camino E1.4.

Il sistema di produzione vapore è completo dei gruppi di dosaggio chemicals per l'additivazione dell'acqua di caldaia, oltre che dei serbatoi di spurgo continuo ed intermittente.

Il vapore prodotto dalla caldaia (24) viene inviato indifferentemente alle turbine.

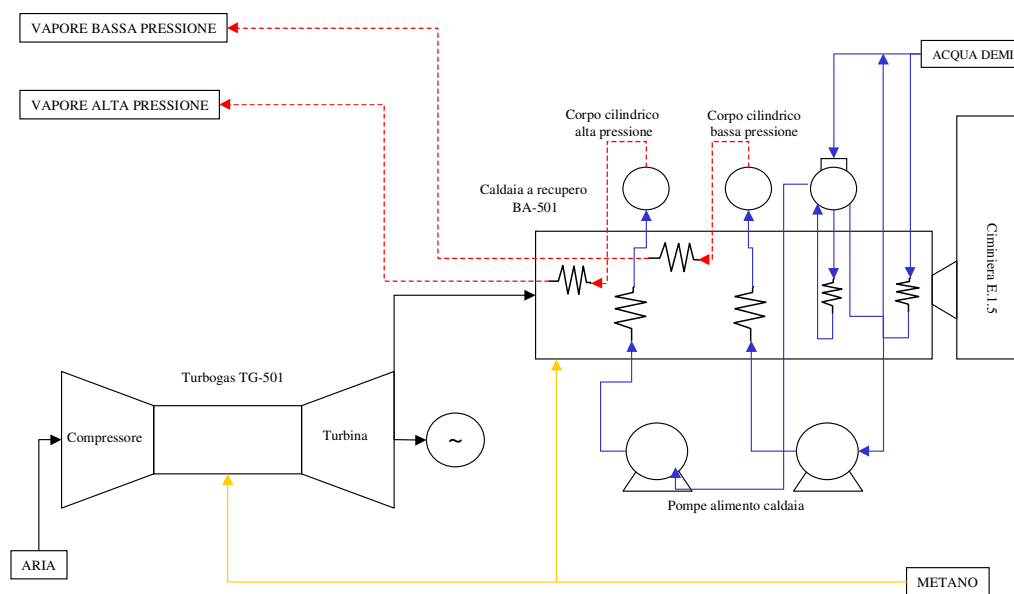
Figura 1.2.1.1b Gruppo 20B400



Il ciclo combinato consta di una turbina a gas metano e di un generatore di vapore a recupero di calore (si veda Figura 1.2.1.1c).

La turbina a gas, siglata TG-501, è di progetto General Electric e di costruzione Thomassen del tipo Heavy-Duty modello MS-9001-E, ed ha una potenza nominale, in condizioni ISO, di 122,82 MWe alimentata a gas naturale.

Il turbogas è provvisto di un sistema di combustori DLN (Dry Low NO_x) al fine di ridurre le emissioni di NO_x ad un livello non superiore a 75 mg/Nm³ (fumi secchi con un contenuto del 15% di O₂) con carico compreso tra il 60% e il 100% del carico base. Esso è accoppiato direttamente al generatore sincrono di costruzione ABB Sae Sadelmi modello WY21Z-073LLT. Il generatore GS-501, raffreddato ad aria, ha una tensione di 15 kV ± 5%, potenza apparente di 152,5 MVA con cosφ 0,8 e frequenza 50 ± 2% Hz. Esso è collegato alla sottostazione mediante trasformatore elevatore 15/132 kV e linea a 132 kV in cavo, l'interruttore di macchina è installato lato 132 kV in sottostazione.



I fumi scaricati dal turbogeneratore a gas sono convogliati in un generatore di vapore a recupero (siglato BA501) in grado di produrre vapore a due livelli di pressione: alta e bassa.

Il generatore di vapore, di costruzione ANSALDO, è di tipo orizzontale con degasatore fisico termico integrato, con pompe di alimentazione alta pressione e bassa pressione. I fumi prodotti vengono scaricati all'atmosfera tramite il camino E1.5.

Il sistema di produzione vapore è completo dei gruppi di dosaggio chemicals per l'additivazione dell'acqua di caldaia, oltre che dei serbatoi di spurgo continuo ed intermittente.

Il vapore alta pressione prodotto dalla caldaia viene inviato indifferentemente alle turbine mentre quello di bassa pressione viene distribuito direttamente in rete.

Le due turbine 20 TD1 e 20TD2 da 37,5 MW sono uguali ma di diversa costruzione: originale Westinghouse la prima e TOSI su licenza Westinghouse la seconda. Sono di tipo assiale a condensazione, con spillamenti di vapore ad uso tecnologico per il sito e per utilizzo nel ciclo termico. Il vapore ammesso ha caratteristiche 116 bar, 538 °C. Il condensatore di entrambe le macchine è del tipo a flusso radiale a due passaggi d'acqua, raffreddati ad acqua di mare ed in grado di mantenere una pressione assoluta di 0,0863 bar al carico massimo di 115 t/h di vapore con acqua di circolazione a 25 °C. L'estrazione degli incondensabili per il mantenimento del vuoto viene effettuata con eiettori a vapore a doppio stadio.

L'alternatore 20G1 accoppiato alla turbina 20TD1 è di costruzione Westinghouse mentre il 20G2, accoppiato alla turbina 20TD2 è di costruzione Ercole Marelli. Sono entrambi raffreddati ad idrogeno e calettati rigidamente

alle turbine rotanti alla velocità di 3.000 giri/minuto, hanno tensione di 14,4 kV \pm 5%, potenza apparente 48 MVA, $\cos\phi = 0,8$ e frequenza 50 \pm 2% Hz.

La turbina 20TD300 da 65 MW, di costruzione ANSALDO, è di tipo assiale a condensazione con spillamenti di vapore ad uso tecnologico a MP e BBP; il vapore ammesso ha pressione di 116 bar e temperatura di 538 °C.

L'alternatore 20G300 ad essa accoppiato è di costruzione ALSTOM, calettato rigidamente alla turbina rotante alla velocità di 3.000 giri/minuto e raffreddato ad aria, ha tensione di 14,4 kV \pm 5%, potenza apparente di 81,25 MVA, $\cos\phi$ 0,8 e frequenza 50 \pm 2% Hz.

Il condensatore è del tipo a flusso radiale a due passaggi d'acqua, raffreddati ad acqua di mare ed in grado di mantenere una pressione assoluta di 0,0863 bar al carico massimo di 115 t/h di vapore con acqua di circolazione a 25 °C.

L'estrazione degli incondensabili per il mantenimento del vuoto viene effettuata con eiettori a vapore a doppio stadio.

La turbina 20TD400 da 52 MW, di costruzione TOSI, è del tipo a contropressione con spillamenti di vapore tecnologico ad alta, media e bassa pressione allo scarico, distribuiti sulla rete di stabilimento; il vapore ammesso ha pressione di 116 bar e temperatura di 538 °C. L'alternatore 20G400 ad essa accoppiato è di fornitura ANSALDO, calettato rigidamente alla turbina rotante alla velocità di 3.000 giri/minuto e raffreddato ad idrogeno, ha tensione di 14,4 kV \pm 5%, potenza apparente 67 MVA, $\cos\phi = 0,75$ e frequenza 50 \pm 2% Hz.

Il vapore tecnologico fornito dagli spillamenti e dalla contropressione ad alta, media e bassa pressione delle 4 turbine viene distribuito a tutto il Sito multisocietario.

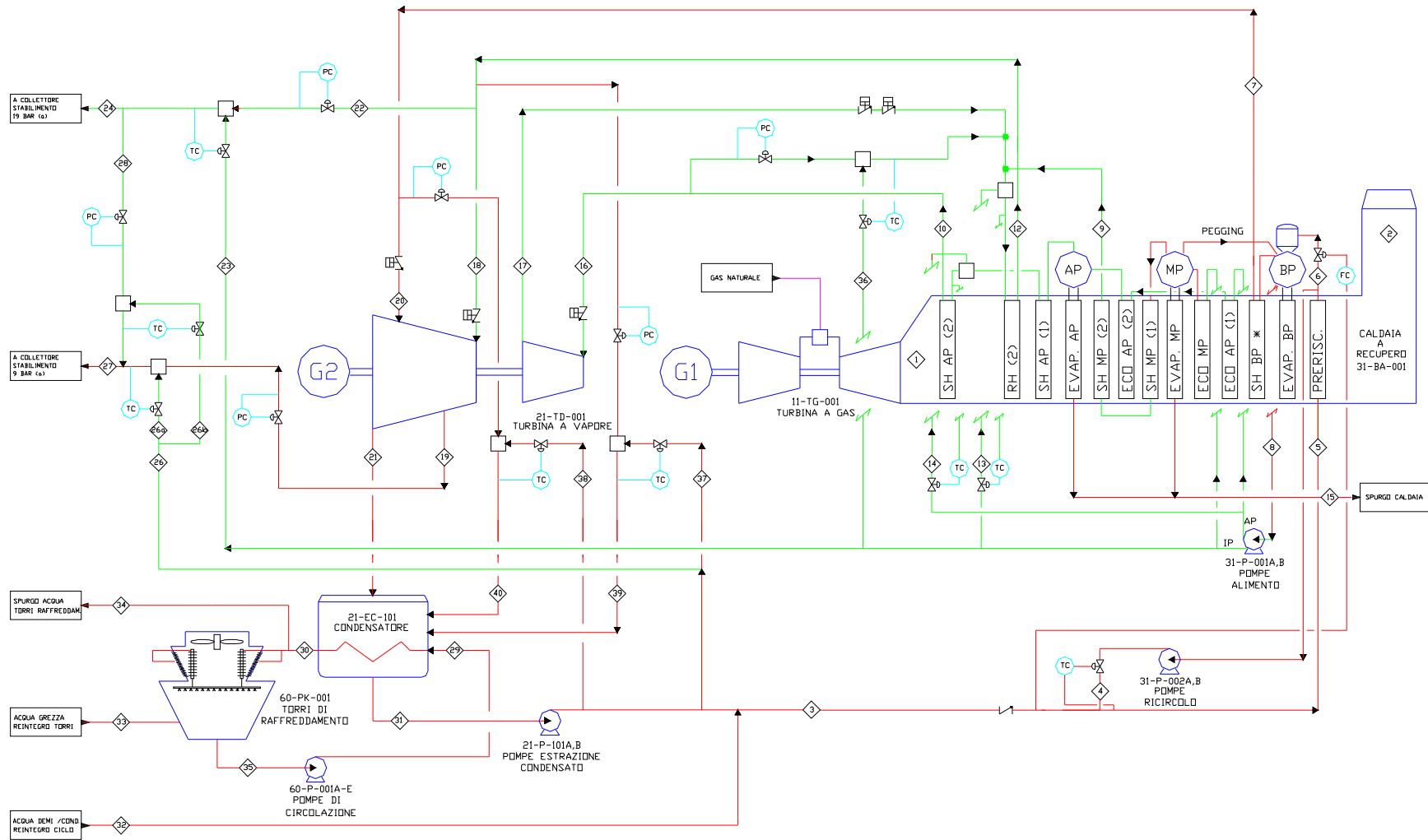
1.2.1.2

Sezione 2

La parte di Centrale Termoelettrica posta in isola 5 è costituita dai due cicli combinati.

Le turbine a gas dei cicli combinati CC1 e CC2, siglate 11-TG-001 e 12-TG-001, sono di progetto Siemens e costruzione Ansaldo, modello V94.3A. La potenza elettrica nominale, in condizioni ISO, è di circa 266 MW ciascuna. Le turbogas, alimentate a metano, sono equipaggiate con bruciatori convenzionali dell'ultima generazione di tipo Dry Low Nox (DLN) al fine di ridurre le emissioni di NOx ad un livello non superiore ai 50 mg/Nm³. Tali turbine sono direttamente accoppiate agli alternatori gemelli siglati 11-GG-001 e 12-GG-001 di costruzione ABB tipo WY23Z-109LL, raffreddati ad aria, con tensione nominale ai morsetti di 19 kV, potenza apparente 300 MVA, $\cos\phi$ 0,85 e frequenza 50 Hz.

Figura 1.2.1.2a Parte di Centrale in Isola 5



I gas combustibili scaricati dai turbogas sono convogliati nei generatori di vapore a recupero (GVR) delle unità 1 e 2, i quali risultano essere gemelli e sono rispettivamente siglati 31-BA-001 e 32-BA-001. I due GVR presenti nello stabilimento di Ravenna sono stati progettati e realizzati dalla NE-CCT. Le caldaie sono a sviluppo orizzontale, isolate internamente, con banchi di scambio supportati dall'alto e con camino verticale per lo scarico dei fumi. Sono caratterizzati dall'essere a circolazione naturale con tre livelli di pressione (corpi cilindrici in alta, media e bassa pressione), con surriscaldatore e preriscaldamento del condensato nella sezione finale della caldaia. Il degasaggio dell'acqua alimento di caldaia è realizzato mediante una torretta degasante integrata nel corpo cilindrico di bassa pressione. L'acqua demineralizzata necessaria al funzionamento viene fornita dall'impianto di trattamento presente nel sito multisocietario di Ravenna, stoccata in due serbatoi (siglati 20V1 e 20V2) posti all'interno della vecchia centrale e da essi inviata ai GVR tramite delle pompe. I fumi prodotti vengono scaricati all'atmosfera tramite il camino 31 ME-001 e 32 ME-001.

Le caldaie a recupero sono equipaggiate con gruppi di dosaggio chemicals per l'additivazione dell'acqua di caldaia, oltre che con serbatoi di spurgo continuo ed intermittente.

Il vapore prodotto dalle caldaie a recupero viene inviato nelle turbine a vapore, siglate 11-TD-001 e 21-TD-001, di costruzione Ansaldo. Le macchine sono in configurazione a doppio corpo ("tandem compound") con stadio separato di alta pressione e stadio a pressione intermedia combinata con la bassa pressione. Tutto il vapore di alta pressione prodotto dal GVR viene convogliato nello stadio di alta pressione della turbina a vapore (pressione di circa 117 bar e temperatura 540°C). La portata scaricata si miscela con il vapore surriscaldato prodotto dal corpo di media pressione della caldaia a recupero ed entra nello stadio di media pressione della turbina a vapore. Parte del vapore, prima di essere inviato alla turbina, viene estratto dalla sezione di media pressione tramite un gruppo di regolazione per la fornitura di vapore all'esterno. Dopo l'espansione in turbina di MP il vapore, in cui confluisce anche quello prodotto dalla sezione di BP del GVR, entra nella sezione di bassa pressione. Le turbine a vapore sono direttamente collegate agli alternatori di costruzione ABB siglati 21-GD-001 e 22-GD-001 (tipo WY21Z-092LLT). Questi hanno potenza apparente nominale di 170 MVA, tensione nominale 15,75 kV, $\cos\phi$ 0,85 e frequenza 50 Hz.

I gruppi a ciclo combinato CC1 e CC2 potranno immettere nella rete vapore di stabilimento le seguenti quantità massime di vapore:

- vapore media pressione (18 bar): 160 t/h;
- vapore bassa pressione (8 bar): 200 t/h.

1.2.1.3

Riepilogo Dati Caratteristici delle Macchine

Di seguito sono riepilogate le caratteristiche principali delle apparecchiature di produzione:

Tabella 1.2.1.3a *Caratteristiche delle Caldaie*

Sigla Costruttore	Tipologia	Potenzialità (t/h vapore prodotto)	Anno di avviamento
20B400 Breda	A combustione	450 HP	1973
BA501 Ansaldo	A recupero di calore dei fumi del turbogas	190 HP + 44 LP	1999
31-BA-001 NE-CCT	A recupero di calore dei fumi del turbogas	280 HP + 44 MP + 32 LLP	2004
32-BA-001 NE-CCT	A recupero di calore dei fumi del turbogas	280 HP + 44 MP + 32 LLP	2004

HP = vapore a 120 bar e 538 °C
MP = vapore a 29 bar e 538 °C
LP = vapore a 8 bar e 220 °C
LLP = vapore a 6.5 bar e 205 °C

Tabella 1.2.1.3b *Caratteristiche dei Turbogeneratori*

Sigla turbina Costruttore	Tipologia	Potenzialità (MWe)¹	Sigla alternatore Costruttore	Potenzialità (MVA)	Anno di avviamento
20TD1 Westinghouse	Turbine a condensazione con spillamenti	37,5	20G1 Westinghouse	48	1958
20TD2 Tosi	Turbine a condensazione con spillamenti	37,5	20G2 Marelli	48	1958
20TD300 Ansaldo	Turbine a condensazione con spillamenti	65	20G300 ALSTOM	81	2001
20TD400 Tosi	Turbina a contropressione	52	20G400 Ansaldo	67	1972
TG-501 Thomassen	Turbina a gas	122	GS501 ABB SAE	152	1999
11-TG-001 Ansaldo	Turbina a gas	266	11-GG-001 ABB	300	2004
12-TG-001 Ansaldo	Turbina a gas	266	12-GG-001 ABB	300	2004
21-TD-001 Ansaldo	Turbine a condensazione con spillamenti	127	21-GD-001 ABB	170	2004
22-TD-001 Ansaldo	Turbine a condensazione con spillamenti	127	22-GD-001 ABB	170	2004

1) Per le turbine a gas la potenzialità viene espressa in condizioni ISO intendendo una ben determinata situazione ambientale in cui la pressione atmosferica è pari a 1 bar e la temperatura ambiente è pari a 15 °C

1.2.2 *La Distribuzione del Vapore*

La produzione di vapore per le esigenze del sito multisocietario viene fatta sia nella sezione 1 che nella sezione 2 del sistema di generazione.

1.2.2.1 *Distribuzione del Vapore dalla Sezione 1*

Il vapore a 116 bar ammesso nelle turbine, dopo aver operato nella prima ruota ad azione ed in alcune a reazione, viene derivato a 50 bar ed immesso in un collettore nel quale delle stazioni di riduzione 120/50 bar possono integrare in caso di insufficienza degli spillamenti. Sia a valle delle derivazioni delle turbine che nelle valvole riduttrici il vapore viene attemperato con iniezione d'acqua per mantenere costante la temperatura a 380 °C. Dal collettore a 50 bar viene prelevato il vapore per i macchinari ausiliari della CTE: turbopompe, turboventilatori, eiettori del vuoto e scambiatori acqua alimento ad alta pressione. Dal limite di batteria della CTE il collettore alta pressione si immette nel rack generale per le utenze tecnologiche del sito multisocietario.

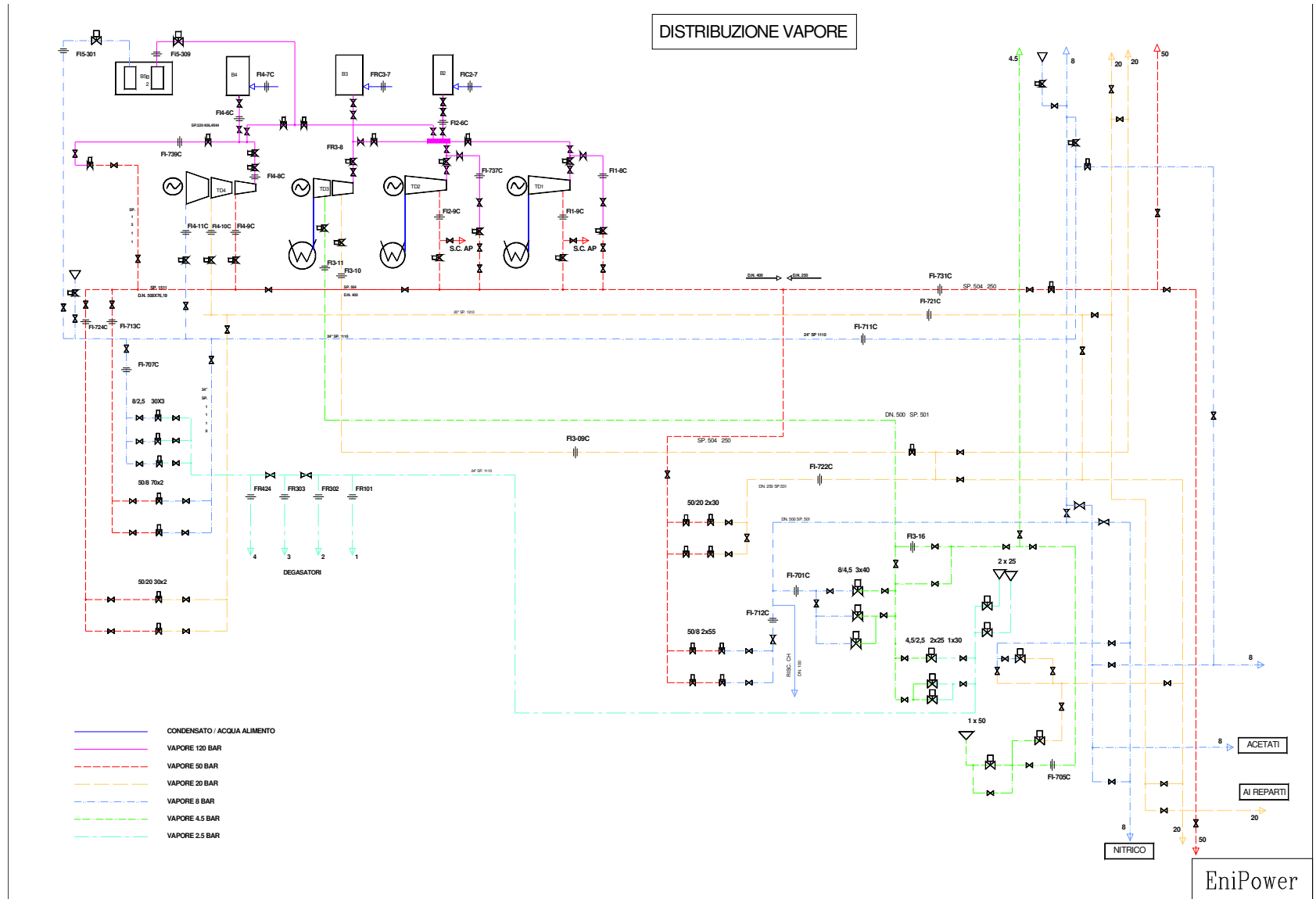
La rete di media pressione interna alla CTE è costituita da un collettore a 18 bar che viene alimentato generalmente dalla seconda derivazione regolata dalla turbina 20TD400 e dallo spillamenti della turbina 20TD300 ed integrato, se necessario, da valvole riduttrici 50/20. Sia a valle della derivazione che nelle valvole il vapore viene attemperato a 270 °C con iniezione d'acqua. Prima del limite di batteria della CTE, il vapore può essere prelevato per i servizi interni: scambiatore media pressione ed ausiliari.

La rete vapore 8 bar viene normalmente alimentata dallo scarico in contropressione della turbina 20TD400, dalla produzione di bassa pressione dalla caldaia a recupero BA501 ed in caso di necessità può essere integrata dalle stazioni di riduzione 50/8. Prima del limite di batteria della CTE, il vapore può essere prelevato per i servizi interni: scambiatore media pressione ed ausiliari.

La rete 8 bar alimenta normalmente la rete 4,5 bar per il sito attraverso le riduttrici 8/4,5 bar. La rete 4,5 bar è anche alimentata dal secondo spillamento della turbina 20TD300.

Lo schema di distribuzione dalla rete vapore al sito Multisocietario è riportato nella *Figura 1.2.1.2a*.

Figura 1.2.1.2a Schema di Distribuzione dalla Rete Vapore al Sito Multisocietario



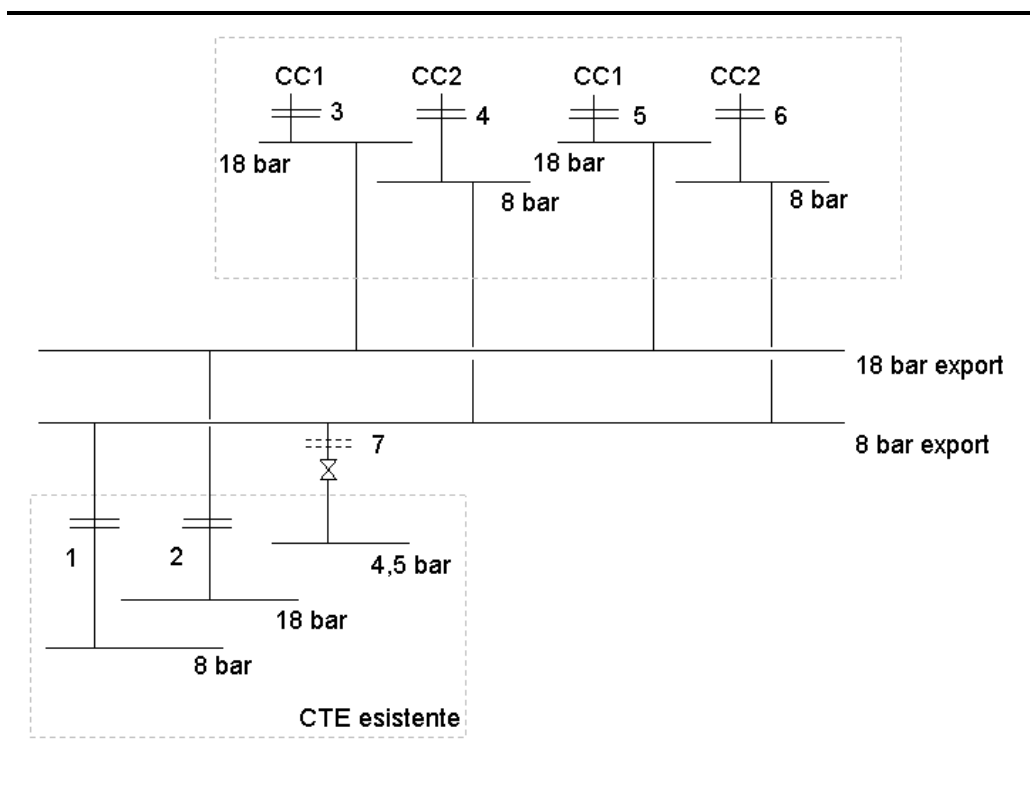
1.2.2.2 *Distribuzione del Vapore dalla Sezione 2*

Il vapore per usi tecnologici viene prodotto dai cicli combinati alle pressioni di 8 bar e di 18 bar e viene immesso nella rete del sito multisocietario per la vendita ai clienti.

Il vapore 18 bar viene prelevato dall'uscita del risurriscaldatore della caldaia a recupero e, dopo attemperazione, viene inviato ai collettori vapore del sito multisocietario ed alle stazioni di riduzione 18/8 tramite le quali viene prodotto il vapore 8 bar. Lo stesso può essere derivato anche da uno spillamento della turbina a vapore.

Tramite la rete del sito multisocietario avviene il parallelo dei vapori della parte di centrale in isola 11 e di quella in isola 5. Di seguito si riporta uno schema che sintetizza i collegamenti delle due parti di centrale alle reti vapore del sito multisocietario. Il vapore introdotto in rete viene misurato con sistemi di tipo venturimetrico con compensazione in pressione e temperatura.

Figura 1.2.2.2a *Schema di Collegamento alle Reti Vapore del sito Multisocietario*



Il vapore prodotto da EniPower viene distribuito tramite una rete di proprietà del consorzio RSI alle condizioni indicate in *Tabella 1.2.2.2a*.

Tabella 1.2.2.2a

Caratteristiche del Vapore Distribuito nel Sito Multisocietario

Tipologia vapore	Pressione (bar)	Temperatura °C	Quantità media anno (t/h)
Vapore alta pressione (AP)	49 ± 3	380	0,8
Vapore media pressione (MP)	18 ± 1,5	260	40
Vapore bassa pressione (BP)	8 ± 1	200	120
Vapore bassissima pressione (BBP)	4,5 ± 1,5	180-200	60

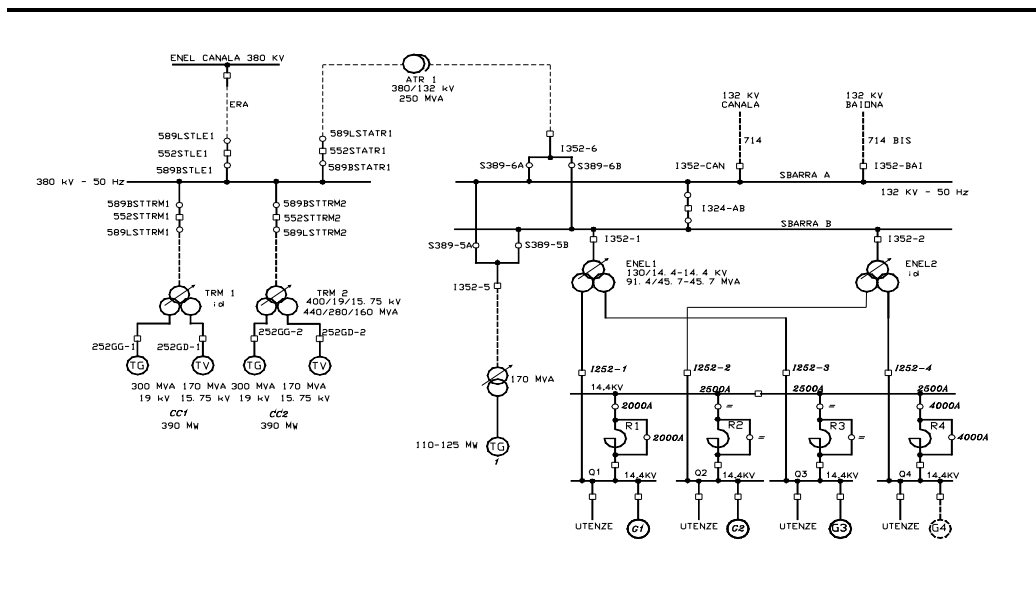
1.2.3

La Distribuzione dell'Energia Elettrica

Lo schema complessivo della rete elettrica di generazione e distribuzione è rappresentato in Figura 1.2.3a dove sono facilmente identificabili le due sezioni di generazione descritte al Paragrafo 1.2.1.

Figura 1.2.3a

Schema della Rete Elettrica di Generazione e Distribuzione



Ciascuno dei quattro turboalternatori a vapore della sezione 1 è connesso ad un quadro 14,4 kV tramite un interruttore di macchina e può funzionare in marcia isolata oppure in parallelo con gli altri generatori. Nel primo caso, ciascun generatore lavora completamente separato dagli altri e produce solo l'energia richiesta dai carichi alimentati dal quadro cui è connesso. Nel secondo caso, invece, ciascun generatore viene connesso alle sbarre di sincronismo tramite una reattanza (R1÷R4), la quale, oltre a limitare i danni in caso di corto circuito, consente di trasferire l'energia eccedente verso un altro quadro oppure verso la rete nazionale tramite due trasformatori (siglati ENEL1 e ENEL2) a tre avvolgimenti 14,4/14,4/132 kV di collegamento alla sottostazione ciascuno da 100 MVA con variatore sottocarico, nel caso che

l'entità di energia elettrica complessivamente generata superi quella richiesta dai carichi del sito.

Nei quadri di connessione dei generatori sono posizionate le alimentazioni degli autoconsumi della sezione 1 (n° 4 trasformatori 15/6 kV) e le partenze delle alimentazioni delle 10 cabine primarie del sito multisocietario tramite le quali viene fornita l'energia elettrica a tutto il complesso; la distribuzione è di tipo radiale doppio.

Il generatore del turbogas TG501, a differenza dei generatori con turbina a vapore, non è connesso ad un quadro, ma è collegato direttamente alla sottostazione, parte 132 kV, tramite un trasformatore con variatore sottocarico 15/132 kV da 170 MVA. I servizi ausiliari di questo gruppo sono alimentati dalla dalle sbarre dello stesso generatore tramite un trasformatore 15/6 kV.

Nella sezione 2 sono presenti i due cicli combinati CC1 e CC2 che sono collegati direttamente alla sottostazione, parte 380 kV, con un trasformatore elevatore (siglati TRM1 e TRM2) a tre avvolgimenti 380/19/15,75 kV da 440/280/160 MVA ciascuno con variatore sottocarico.

Ogni generatore dispone di un proprio interruttore di macchina. Le eccitatrici sono di tipo statico con regolatore automatico in grado di funzionare in modalità di regolazione di tensione, potenza reattiva o $\cos\phi$.

L'energia destinata ai consumi di questa sezione viene autoprodotta e resa disponibile da ogni gruppo mediante un trasformatore ausiliario di unità (siglati TRU1 e TRU2 rispettivamente) che insiste direttamente sull'avvolgimento del trasformatore elevatore lato turbogas (19 kV) e mediante opportune cabine elettriche di trasformazione ai livelli di utenza necessari.

Ogni gruppo può essere esercito ad isola indipendentemente dalle altre due.

La sottostazione elettrica è costituita da una sezione di tipo con isolamento in aria ed alla tensione nominale di 132 kV e da una sezione di tipo blindato con isolamento in esafluoruro di zolfo ed alla tensione nominale di 380 kV. Le due sezioni possono essere connesse tramite l'autotrasformatore 380/132 kV (siglato ATR1) della potenza nominale di 250 MVA. La sottostazione nel suo complesso è poi costituita dall'insieme di apparecchiature alta tensione (sezionatori, interruttori, TA, TV, ecc.) ed ausiliarie che consentono di connettere elettricamente la Centrale Elettrica CTE con la rete elettrica nazionale tramite due elettrodotti: 132 kV di proprietà Terna e 380 kV di proprietà EniPower Trasmissione. Ne consegue che tramite la sottostazione è possibile immettere sulla rete nazionale l'energia elettrica eccedente i consumi del sito multisocietario e, in casi eccezionali, di prelevare dalla stessa rete energia da immettere nella rete del sito; inoltre è anche possibile il passaggio di energia dalla sezione a 132 kv a quella a 380 kV e viceversa.

Riepilogando la sottostazione è collegata alle sezioni di generazione elettrica tramite:

- due stalli 132 kV equipaggiati con cavi AT interrati e con trasformatori 132./14,4 kV da 100 MVA, per la connessione al sistema costituito dai turboalternatori con turbina a vapore (20G1, 20G2, 20G300 e 20G400);

- uno stallo 132 kV equipaggiato con trasformatore 132/15 kV da 170 MVA e con cavi AT interrati, per la connessione al generatore del turbogas (20TGS501);
- due stalli 380 kV equipaggiati ciascuno con cavi AT interrati e con trasformatori 380/19/15,75 kV da 440/280/160 MVA (siglati TRM1 e TRM2) per la connessione con i generatori 11-GG-001 e 12-GG-001 delle turbine a gas e con i generatori 21-GD-001 e 22-GD-001 delle turbine a vapore dei cicli combinati.

1.2.4 *Sistemi Ausiliari*

I Sistemi Ausiliari sono costituiti dai seguenti elementi:

- Circuiti di raffreddamento;
- Sistema acqua di demineralizzata;
- Sistema gas metano;
- Sistema antincendio e rilevazione gas.

1.2.4.1 *Circuiti di Raffreddamento*

Nello Stabilimento sono presenti due tipologie di circuiti di raffreddamento:

- ad acqua mare a circuito aperto per i condensatori delle turbine a vapore della sezione 1;
- ad acqua dolce di fiume a circuito chiuso con torri di raffreddamento per tutti i cicli combinati, sia della prima che della seconda sezione.

L'acqua mare viene prelevata dal canale Candiano ed inviata per caduta alla vasca di raccolta dello Stabilimento. Da qui tramite apposite pompe viene inviata ai condensatori delle turbine dei turbogeneratori della sezione 1, la cui descrizione del funzionamento è stata fatta al *Paragrafo 1.2.1.1*. Completata l'azione refrigerante l'acqua mare viene scaricata direttamente tramite due tubazioni nella canaletta di proprietà del consorzio di servizi RSI tramite la quale raggiunge il Canale Magni e la Piallassa.

L'acqua mare è oggetto di un trattamento localizzato antifouling a base cloro con aggiunta di biocidi a shock (3-4 dosaggi anno nei periodi più caldi). I prelievi sono variabili da 4.800 m³/h nei mesi freddi fino a circa 15.000 m³/h nelle punte estive in cui l'acqua mare raggiunge una temperatura di circa 29 °C.

Per il raffreddamento dei cicli combinati è stata usata la soluzione delle torri di raffreddamento con ricircolo. Sono presenti due gruppi di torre: una per il TG501 ed uno per i cicli combinati CC1 e CC2.

Il primo è costituito da tre piccole torri con ventilatori di tiraggio; l'acqua circolante nel sistema è pari a circa 600 m³/h con un reintegro medio di 5 mc/h. La gestione delle torri prevede un numero di concentrazioni pari a 2,5

circa. Lo spurgo del circuito, circa 2 mc/h, viene inviato nella fogna inorganica.

Il circuito è oggetto di trattamenti con ipoclorito come antifouling, sostanze disperdenti per evitare i depositi e relativi sporcamenti e anticorrosivi a protezione del materiale con cui è stato realizzato il circuito stesso.

Il secondo è costituito da due batterie di torri con 6 celle ciascuna con ventilatori di tiraggio; l'acqua circolante nel sistema è pari circa 35.000 m³/h con un reintegro medio di 450 mc/h. La gestione delle torri prevede un numero di concentrazioni pari a circa 5. Le torri sono dotate di un sistema per abbattere il pennacchio che utilizza l'acqua proveniente dai condensatori dei turbogeneratori per riscaldare l'aria. Lo spurgo del circuito delle torri di raffreddamento, circa 100 m³/h, viene convogliato nella rete antincendio del sito multisocietario.

Il circuito è oggetto di trattamenti con ipoclorito come antifouling, sostanze disperdenti per evitare i depositi e relativi sporcamenti e anticorrosivi a protezione del materiale con cui è stato realizzato il circuito stesso.

L'acqua di torre di entrambi i circuiti viene fornita dalla società Ravenna Servizi Industriali.

1.2.4.2 *Sistema Acqua Demineralizzata*

Sia per il funzionamento dei gruppi che per la produzione di vapore è necessario approvvigionarsi di acqua demineralizzata. Essa viene fornita dalla società Ravenna Servizi Industriali che, tramite apposita tubazione, alimenta due serbatoi da 2.500 mc posizionati nella zona nord della Centrale. Tramite stazioni di pompaggio dedicate l'acqua viene inviata alle varie apparecchiature.

L'acqua demineralizzata arriva già alcalinizzata per il controllo del pH; localmente sono fatti trattamenti deossigenanti e disperdenti (a base di fosfato trisodico).

Le acqua in arrivo sono già alcalinizzate.

1.2.4.3 *Sistema Gas Metano*

Tutti gli impianti di produzione dello Stabilimento utilizzano il gas naturale come combustibile. Essi sono alimentati dalla rete metano nazionale di Snam Rete Gas, mediante una stazione di misura portata e riduzione della pressione posta nei pressi del confine ovest del sito multisocietario. Nella stazione sono presenti 4 linee da 80.000 Sm³/h delle quali 3 normalmente in esercizio ed una in stand by, considerando che con tre gruppi in marcia il consumo è di circa 180.000 Sm³/h.

Dalla stazione metano parte una tubazione interrata che, tramite 4 stacchi dedicati, fornisce il gas naturale ai vari gruppi. Per la misura delle portate si utilizzano misuratori volumetrici a turbina (sistema ridonato), con compensazione in pressione e temperatura.

Il sistema antincendio dello Stabilimento è costituito da:

- n° 11 gruppi di rilevazione fughe metano (stazione metano, regolatrici metano caldaia 20B400, valvole di blocco TG501, stazione decompressione metano TG501, cabinato TG501, filtri 11 TG-001 e 12 TG-001, cabinati valvole di regolazione 11 TG-001 e 12 TG-001, cabinati 11 TG-001 e 12 TG-001) – quelli inseriti all'interno dei cabinati insonorizzanti delle turbine a gas generano blocco;
- n° 10 gruppi di rilevazione fumo (sala tecnica TG501, sala tecnica vecchi gruppi di produzione, cunicolo cavi, sala reattanze, sala interruttori, sala tecnica CE11, sala tecnica CE 21, sala controllo, sala tecnica CE1 e sala tecnica CE2) – quelli inseriti nelle sale tecniche attivano sistemi automatici di spegnimento ad argonite;
- n° 12 gruppi di rilevazione incendio con sensori termosensibili (trasformatore elevatore TG501, trasformatore servizi TG501, serbatoio olio 20TD300, serbatoio olio 11 TG-001, serbatoio olio 12 TG-001, tubazioni olio 11 TD-001, tubazioni olio 12 TD-001, trasformatore elevatore TRM1, trasformatore elevatore TRM2, trasformatore ausiliari TRU 1, trasformatore ATR, trasformatore TR0) che attivano impianti di spegnimento automatico con acqua;
- n° 7 gruppi di rilevazione incendio con sensori termosensibili (cabinato TG501, cabinato 11 TG-001, cabinato 12 TG-001, cabinato 11 GG-001, cabinato 12 GG-001, cabinato 11 TD-001, cabinato 12 TD-001) che attivano impianti di spegnimento automatico con CO₂.

L'attivazione di tutti i sensori, di tipo ottico-acustico in sala controllo, è acquisita in sala controllo che è presidiata 24 ore su 24.

Tutti gli impianti vengono controllati periodicamente secondo quanto disposto dalla normativa vigente.

Sono altresì presenti impianti di spegnimento mobili (estintori) ed idranti gestiti dai VV.F. della società Ravenna Servizi Industriali.

Gli assetti di marcia dei gruppi di generazione sono elaborati in funzione di diverse esigenze quali, in particolare, richieste del mercato elettrico, soddisfacimento delle esigenze del sito multisocietario, interventi di manutenzione programmata. Di norma si tiene un assetto con tre gruppi di generazione in funzione ed uno in riserva fredda o in manutenzione come meglio specificato di seguito.

2.1

PROGRAMMI MANUTENTIVI

Tutti i gruppi sono oggetto di manutenzioni programmate secondo calendari elaborati dai costruttori delle apparecchiature. Facendo riferimento alle apparecchiature principali le fermate per manutenzioni hanno la seguente durata:

- TG501 – ogni anno 15 giorni; ogni 3 anni 19 giorni; ogni 6 anni 30 giorni;
- CC1 - ogni anno 15 giorni; ogni 3 anni 22 giorni; ogni 6 anni 37 giorni;
- CC2 - ogni anno 15 giorni; ogni 3 anni 22 giorni; ogni 6 anni 37 giorni;
- 20B400 – vengono fatti interventi opportunistici durante le ore di riserva fredda.

In base a quanto sopra, spalmando le fermate in un periodo di 6 anni, e considerando anche le accidentalità secondo statistiche di riferimento si può affermare che il TG501, il CC1 e CC2 marciano circa 8.000 ore/anno mentre la caldaia 20B400 circa 1.300 in funzione delle circostanze.

2.2

AVVIAMENTI E FERMATE

Come già detto in precedenza lo Stabilimento EniPower è inserito in un contesto di sito multisocietario dove diverse aziende esercitano attività che rientrano nella normativa dei rischi di incidenti rilevanti. Gli assetti di marcia quindi tengono in particolare considerazione la continuità delle forniture energetiche nel sito. Rispetto ad altre realtà operanti nel settore elettrico nazionale ciò costituisce un importante vincolo nella gestione delle apparecchiature per quanto riguarda le fermate e gli avviamenti. Di norma quindi si possono ipotizzare 2-3 fermate, e successivi riavviamento, per i tre principali gruppi di produzione: TG501, CC1 e CC2. Per la caldaia 20B400 si possono prevedere 2-3 avviamenti, e successive fermate, ogni anno.

I transitori che si generano durante queste fasi sono abbastanza contenuti: a titolo di riferimento possono essere fornite queste tempistiche:

- fermata TG501 – 1,5 ore;
- fermata CC1/CC2 – 1,5 ore;

- fermata 20B400 – 4 ore;
- avviamento TG501 – 3 ore;
- avviamento CC1/CC2 – 5 ore;
- avviamento 20B400 – 8 ore.

Relativamente alle emissioni durante tali transitori sono monitorate le fasi in cui il carico di funzionamento dei gruppi supera il minimo tecnico concordato con gli Enti di Controllo, significativamente intorno al 70 % per le turbine a gas e il 40 % per la caldaia 20B400.

Superato il minimo tecnico le emissioni di NOx rimangono sempre all'interno dei valori autorizzati con valori variabili con il carico dal limite autorizzato fino al 80% dello stesso. La variazione della CO invece è più rimarcata in quanto al massimo carico si registrano valori inferiori a 5 mg/Nm³ che possono salire a 15-20 mg/Nm³ al minimo tecnico.

2.3 DESCRIZIONE DISSERVIZI ANNO 2007

A titolo indicativo vengono di seguito indicati i disservizi che sono stati registrati nel 2007 per i gruppi di produzione, anno che ha registrato una frequenza particolarmente significativa di eventi:

Tabella 2.3a

Disservizi Registrati nel 2007 per i Gruppi di Produzione

Gruppo	Data	Descrizione evento	
CC1	21 gennaio	Blocco per generazione segnale spurio da sistema di controllo	
	24 gennaio	Fermato il gruppo il 24 per riparazione perdita in caldaia	
	2 giugno	Blocco per anomalie al sistema idraulico valvole gas naturale,	
	29 giugno	riavviato il giorno 6 alle ore 12,00	
	8 settembre	Fermato per anomalie al sistema idraulico valvole gas naturale.	
	15 settembre	Blocco per anomalie strumentali durante operazione di manutenzione pompa olio TV	
	7 dicembre		Blocco per anomalie strumentali durante operazione di manutenzione pompa olio TV.
			Blocco per bassa pressione CH4 per anomalia valvola di regolazione pressione

Gruppo	Data	Descrizione evento
CC2	6 giugno	Fermato per anomalie al sistema idraulico valvole gas naturale.
	17 giugno	Blocco per anomalie al sistema idraulico valvole gas naturale
	8 luglio	Fermato per pulizia cassa olio idraulico e sostituzione olio.
	22 dicembre	Blocco per accelerazione camera di combustione per anomalie sistema di regolazione
	31 dicembre	Blocco per accelerazione camera di combustione per anomalie sistema di regolazione.
TG501	21 febbraio	Giorno per anomalia livelli di blocco conseguenti al blocco della TD300

Sempre nel 2007 sono stati registrati due superamenti orari del limite di emissione degli NOx sul CC1 (12 luglio 50,4 vs 50 mg/Nm³ e 7 settembre 51,1 vs 50 mg/Nm³) a seguito di una anomalia del sistema di combustione in occasione di forti variazioni di composizione del metano. Entrambe le situazioni sono state gestite in conformità al protocollo esistente con gli Enti Locali come previsto dai decreti autorizzativi.

2.4 *PRODUZIONI E CONSUMI*

In funzione degli assetti e degli eventi descritti ai punti precedenti si elencano nelle seguenti tabelle le produzioni delle varie unità negli ultimi 3 anni; i consumi sono rimandati nel punto dedicato alla descrizione degli aspetti ambientali.

Tabella 2.4a *Produzione di Energia Elettrica*

Produzione E.E.	U.M.	2005	2006	2007
Energia elettrica da 20TD1	MWh	96.240	19.708	0
Energia elettrica da 20TD2	MWh	17.522	70.438	49.948
Energia elettrica da 20TD300	MWh	152.445	163.782	234.866
Energia elettrica da 20TD400	MWh	0	0	0
Energia elettrica da TG501	MWh	919.306	813.397	850.068
Energia elettrica da 11 TG-001	MWh	2.034.722	1.306.110	1.858.183
Energia elettrica da 11 TV-001	MWh	801.172	509.630	736.308
Energia elettrica da 12 TG-001	MWh	1.566.404	1.814.275	1.377.772
Energia elettrica da 12 TV-001	MWh	627.308	719.179	540.342
Totale	MWh	6.215.119	5.416.519	5.647.487

Tabella 2.4b **Produzione di Vapore**

Produzione vapore	U.M.	2005	2006	2007
Vapore 50 bar	t	11.236	9.831	8.382
Vapore 18 bar	t	339.247	252	254.720
			.067	
Vapore 8 bar	t	941.801	775.057	935.145
Vapore 4,5 bar	t	584.518	469.686	410.807
Totale		1.876.802	1.506.641	1.609.054

Le attività dello Stabilimento, gestite all'interno di un Sistema di Gestione ambientale certificato ISO 14001 da maggio 2000 ed EMAS da aprile 2006, generano impatti ambientali di diverso tipo:

- Emissioni in atmosfera;
- Prelievi idrici;
- Utilizzo di combustibili;
- Qualità del suolo e della falda;
- Scarichi reflui;
- Rumore;
- Impatto sull'ecosistema – SF6 e HFC.

3.1

EMISSIONI IN ATMOSFERA

Le emissioni in atmosfera, generate dalla combustione del gas naturale, sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NO_x), monossido di carbonio (CO) e anidride carbonica (CO₂).

Nelle seguente *Tabella 3.1a* sono illustrate le sorgenti presenti (tutte di tipo puntuale), le caratteristiche geometriche e i valori limite delle emissioni di anidride solforosa (SO₂), ossidi di azoto (NO_x), monossido di carbonio (CO) e polveri autorizzati nel decreto MAP 014/2002 del 8 novembre 2002 che ricomprende, tra l'altro, tutte le prescrizioni contenute nel DECRETO DEC/VIA/7191 del 3 giugno 2002.

Tabella 3.1a

Caratteristiche delle Sorgenti di Emissione in Atmosfera

Sigla Sorgente	ID Sorgente	Portata fumi secchi (Nm ³ /h)	Altezza camino (m)	Area camino (m ²)	Temp fumi (°C)	SO ₂ mg/nm ³	NO _x mg/Nm ³	CO mg/Nm ³	Polveri mg/Nm ³
31ME001	E1	2.070.000	80	31,7	100	-	50	30	-
32ME001	E2	2.070.000	80	31,7	100	-	50	30	-
E1.4	E3	405.000	140	10,2	100	35	500	250	5
E1.5	E4	1.100.000	70	23,8	100	-	75	50	-

Come previsto nei decreti autorizzativi sono state concordate con ARPA e Provincia di Ravenna le modalità per segnalare gli eventuali superamenti dei valori autorizzati.

Relativamente all'anidride carbonica, il principale gas a cui viene attribuito l'effetto serra, non sono presenti valori limite di concentrazioni, bensì si può far riferimento al Piano di Assegnazione Nazionale delle quote di CO₂ derivanti dall'applicazione del protocollo di Kyoto. Allo Stabilimento di

Ravenna sono stati assegnati valori decrescenti dalle 2.526.617 t/anno del 2008 alle 2.415.051 t/anno del 2012.

Di seguito sono riportati i valori totali degli ultimi 3 anni delle suddette emissioni.

Tabella 3.1b

Emissioni in Atmosfera. Periodo 2005-2007

Emissioni	U.M.	2005	2006	2007
Fumi emessi dai camini	kNm ³	35.291.021	30.256.905	33.727.759
Ossidi di azoto	t	1.407	1.178	1.189
Ossido di carbonio	t	12	16	64
Anidride carbonica	kt	2.442	2.099	2.203

3.2

SCARICHI REFLUI

Il processo di produzione di energia elettrica e vapore tramite cicli combinati ha un ridotto impatto sugli scarichi idrici che derivano da:

- Utilizzo acqua mare di raffreddamento dei condensatori;
- Svuotamento di apparecchiature contenenti acqua demineralizzata;
- Spurghi delle torre di raffreddamento;
- Pulizia di piazzali;
- Piogge.

L'acqua mare viene inviata direttamente nella canaletta di proprietà del consorzio di servizi RSI separata mentre dagli scarichi di processo; l'impatto ambientale è costituito dalla temperatura. Il monitoraggio della temperatura di scarico viene fatta con due termocoppie, posizionate sulle tubazioni di scarico dei condensatori, il cui valore è trasmesso alla sala controllo.

Gli scarichi di tutte le altre tipologie di acqua sono raccolti nella fognatura interna di Stabilimento e quindi collettati nella rete delle acque inorganiche¹ del sito multisocietario tramite 7 pozzetti. Le acque inorganiche sono poi convogliate all'impianto di trattamento fisico - chimico di proprietà Ecologia Ambiente situato a ridosso del sito multisocietario e da qui sono inviate con apposita tubazione nel canale Candiano. Il trattamento chimico fisico consiste nello stoccaggio delle acque in apposite vasche dove con l'aggiunta di additivi chimici vengono sedimentati i solidi in sospensione.

Nel 2005, in occasione del rinnovo dell'autorizzazione allo scarico delle acque reflue del sito multisocietario, la Provincia di Ravenna ha disposto che in ciascuno dei singoli pozzetti fossero rispettati i limiti previsti dalla normativa qualora le acque non siano soggette a trattamenti in appositi impianti.

¹ Si intendono per acque inorganiche i reflui derivanti da processi in cui le acque non sono direttamente a contatto con le sostanze utilizzate sul processo.

Ciò ha comportato la completa revisione del regolamento di gestione delle fogne da parte del consorzio RSI e la stesura di un nuovo piano analitico che prevede analisi con cadenza mensile sul pozzetto di scarico finale (RSI) che raccoglie tutte le acque, trimestrale e semestrale sui singoli pozzetti; in particolare la cadenza trimestrale viene applicata ai parametri caratteristici dei pozzetti degni di particolare attenzione.

Inoltre sempre nella medesima autorizzazione è stato prescritta la gestione delle acque di prima pioggia; tale progetto è stato affrontato in maniera condominiale da tutte le società del sito e prevede la realizzazione entro il 1° semestre 2009 di un sistema di intercettazione delle acque con una capacità di stoccaggio di circa 20.000 mc a cui viene aggiunta una stazione di pompaggio verso l'impianto di trattamento qualora le acque non abbiano contaminanti superiori ai limiti di accettazione.

La quantità di acqua inviata al depuratore e dei relativi fanghi attribuita ad EniPower non viene misurata direttamente bensì deriva da una ripartizione della quantità totale ricevuta dall'impianto di trattamento secondo percentuali concordate con le altre società presenti nel sito multisocietario; le oscillazioni che si generano nei vari anni non sono strettamente correlabili con la gestione degli impianti.

Tabella 3.2a

Quantitativi dei Reflui Scaricati. Anni 2005-2007

Scarichi reflui	U.M.	2005	2006	2007
Acqua mare	m ³	73.472.100	77.673.000	64.602.000
Fogne inorganiche	m ³	237.803	203.808	455.504
Totale	m³	73.709.903	77.876.808	65.057.504

3.3

PRELIEVI IDRICI

Come indicato in precedenza i prelievi idrici avvengono da due diverse fonti:

- Acqua mare per i condensatori dei turbogeneratori della sezione 1;
- Acqua dolce ad uso industriale per le torri di raffreddamento e per la produzione di vapore.

L'approvvigionamento dell'acqua di mare è stato analizzato al *Paragrafo 1.2.4.1*; per quanto riguarda l'acqua dolce, di fornitura Ravenna Servizi Industriali, le cui fonti sono costituite da corsi d'acqua superficiali. L'acqua è derivata tramite prese dal Fiume Lamone, dal Fiume Reno e in parte dal Canale Emiliano Romagnolo. Le acque del Fiume Reno sono derivate tramite una presa, ubicata a monte della diga di Volta Scirocca, che immette in una condotta interrata che, proseguendo fino a sud dell'alveo del Fiume Lamone, sfocia in un canale a cielo aperto denominato Canale di Adduzione che entra nello sito multisocietario.

Il secondo punto di prelievo è posto lungo il Fiume Lamone, a monte della Strada Statale Romea; da qui le acque derivate sono convogliate nel corso d'acqua Fossatone che è in comunicazione con il Canale di Adduzione.

Dal Fiume Reno i prelievi sono effettuati nel mese di aprile e dal mese di luglio fino a gennaio, mentre dal Fiume Lamone l'acqua viene prelevata da novembre a giugno; la quota mancante per completare il soddisfacimento del fabbisogno idrico nel periodo da giugno a settembre viene derivata direttamente dal Canale Emiliano Romagnolo.

Di seguito sono riportati i valori totali degli ultimi 3 anni dei consumi di acqua.

Tabella 3.3a *Consumi di Acqua. Periodo 2005-2007*

Tipologia	U.M.	2005	2006	2007
Acqua mare	m ³	73.472.100	77.673.000	64.602.000
Acqua per torri	m ³	3.549.822	3.178.485	3.283.400
Acqua demineralizzata	m ³	2.256.553	1.918.468	2.026.096
Acqua potabile	m ³	4.122	3.158	2.337
Acqua industriale	m ³	6.347	5.079	4.585
	m ³	79.288.944	82.778.190	69.918.418

Si riporta anche il bilancio dei prelievi e restituzione delle acque.

Tabella 3.3b *Bilancio dei Prelievi e delle Restituzioni delle Acque. Anni 2005-2007*

		U.M.	2005	2006	2007
Entrate	Acqua mare	m ³	73.472.100	77.673.000	64.602.000
	Acqua demi	m ³	2.256.553	1.918.468	2.026.096
	Acqua dolce per raffreddamento	m ³	3.549.822	3.178.485	3.283.400
	Acqua industriale	m ³	6.347	5.709	4.585
	Acqua potabile	m ³	4.122	3.158	2.337
	Acque meteoriche	m ³	47.425	32.711	44.092
	Totale entrate	m³	79.336.369	82.811.531	69.962.510
Uscite	Vapore	t	1.876.802	1.506.641	1.609.054
	Recupero acqua dolce nel circuito antincendio	m ³	1.068.980	812.031	522.231
	Totale produzioni	m³	2.945.782	2.318.672	2.131.285
	Scarichi a mare	m ³	73.472.100	77.673.000	64.602.000
	Scarichi reflui	m ³	237.803	203.808	455.504
	Totale scarichi	m³	73.709.903	77.876.808	65.057.504
Perdite	Evaporazione	m³	2.680.684	2.616.051	2.773.721

3.4 UTILIZZO DI COMBUSTIBILI

I combustibili fossili rappresentano la voce di consumo più significativa per la produzione di energia elettrica e vapore dello Stabilimento. Con l'avvio dei nuovi cicli combinati il mix si è modificato fino a raggiungere il 100% di metano nel 2007.

Si riporta di seguito il consumo dei combustibili negli ultimi 3 anni.

Tabella 3.4a

Consumo di Combustibile. Anni 2005-2007

Combustibile	U.M.	2005	2006	2007
Metano	Tep	1.056.742	919.116	964.321
Gas di recupero	Tep	8.858	380	0
Totale	Tep	1.065.600	919.496	964.321

3.5

PRODUZIONE DI RIFIUTI

I rifiuti del sito EniPower sono classificati secondo quanto stabilito dalla normativa vigente come:

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

Tutte le fasi della gestione dei rifiuti, dalla selezione fino allo smaltimento viene effettuata in conformità con la normativa vigente; tramite apposita procedura vengono indicate le responsabilità delle diverse figure professionali presenti nello Stabilimento.

All'interno del sito produttivo di EniPower sono state individuate zone per lo stoccaggio temporaneo dei rifiuti suddivise per tipologia e dotate di appositi raccoglitori; esiste anche un'isola ecologia destinata a raccogliere carta, batterie, toner, e nastri per stampante.

Si riporta di seguito la produzione dei rifiuti negli ultimi 3 anni suddivisi per tipologia di pericolosità e modalità trattamento

Tabella 3.5a

Produzione di Rifiuti. Anni 2005-2007

Rifiuti	U.M.	2005	2006	2007
Non pericolosi recuperati	kg	411,94	187,05	104,16
Non pericolosi smaltiti	kg	215,40	357,50	685,15
Pericolosi recuperati	kg	11,50	11,07	17,86
Pericolosi smaltiti	kg	112,32	434,03	15,06
Totale	kg	751,16	989,65	822,23

L'incremento di produzione di rifiuti negli ultimi anni, e soprattutto di quelli avviati a smaltimento, è da correlare con l'inizio di attività di bonifica e demolizione delle vecchie apparecchiature.

3.6

RUMORE

Gli impianti EniPower sono localizzati all'interno del sito multisocietario che si sviluppa nel suo complesso per circa 2.200 metri di lunghezza sulla sponda ovest del Canale Candiano. La sponda opposta del Canale è occupata dall'area portuale e dagli annessi servizi.

Il sito multisocietario nel suo complesso è classificato come area a carattere industriale sulla quale sono presente una ampia serie di edifici ad uso produttivo od a servizio della produzione.

Le aree intorno al sito multisocietario presentano caratteristiche diverse. Sono infatti presenti sia altre aree industriali, sia aree ad uso agricolo, aree ad uso misto con residenze, specchi d'acqua di tipo artificiale/naturale.

Il Comune di Ravenna non dispone, ad oggi, di una zonizzazione ai sensi della legge 26 ottobre 1995 n. 447. A cura del settore OO.PP. – Ambiente del Comune di Ravenna erano stati a suo tempo definiti (19 settembre 1992) i "Criteri adottati per la classificazione in zone del territorio comunale di Ravenna ai sensi del D.P.C.M. 1/3/91" e predisposto l'allegato "Perimetrazione zone Classe VI". Con deliberazione del Consiglio Comunale in data 16 maggio 1995, sempre in tema di inquinamento acustico, sono state introdotte modifiche al Regolamento Comunale (artt. 217-218-219 e 220) richiamando i criteri indicati dal citato D.P.C.M.

Pertanto tutta la zona industriale è classificata come "area di classe VI" alla quale è assegnato un livello massimo di pressione sonora di 70 dB(A) sia per le ore diurne che notturne.

Nell'area indagata le sorgenti più significative di rumore sono:

- movimentazione automezzi pesanti e leggeri;
- impianti industriali;
- impianti di servizio (altoparlanti, sirene).

Nel 2004, alla fine del periodo di collaudo e nel 2005, con i nuovi impianti ormai a regime, sono state effettuate due campagne di misura del rumore nei recettori esterni al sito multisocietario. Il rilevamento è stato eseguito, in particolare, al fine di confrontare le misure con i limiti di emissione sonora così come definiti all'art. 2 del D.P.C.M. 14/11/97. Le rilevazioni di rumorosità ambientale sono state eseguite con strumentazione conforme alle specifiche del D.M. 16/03/1998.

I valori riscontrati, variabili da 53,3 dB(A) a 69,7 dB(A) sono inferiori ai limiti di legge connessi con la classificazione dell'area.

In particolare è stato notato che il livello di pressione sonora è sovente modificato dal transito degli automezzi in entrata ed in uscita dal sito multisocietario, in particolare sul lato nord occidentale. Utilizzando un apposito algoritmo è stato individuato che il contributo delle attività

EniPower sui livelli di rumore riscontrati all'esterno del sito multisocietario varia da 37,5 dB(A) a 56,2 dB(A).

3.7

QUALITA' DEL SUOLO E DELLA FALDA

Il sito multisocietario, all'interno del quale è ospitato lo Stabilimento EniPower di Ravenna, è ubicato nella zona industriale, a nord est dell'abitato di Ravenna in una zona pianeggiante, confinante lungo il lato meridionale con il Canale Candiano.

Per valutare lo stato del suolo e della falda nel 2001 EniPower ha presentato ai sensi del D.Lgs. 471/99 il piano di caratterizzazione che nello stesso anno è stato approvato dagli Enti preposti. L'esito della caratterizzazione ha mostrato una situazione di contaminazione del suolo e della falda come di seguito indicato:

- in una zona dell'isola 11, acquistata da EniPower nel giugno del 2000 da una società del gruppo Eni, era presente uno strato di contaminazione del terreno puntuale, generalmente fino alla profondità di un metro dal piano campagna, a causa della presenza di Vanadio, mentre nell'isola 10 e 19 il terreno non risultava contaminato. Il terreno asportato è stato pari a 360 m³.
- nell'isola 6, acquistata da EniPower nel luglio del 2001 da una società del sito multisocietario, sono stati trovati come inquinanti Mercurio, Piombo e Benzo-IPA. Sono stati asportati 2.700 m³ di terreno riportando tutto nella norma.
- complessivamente le acque risultano di qualità "poco buona" a causa della presenza diffusa di ammoniaca e nitriti, sulla maggior parte dei piezometri. Condizioni di elevata salinità delle acque (cloruri e solfati), sono state registrate sulla gran parte dei piezometri. In due piezometri, Pz6 nell'isola 11 e Pz9 nell'isola 10, è stata riscontrata presenza di metalli superiore ai limiti del D.Lgs 471/99. Le sostanze organiche sono state misurate sempre in quantità accettabile, prevalentemente al disotto dei rispettivi limiti di rilevabilità analitici. Comunque è stato verificato che non esisteva correlazione diretta tra la qualità dei terreni e la qualità delle acque, risultando differenti le sostanze presenti nelle due diverse matrici ambientali.

La porzione di suolo contaminata è stata bonificata nel 2002; l'Amministrazione Provinciale ha rilasciato la certificazione di avvenuta bonifica del terreno il 16 maggio 2002.

Relativamente alla falda da qualche anno è operativo un protocollo sottoscritto da varie società del comparto chimico ed industriale e gli Enti Locali tramite il quale negli anni è stato monitorato lo stato chimico fisico della falda. Nel giugno del 2005 è stata sottoscritta, in accordo con gli enti locali, una lettera di intenti per allargare lo spettro delle sostanze chimiche da

monitorare. In pratica è stata rifatta una nuova caratterizzazione di tutto il sito multisocietario che è stata approvata nel gennaio 2006 dal Comune di Ravenna – Servizio Ambiente. Da questa caratterizzazione sono emerse in particolare delle zone di attenzione di contaminazione puntuale sotto aree ben al di fuori delle proprietà EniPower. E' stato elaborato un progetto preliminare di bonifica approvato in agosto 2007 sempre dal Comune di Ravenna che prevede interventi localizzati per il trattamento della falda nelle suddette aree; parallelamente viene mantenuto un piano di monitoraggio su tutti i piezometri.

Per quanto riguarda le situazioni di potenziale impatto sul suolo e sulla falda, nell'attuale processo produttivo di EniPower sono adottati tutti gli accorgimenti necessari per minimizzare le situazioni critiche. In particolare tutti i serbatoi contenenti prodotti chimici ed olio di lubrificazione sono fuori terra e dotati di bacino di contenimento per la massima capacità; non sono presenti serbatoi interrati. Le aree in cui sono presenti i bacini sono oggetto di presidio a cura del personale di impianto.

Tabella 3.7a *Consumi di Chemicals e Sostanze Pericolose. Anni 2005-2007*

Dettaglio Chemicals E olio lubrificante	U.M.	Frase di rischio	Simbolo pericolo	2005	2006	2007
Deossigenanti acque di caldaia	kg	R43,R52/53, R38	Xi	6.875	18.075	12.540
Fosfati liquidi acque di caldaia	kg	R35	C	16.890	22.300	15.980
Additivi per la combustione	kg	R40, R36/38				7.150
Detergenti per lavaggio compressori turbine a gas	l	R22,R38,R41	----	1.300	800	300
Trattamento acqua mare	kg	R22,R10,R23, R34	T,F	23.300	25.400	16.540
Ipoclorito di sodio per torri di raffreddamento	kg	R31,R34	C	449.860	360.330	375.000
Acido solforico per torri di raffreddamento	kg	R35	C	727.000	595.780	586.200
Disincrostanti torri di raffreddamento	kg	R41	C	33.260	15.270	31.770
Anticorrosivi circuiti di raffreddamento	kg	R35,R21/22, R43 R34	C	19.680	15.570	21.710
Olio di lubrificazione	kg			12.360	11.758	20.100
Totale				1.290.525	1.065.283	1.087.290

3.8 *IMPATTO SULL'ECOSISTEMA*

Gli effetti sull'ecosistema considerati nel seguente documento sono:

- le emissioni odorogene;
- le sorgenti ionizzanti
- le sostanze persistenti (amianto, PCB, halon, CFC e CHFC).

Qui di seguito sono illustrate le sostanze/sorgenti/emissioni effettivamente presenti nello stabilimento. In particolare è da segnalare l'assenza di sostanze contenenti PCB (generalmente utilizzato nei trasformatori elettrici di vecchia generazione), gas halon e sorgenti ionizzanti (generalmente utilizzati nei sistemi antincendio).

3.8.1 *Sostanze Odorigene*

Nel gas naturale sono presenti naturalmente alcune sostanze fortemente odorigene anche a bassissime concentrazioni. Durante alcune sporadiche manovre sulla stazione di riduzione del TG501, si può avvertire questo odore che scompare poco dopo. Non sono mai pervenute lamentele riferite a tali operazioni.

3.8.2 *Amianto*

Nello stabilimento EniPower di Ravenna, in ottemperanza alle normative vigenti, è stato effettuato un censimento dei materiali contenenti amianto (MCA) corredato di relativa mappatura.

Il primo censimento risale al 1995 quando la Centrale Termoelettrica era di proprietà EniChem, ed ha compreso analisi di caratterizzazione dei materiali ed analisi ambientali; esso contiene, inoltre, le informazioni relative ai quantitativi di MCA presenti ed il loro stato di conservazione. Il censimento è aggiornato con cadenza annuale.

Nel 1995 è cominciata la rimozione della maggior parte dell'amianto presente; l'amianto ancora presente è confinato sotto le lamiere di rivestimento delle caldaie 20B2 e 20B3 (circa 2.450 m²) in fase di demolizione.

3.8.3 *Campi Elettromagnetici*

I campi elettromagnetici presenti presso lo stabilimento sono radiazioni non ionizzanti generate dalla corrente alternata; elevati valori di intensità possono indurre effetti dannosi alla salute del personale esposto.

L'entità del campo elettrico dipende dalla geometria delle installazioni, ivi compreso la distanza dal suolo e dalle abitazioni) e dal valore di tensione, invece quello magnetico dipende dall'intensità della corrente elettrica che attraversa i conduttori: entrambi i campi elettrici e magnetici si riducono considerevolmente al variare della distanza dalla apparecchiature elettriche che li producono.

Nel 2004, 2005 e 2007 sono state eseguite misurazioni del campo elettromagnetico sia in prossimità dell'elettrodotto 380 kV di EniPower Trasmissione che delle macchine elettriche per valutare l'impatto sui recettori esterni e sui lavoratori.

Le misure fatte in prossimità dell'elettrodotto 380 kV, per tutta la sua lunghezza, con l'impianto a pieno carico hanno registrato valori del campo magnetico inferiori a 0,2 μ T e valori del campo elettrico inferiori a 1 kV/m.

Le misure effettuate in prossimità delle apparecchiature elettriche hanno dato i seguenti risultati:

- nelle zone di permanenza continua del personale (uffici, sala controllo, officine) i valori sono di 0,1 – 0,3 μ T;
- nelle zone in cui opera occasionalmente il personale i valori sono sempre inferiori a 10 μ T;
- in una decina di aree considerate di transito sono stati misurati valori di campo magnetico maggiore di 10 μ T ma comunque sempre inferiore a 100 μ T;
- Il limite di legge di 500 μ T. viene superato in prossimità di un paio di apparecchiature in particolari condizioni di esercizio situate in luoghi non presidiati.

3.8.4 *Esafluoruro di Zolfo*

Si tratta di un gas utilizzato all'interno di apparecchiature elettriche (interruttori, sezionatori, sbarre) come isolante, date le sue proprietà dielettriche, e come mezzo di interruzione, data la sua elevata conduttività termica che gli consente di estinguere molto rapidamente un arco elettrico. Tale gas è stato individuato come una di quelle sostanze ad effetto serra ed è stata regolamentata appositamente dalla Comunità Europea. Nello Stabilimento EniPower esso è presente in poco più di 100 apparecchiature per un quantitativo di circa 4.150 kg; è stato redatto apposito censimento. In ognuna delle apparecchiature sono installati sistemi di monitoraggio delle perdite con allarmi trasmessi in sala controllo; in alcuni casi esiste il blocco automatico dell'apparecchiatura. Mediamente ogni anno vengono reintegrati circa 40-50 kg di SF₆

3.8.5 *Idrofluorocarburi*

Si tratta di un gas utilizzato nei sistemi di refrigerazione e condizionamento dell'aria degli uffici e delle sale tecniche. Tale gas è stato individuato come una di quelle sostanze ad effetto serra ed è stata regolamentata appositamente dalla Comunità Europea. E' stato redatto il censimento delle apparecchiature e delle relative quantità presenti nello Stabilimento e sono stati preparati i libretti di manutenzione per ciascuna di esse. Gli impianti sono sottoposti a regolare manutenzione nel corso dell'anno.

INDICE

1	DESCRIZIONE DEL PROCESSO PRODUTTIVO	1
1.1	UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO DI RAVENNA	1
1.2	DESCRIZIONE DELLO STABILIMENTO	2
1.2.1	<i>Le Sezioni di Generazione</i>	2
1.2.2	<i>La Distribuzione del Vapore</i>	10
1.2.3	<i>La Distribuzione dell'Energia Elettrica</i>	13
1.2.4	<i>Sistemi Ausiliari</i>	15
2	ASSETTI DI MARCIA	18
2.1	PROGRAMMI MANUTENTIVI	18
2.2	AVVIAMENTI E FERME	18
2.3	DESCRIZIONE DISSERVIZI ANNO 2007	19
2.4	PRODUZIONI E CONSUMI	20
3	USO DI RISORSE E INTERFERENZE CON L'AMBIENTE	22
3.1	EMISSIONI IN ATMOSFERA	22
3.2	SCARICHI REFLUI	23
3.3	PRELIEVI IDRICI	24
3.4	UTILIZZO DI COMBUSTIBILI	25
3.5	PRODUZIONE DI RIFIUTI	26
3.6	RUMORE	27
3.7	QUALITA' DEL SUOLO E DELLA FALDA	28
3.8	IMPATTO SULL'ECOSISTEMA	29
3.8.1	<i>Sostanze Odorigene</i>	30
3.8.2	<i>Amianto</i>	30
3.8.3	<i>Campi Elettromagnetici</i>	30
3.8.4	<i>Esafluoruro di Zolfo</i>	31
3.8.5	<i>Idrofluorocarburi</i>	31