



**RAPPORTO DI INTEGRAZIONE - ISTANZA DI
AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE
CENTRALE TERMOELETTRICA DI FLUMERI (AV)**

Preparato per: *Edison Spa*
Settembre 2009

Progetto: P09_EDI_077

STEAM
Sistemi Energetici Ambientali

Lungarno Mediceo, 40
I – 56127 Pisa
Telefono +39 050 9711664
Fax +39 050 3136505
Email : info@steam-group.net



STEAM

**RAPPORTO DI INTEGRAZIONE -ISTANZA DI
AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE
CENTRALE TERMOELETRICA DI FLUMERI (AV)**



Riccardo Corsi
Project Director



Tatiana Torcivia
Project Manager

Progetto	Rev.	Preparato da	Rivisto da	Approvato da	Data
<i>P09_EDI_077</i>	0	RC-TT-OMR- LM-GV-CM-AP	RC	RC	25/09/2009

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa offerta può essere divulgata a terzi,
per scopi diversi da quelli originali, senza il permesso scritto della STEAM

INDICE

1	INTRODUZIONE	3
1.1	CONTENUTI E STRUTTURA DEL DOCUMENTO	3
2	RISPOSTA AI CHIARIMENTI RICHIESTI PER LE SCHEDE A	4
2.1	PLANIMETRIE	4
2.2	SCHEDA A16 - ZONIZZAZIONE ACUSTICA COMUNALE IN SCALA 1:5000	4
2.3	SCHEDA A1 – AGGIORNAMENTO DATI	4
3	RISPOSTA AI CHIARIMENTI RICHIESTI PER LE SCHEDE B	6
3.1	SCHEDA B2- CONSUMO DI RISORSE IDRICHE	6
3.2	FONTI DI EMISSIONE IN ATMOSFERA – SCHEDA B8.2	9
3.3	SCARICHI IDRICI – SCHEDA B8.2	9
3.4	SCARICHI IDRICI – SCHEDA B10	12
3.5	RIFIUTI – SCHEDA B11.2	12
3.6	ELETTRODOTTO - SCHEDA B18	15
3.6.1	Premessa	15
3.6.2	Normativa di Riferimento	15
3.6.3	Distanza Ricettori Sensibili	17
3.7	PRESTAZIONI BRUCIATORI E BLOCCHI NON PROGRAMMATI - SCHEDA B18	20
3.7.1	Bruciatori DLN	20
3.7.2	Condizioni di Avviamento Transitorio e Blocchi Temporanei	22
3.8	PLANIMETRIE DELL' APPROVVIGIONAMENTO IDRICO - ALLEGATO B19	27
3.9	PLANIMETRIE DEGLI SCARICHI IDRICI - ALLEGATO B21	27
3.10	AREE DEPOSITO RIFIUTI E MATERIE PRIME - ALLEGATO B22	27
3.11	RUMORE - ALLEGATO B24	27
4	RISPOSTA AI CHIARIMENTI RICHIESTI PER LA SCHEDA D	28
4.1	METODO DI RICERCA DI UNA SOLUZIONE MTD SODDISFACENTE - SCHEDA D3	28
4.2	VERIFICA DI CONFORMITÀ DEI CRITERI DI SODDISFAZIONE – SCHEDA D.3.2	31
4.3	EMISSIONI IN ARIA – SCHEDA D.6	32
4.4	IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE DEGLI EFFETTI DELLE EMISSIONI IN ARIA – SCHEDA D.6	32
4.5	IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE DEGLI EFFETTI DELLE EMISSIONI IN ACQUA – SCHEDA D.7	33
4.6	IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE DEL RUMORE – SCHEDA D.8	33
4.7	ANALISI ENERGETICA – SCHEDA D.10	34
4.8	ANALISI DI RISCHIO – ALLEGATO D11	40
4.8.1	Introduzione	40
4.8.2	Risultati dell' Analisi di Rischio	40
4.8.3	Sversamento dei Reflui Liquidi non Trattati	46
4.8.4	Azioni di Controllo della Rete Fognaria	47

4.8.5	<i>Interventi Tecnici e Gestionali per Prevenire che l'Acqua di Spegnimento in Caso di Incendio Possa Venire Inquinata da Sostanze Ritenute Pericolose</i>	48
4.9	<i>ANALISI DI RISCHIO – CAMPI ELETTROMAGNETICI. ALLEGATO D11</i>	48
5	<i>RISPOSTA AI CHIARIMENTI RICHIESTI PER LA SCHEDA E</i>	49
5.1	<i>MODALITÀ DI GESTIONE DEGLI ASPETTI AMBIENTALI – SCHEDA E3</i>	49
5.2	<i>PIANO DI MONITORAGGIO – SCHEDA E4</i>	49
6	<i>ULTERIORI INFORMAZIONI</i>	50
6.1	<i>VALUTAZIONE DELLA SIGNIFICATIVITÀ DEGLI INQUINANTI- VALUTAZIONE EXTRA MODULISTICA</i>	50
6.2	<i>STIMA E VALUTAZIONE DELLE EMISSIONI DI POLVERI</i>	50

1

INTRODUZIONE

Il presente Rapporto di Integrazione è stato preparato in risposta alla richiesta presentata dal *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) – Commissione Istruttoria per l'autorizzazione integrata Ambientale - IPPC, con comunicazione n.DSA-2009-0012505 del 22/5/09 (si veda Allegato 1A)*, di ulteriori informazioni necessarie alla Commissione IPPC per valutare la richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale per il progetto dell'impianto a ciclo combinato alimentato a gas naturale di Flumeri (AV).

1.1

CONTENUTI E STRUTTURA DEL DOCUMENTO

La struttura del presente rapporto segue punto per punto la richiesta di integrazioni (vedi *Allegato 1A*): oltre all'Introduzione, le Integrazioni comprendono i seguenti Capitoli:

- *Capitolo 2: Risposta ai Chiarimenti Richiesti per le Scheda A;*
- *Capitolo 3: Risposta ai Chiarimenti Richiesti per le Scheda B;*
- *Capitolo 4: Risposta ai Chiarimenti Richiesti per le Scheda D;*
- *Capitolo 5: Risposta ai Chiarimenti Richiesti per le Scheda E;*
- *Capitolo 6: Ulteriori Informazioni.*

Ciascuno dei suddetti Capitoli contiene inoltre il riferimento a specifici allegati che riportano la trattazione di specifici aspetti per i quali il MATTM ha richiesto ulteriori approfondimenti.

2 *RISPOSTA AI CHIARIMENTI RICHIESTI PER LE SCHEDE A*

2.1 *PLANIMETRIE*

Richiesta del MATTM: “Al fine di consentire una consultazione immediata si richiede di fornire gli allegati e planimetrie con estensione .pdf”

In *Allegato 2A – “Tipo1”* si riportano le planimetrie con estensione .pdf.

2.2 *SCHEDA A16 - ZONIZZAZIONE ACUSTICA COMUNALE IN SCALA 1:5000*

Richiesta del MATTM:” Verificare l'eventuale adozione della Zonizzazione Acustica Comunale e fornire dettagli in merito alle simulazioni alle previsioni di impatto acustico effettuate da tecnico abilitato [..]”.

Il Comune di Flumeri, alla data odierna (Settembre 2009) non ha ancora proceduto alla predisposizione della Zonizzazione Acustica Comunale e pertanto l' Allegato A16 non può essere fornito.

Si precisa che, in aggiunta a quanto predisposto nello Studio di Impatto Ambientale del 2001 e a quanto riportato nella Domanda di AIA, si è ripetuta una campagna di misure e di previsione di Impatto Acustico condotte da Tecnico Abilitato i cui risultati sono riportati in *Allegato 3D* cui si rimanda per ulteriori dettagli.

La previsione dell'impatto acustico è stata eseguita considerando tutte le sorgenti e le opere di mitigazione.

2.3 *SCHEDA A1 – AGGIORNAMENTO DATI*

Si riporta di seguito l'aggiornamento dei dati della Scheda A1 della Domanda di AIA:

A.1 Identificazione dell'impianto

Denominazione dell'impianto: **Centrale Termoelettrica di Flumeri (Avellino)**

Indirizzo dello stabilimento: Via Fondo Valle – 83040 Flumeri (AV)

Sede legale: Foro Buonaparte, 31 – 20121 Milano

Recapiti telefonici: n.d

e-mail: n.d

Gestore dell'impianto

Nome e cognome: Edison S.p.A. – Carlo Banfi

Indirizzo: Viale Italia 590, 20099 Sesto S. Giovanni

Recapiti telefonici: +390262228130

e-mail: carlo.banfi@edison.it

Referente IPPC

Nome e cognome: Mauro Dozio

Indirizzo: Viale Italia 590, 20099 Sesto S. Giovanni

Recapiti telefonici: 02 62227968 - Cell. 335 1320215

e-mail: mauro.dozio@edison.it

Rappresentante legale

Nome e cognome: Umberto Quadrino

Indirizzo: Foro Buonaparte, 31 – 20121 Milano

3 *RISPOSTA AI CHIARIMENTI RICHIESTI PER LE SCHEDE B*

3.1 *SCHEDA B2- CONSUMO DI RISORSE IDRICHE*

Richiesta del MATTM:” Si richiede di specificare le fonti di origine dell’approvvigionamento idrico, la dichiarazione dell’ente gestore di fornire contrattualmente la portata e la qualità dell’acqua, specificando le caratteristiche chimico fisiche dell’acqua da pozzo con autorizzazioni al prelievo da falde e dell’integrazione da acquedotto indicata in B 19”.

L’acqua industriale, necessaria alle esigenze dell’impianto, sarà fornita dallo Stabilimento IRISBUS Spa, titolare quest’ultimo di una concessione per il prelievo di acqua da n. 3 pozzi di sua proprietà, ubicati all’interno dei confini dell’impianto. La dichiarazione dello Stabilimento IRISBUS Spa di fornire contrattualmente la portata e la qualità dell’acqua ad uso industriale è riportata in *Allegato 3A* al presente documento.

I fabbisogni di acqua industriale della nuova centrale, considerando anche il miglioramento già proposto in AIA (ovvero utilizzo di aerotermini ad posto di torri evaporative per il circuito di raffreddamento degli ausiliari), sono di seguito riassunti:

- *1,2 m3/h di acqua industriale da intendersi come quantitativo minimo e 3,6 m3/h come quantitativo massimo necessario alla centrale con un valore medio anno pari a 2,17 m3/h.*

Per completezza di informazione, nella seguente *Tabella 3.1a* si riporta l’aggiornamento della *Scheda B2.2* della domanda di AIA, mentre nella *Figura 3.1a* si riporta lo schema di bilancio idrico nelle condizioni di fornitura medie:

Tabella 3.1a Aggiornamento della Scheda B2.2 della Domanda di AIA

Consumo di risorse idriche											
n.	Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume medio annuo, m ³	Volume giornaliero medio m ³	Portata massima m ³ /h	Presenza contatori	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta	
1	Acqua Industriale dall' Impianto IRISBUS		<input type="checkbox"/> igienico sanitario	-	-	-	-	-	-	-	
			<input checked="" type="checkbox"/> industriale	<input checked="" type="checkbox"/> processo	19.000	52,08	3,6 ⁽¹⁾	SI	-	-	-
				<input checked="" type="checkbox"/> utenze varie e sistema antincendio					-	-	-
			<input type="checkbox"/> Raffreddamento	(2)	(2)	(2)	-	-	-	-	

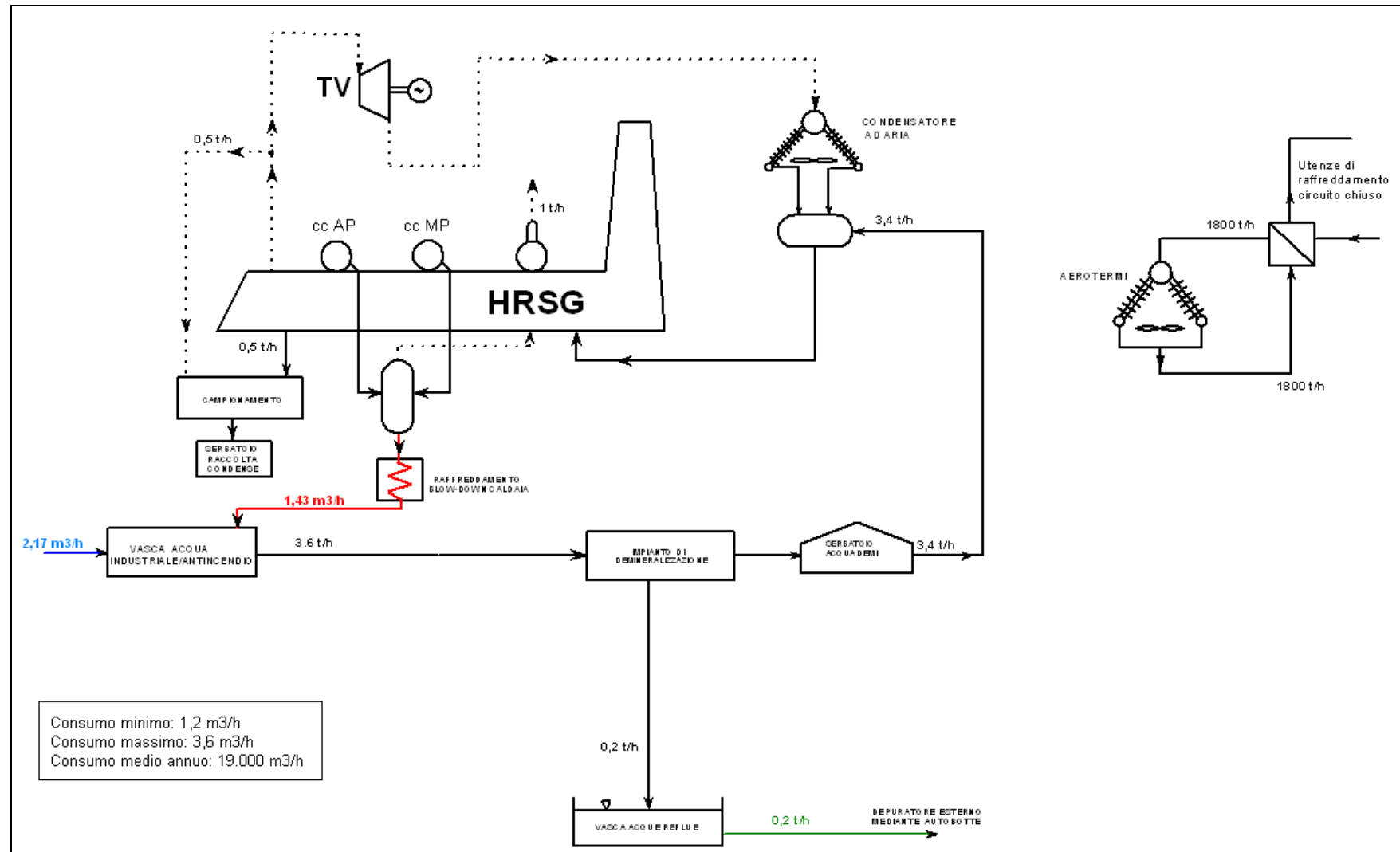
Commenti

(1)L'acqua di processo è resa disponibile dall' impianto IRISBUS, per una quantità massima pari a 3,6 m³/h. Il progetto della nuova Centrale prevede che l'acqua approvvigionata dall'impianto IRISBUS sia integrata con blow down di caldaia recuperato (2,4 m³/h). L'acqua di processo fornita da IRISBUS e l'acqua recuperata dal ciclo termico confluiscono, dopo filtrazione con filtri a sabbia, in una vasca di stoccaggio del volume di 1.000 m³, interrata, che ha anche funzione di accumulo per il sistema antincendio.

(2)La centrale è dotata di un sistema di raffreddamento ad aerotermi a tiraggio forzato (previsto anche per il raffreddamento degli ausiliari).



Figura 3.1a Bilancio Idrico di Centrale in Condizioni di Media Fornitura



Richiesta del MATTM:” Si richiede di specificare la potenzialità termica della caldaia ausiliaria e di eventuali altri punti di emissione”.

Il progetto della Centrale prevede l'installazione della caldaia ausiliaria per le fasi di avviamento dell'impianto. La caldaia ausiliaria avrà una potenzialità di 6 t/h di vapore a 6 bar, con le seguenti caratteristiche emissive:

- *Portata fumi tal quali: 15.430 m³/h;*
- *Portata fumi secchi @ 3% di O₂: 12.700 m³/h;*
- *Temperatura fumi: 180 °C.*

Per la localizzazione planimetria della caldaia ausiliaria e delle sue coordinate geografiche si rimanda alla Planimetria B20 contenuta in *Allegato 2A- Tipo 2*.

Richiesta del MATTM:” Si richiede di descrivere le modalità dell'impianto per lo scarico delle acque reflue oleose, di spurgo e drenaggio nel funzionamento a regime della centrale, in termini di continuità del flusso al corpo recettore e di quantificazione del trasporto autobotti. Fornire indicazioni tecniche sull'impianto di depurazione consortile ed indicare capacità di abbattimento di tale impianto ”.

L'utilizzo delle acque per lo svolgimento dell'attività produttiva di Centrale e gli eventi meteorici naturali concorrono alla formazione di reflui liquidi che sono raccolti e suddivisi per tipologia:

- reflui industriali;
- reflui oleosi;
- acque meteoriche;
- reflui igienico-sanitari.

Come accennato *al Paragrafo 3.1*, parte dei reflui industriali vengono recuperati (ovvero condense del ciclo termico, blow down della caldaia, ecc.) e sono quindi inviati, previo raffreddamento se necessario, alla vasca acqua industriale/antincendio e da qui reintegrate nel ciclo termico.

Le acque industriali non recuperabili (eluati neutralizzati, dell'impianto di neutralizzazione, dell'impianto di demineralizzazione, scarichi del lavaggio compressore TG, acque di lavaggio di aree di stoccaggio chemicals) sono invece raccolte ed inviate, tramite la rete acque industriali, nella vasca di raccolta acque reflue industriali e trasportate mediante autobotte ad impianti di smaltimento autorizzati.

Le eventuali acque inquinate da olio, raccolte dalla rete acque oleose, vengono inviati alla vasca di raccolta acque oleose dove, per mezzo di pompe di trasferimento, vengono inviate al disoleatore. Le acque così depurate dalla frazione oleose vengono re-immesse nella rete acque meteoriche di stabilimento ed inviate allo scarico in corpo idrico superficiale (punto di scarico S1).

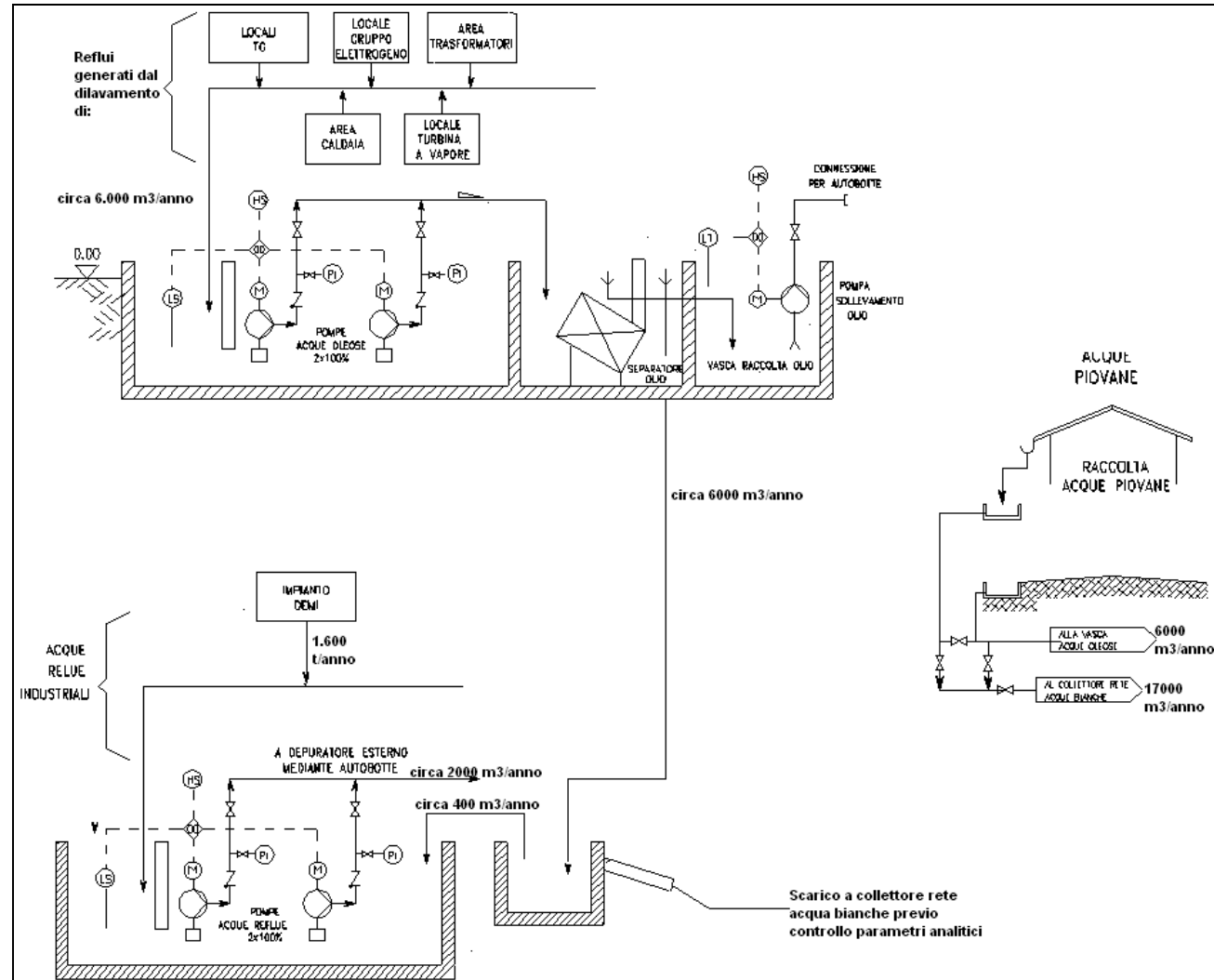
Le acque di prima pioggia, ovvero i primi 5 mm di acqua piovana, vengono convogliate tramite la rete di raccolta acque meteoriche ed inviate alla vasca di trattamento acque di prima pioggia da, dove dopo sedimentazione e disoleazione, e previo controllo sono avviate alla fognatura acque meteoriche o nella vasca raccolta acque industriali per il successivo smaltimento.

Le acque piovane provenienti dalle aree non contaminate o quelle raccolte di sfioro dalla vasca di prima pioggia vengono invece raccolte direttamente dalla rete di raccolta meteoriche ed inviate al fiume al fiume Ufita (scarico S1).

I reflui biologici vengono raccolti dalla rete acque nere e convogliati alla rete fognaria consortile (punto di scarico S2).

Nella seguente *Figura 3.3a* si riporta uno schema del *Sistema reflui idrici di centrale*, con l'indicazione delle portate. Si specifica che non vi sono variazioni sostanziali nell'assetto con e senza post-combustione:

Figura 3.3a Schema Reflui Idrici di Centrale



3.4

SCARICHI IDRICI – SCHEDA B10

Richiesta del MATTM:” Si richiede di indicare le concentrazioni di inquinanti previste nei reflui acquosi ai limiti di batteria sulla base dei limiti richiesti dal consorzio ASI. Si richiede di chiarire come è stato stimato il carico di sostanze inquinanti provenienti dal serbatoio di raccolta acque reflue ”.

Come riportato al *paragrafo 3.4* i reflui liquidi di Centrale saranno ritirati da smaltitore autorizzato.

Il carico inquinante riportato nella *Scheda B10.2* si riferisce a flussi di massa degli inquinanti potenzialmente scaricabili nel corpo idrico ricettore, contenuti nei reflui in uscita dalla vasca di disoleazione (costituiti principalmente da acque di prima pioggia che dilavano superfici potenzialmente inquinabili da oli-si veda *Figura 3.3a*). Come riportato nella nota in calce alla Scheda B2.2 della domanda di AIA, il calcolo è stato effettuato considerando una massima portata di reflui alla vasca trattamento acque di prima pioggia di 264 m³/h per 15 minuti.. Tale valore si ottiene considerando una pioggia di 5 mm per i primi 15 minuti su una superficie dilavata di 13200 m².

La concentrazione in ingresso alla vasca di trattamento dipende dall' intensità e dalla durata del fenomeno dalle caratteristiche costruttive della superficie scolante (estensione, pendenza, scabrosità), dalle caratteristiche della rete drenante (calibro delle condotte, lunghezza e tortuosità) che saranno esaminate in dettaglio in sede di progettazione esecutiva dal fornitore dell'impianto che garantirà comunque concentrazioni pari ai valori limite previsti dalla normativa vigente per lo scarico in corpo idrico superficiale (*Tabella 3, Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/06*).

3.5

RIFIUTI – SCHEDA B11.2

Richiesta del MATTM:” Si richiede di specificare se la produzione di rifiuti della CTE alla capacità produttiva come indicati in Scheda B11.2 sono comprensivi dell'assetto in post combustione ”.

I rifiuti stimati alla capacità produttiva della Centrale non subiscono variazioni nell'assetto con post-combustione.

Nella seguente *Tabella 3.5a* si riporta un aggiornamento della Scheda B11.2 che integra e sostituisce quella presentata nella Domanda di AIA:

Tabella 3.5a Aggiornamento Scheda B11.2 dell' Istanza di AIA

B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)							
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua [u.d.m]	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
150101	Contenitori ed imballaggi in carta e cartone	Solido non polverulento	1 t/anno	tutte	A	Contenitori coperti circa 10 m ³ /aree dedicate pavimentate	Recupero
150102	Imballaggi in Plastica	Solido non polverulento	1 t/anno	tutte	A	Contenitori coperti circa 1 m ³ /aree dedicate pavimentate	Recupero
150103	Contenitori ed imballaggi in legno	Solido non polverulento	2 t/anno	tutte	A	Contenitori coperti circa 1 m ³ /aree dedicate pavimentate	Recupero
150104	Imballaggi metallici	Solido non polverulento	1 t/anno	tutte	A	Contenitori coperti circa 1 m ³ /aree dedicate pavimentate	Recupero
150106	Imballaggi in materiali misti	Solido non polverulento	1 t/anno	tutte	A	Contenitori coperti circa 1 m ³ /aree dedicate pavimentate	Recupero
170405	Ferro ed acciaio	Solido non polverulento	4 t/anno	tutte	A	Contenitori coperti circa 10 m ³ /aree dedicate pavimentate	Recupero
170407	Metalli misti	Solido non polverulento	1 t/anno	tutte	A	Contenitori coperti circa 1 m ³ /aree dedicate pavimentate	Recupero
170411	Cavi diversi da quelli di cui alla voce 170410*	Solido non polverulento	attività di manutenzione straordinarie	tutte	A	Contenitori coperti circa 1 m ³ /aree dedicate pavimentate Forniti all'occorrenza	Recupero
170904	Rifiuti misti dall'attività di demolizione e costruzione	Solido non polverulento	attività di manutenzione straordinarie	tutte	A	Contenitori coperti circa 15 m ³ /aree dedicate pavimentate Forniti all'occorrenza	Recupero Smaltimento
170604	Materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 170601 e 170603	Solido non polverulento	attività di manutenzione straordinarie	tutte	A	Big bag in cassone metallico di circa 1 m ³ / forniti all'occorrenza	Recupero Smaltimento
190806*	Resine a scambio ionico saturate ed esaurite	Solido non polverulento	0,5 t/anno	Demi	A	Big Bag in deposito coperto pavimentato	Smaltimento
160213*	Apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 160209 e 160212	Solido non polverulento	0,5 t/anno	tutte	A	Contenitori dedicati in deposito coperto pavimentato	Smaltimento
160214	Apparecchiature elettriche fuori uso	Solido non polverulento	0,5 t/anno	tutte	A	Contenitori dedicati in deposito coperto pavimentato	Smaltimento

B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua [u.d.m]	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
160506*	Sostanze chimiche di laboratorio	Liquido	0,5 t/anno	Laboratorio	A	Contenitori dedicati in deposito coperto pavimentato	Smaltimento
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci indumenti protettivi	Solido non polverulento	8 t/anno	TG	TG	Contenitori coperti circa 30 m ³ /aree dedicate pavimentate Forniti all'occorrenza	Recupero Smaltimento
130110*	Oli minerali per circuiti idraulici, non clorurati	Liquido	0,5 t/anno	Tutte	B	Fusti dedicati in deposito coperto pavimentato su appositi contenimenti	Recupero
130208*	Altri oli per motori ingranaggi lubrificazione	Liquido	1 t/anno	Tutte	B	Fusti dedicati in deposito coperto pavimentato su appositi contenimenti	Recupero
050103*	Morchie depositate sul fondo serbatoi	Fangoso palpabile	nd	Tutte	B	Fusti dedicati in deposito coperto pavimentato	Smaltimento
150202*	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	2 t/anno	Tutte	A	Contenitori dedicati in deposito coperto pavimentato	Smaltimento
160601*	Batterie al piombo	Solido non polverulento	1 t/anno	locale batterie	A	Contenitori dedicati in deposito coperto pavimentato	Recupero
200121*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Solido non polverulento	0,5 t/anno	tutte	A	Contenitori dedicati in deposito coperto pavimentato	Smaltimento
161002	Soluzioni acquose di lavaggio (lavaggio compressori TG)	Liquido	70 t/anno	TG	Vasca di accumulo (27)	Vasca di accumulo	Smaltimento
190906*	Soluzioni e fanghi di rigenerazione resine a scambio ionico	Liquido	2500 t/anno	DEMI	C	Serbatoio in deposito coperto pavimentato	Smaltimento

3.6

ELETTRODOTTO - SCHEDA B18

Richiesta del MATTM:” Si richiede di chiarire le competenze di gestione relative all'elettrodotto ed alla cabina di trasformazione. In particolare si chiede di specificare l'ubicazione e la tipologia di eventuali ricettori più prossimi con stima del campo EM.

3.6.1

Premessa

L'elettrodotto di collegamento tra la Centrale e la RTN sarà costruito da Edison e nella proprietà di Edison e sarà connesso in antenna alla SSE di TERNA di Guardia Lombardi.

L'elettrodotto è pertanto dimensionato per trasportare, nella connessione sopra indicata, la massima potenza erogabile dalla Centrale in Progetto.

Considerando la prossimità di numerose abitazioni in prossimità dell'uscita dell'elettrodotto, come riportato nello SIA del 2001, il primo tratto di elettrodotto (4,2 km) è previsto in cavo interrato con profondità di posa di circa 1,8 m con sezione di cavo in rame di 400 mm² potenza massima transitante di 380 MW mentre il secondo tratto è previsto in aereo con conduttore da 31 mm di diametro.

In *Allegato 3B* alla presente relazione si riporta il tracciato dell'elettrodotto con indicazione dei ricettori sensibili più vicini, nel seguito si riporta la valutazione del campo di induzione magnetica.

3.6.2

Normativa di Riferimento

L'intensità del campo elettrico in un punto dello spazio circostante un singolo conduttore è correlata alla tensione ed inversamente proporzionale al quadrato della distanza del punto dal conduttore. L'intensità del campo induzione magnetica è invece proporzionale alla corrente che circola nel conduttore ed inversamente proporzionale alla distanza.

Nel caso di terne elettriche, i campi elettrico ed induzione magnetica sono dati dalla somma vettoriale dei campi di ogni singolo conduttore. Nel caso di macchine elettriche i campi generati variano in funzione della tipologia di macchina (alternatore, trasformatore ecc.) ed anche del singolo modello di macchina. In generale si può affermare che il campo generato dalle macchine elettriche decade nello spazio più velocemente che con il quadrato della distanza. Le linee guida per la limitazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici variabili nel tempo ed ai campi elettromagnetici sono state indicate nel 1998 dalla ICNIRP.

Il 12-7-99 il Consiglio dell'Unione Europea ha emesso una Raccomandazione agli Stati Membri volta alla creazione di un quadro di protezione della popolazione dai campi elettromagnetici, che si basa sui migliori dati scientifici

esistenti; a tale proposito, il Consiglio ha avallato proprio le linee guida dell'ICNIRP. Successivamente nel 2001, a seguito di un'ultima analisi condotta sulla letteratura scientifica, un Comitato di esperti della Commissione Europea ha raccomandato alla CE di continuare ad adottare tali linee guida.

Successivamente è intervenuta, con finalità di riordino e miglioramento della normativa allora vigente in materia, la Legge 36/2001, che ha individuato ben tre livelli di esposizione ed ha affidato allo Stato il compito di determinare e di aggiornare periodicamente i limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità, in relazione agli impianti suscettibili di provocare inquinamento elettromagnetico.

L'art. 3 della Legge 36/2001 ha definito limite di esposizione il valore di campo elettromagnetico da osservare ai fini della tutela della salute da effetti acuti; ha definito il valore di attenzione, come quel valore del campo elettromagnetico da osservare quale misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti a lungo termine; ha definito, infine, l'obiettivo di qualità come criterio localizzativo e standard urbanistico, oltre che come valore di campo elettromagnetico ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione.

Tale legge quadro italiana (36/2001), come ricordato sempre dal citato Comitato, è stata emanata nonostante che le raccomandazioni del Consiglio della Comunità Europea del 12-7-99 sollecitassero gli Stati membri ad utilizzare le linee guida internazionali stabilite dall'ICNIRP; tutti i paesi dell'Unione Europea, hanno accettato il parere del Consiglio della CE, mentre l'Italia ha adottato misure più restrittive di quelle indicate dagli Organismi internazionali.

In esecuzione della predetta Legge, è stato infatti emanato il D.P.C.M. 8.7.2003, che ha fissato il limite di esposizione in 100 microtesla per l'induzione magnetica e 5 kV/m per il campo elettrico; ha stabilito il valore di attenzione di 10 microtesla, a titolo di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere; ha fissato, quale obiettivo di qualità, da osservare nella progettazione di nuovi elettrodotti, il valore di 3 microtesla. È stato altresì esplicitamente chiarito che tali valori sono da intendersi come mediana di valori nell'arco delle 24 ore, in condizioni normali di esercizio. Non si deve dunque fare riferimento al valore massimo di corrente eventualmente sopportabile da parte della linea. Si segnala come i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità stabiliti dal Legislatore italiano siano rispettivamente 10 e 33 volte più bassi di quelli internazionali.

Al riguardo è opportuno anche ricordare che, in relazione ai campi elettromagnetici, la tutela della salute viene attuata – nell'intero territorio nazionale – esclusivamente attraverso il rispetto dei limiti prescritti dal D.P.C.M. 8.7.2003, al quale soltanto può farsi utile riferimento.

Si precisa che il progetto è stato cautelativamente sviluppato, in accordo a quanto definito nello SIA ponendo come valore di campo di induzione magnetica da rispettare ai ricettori 0,2 microtesla.

3.6.3 Distanza Ricettori Sensibili

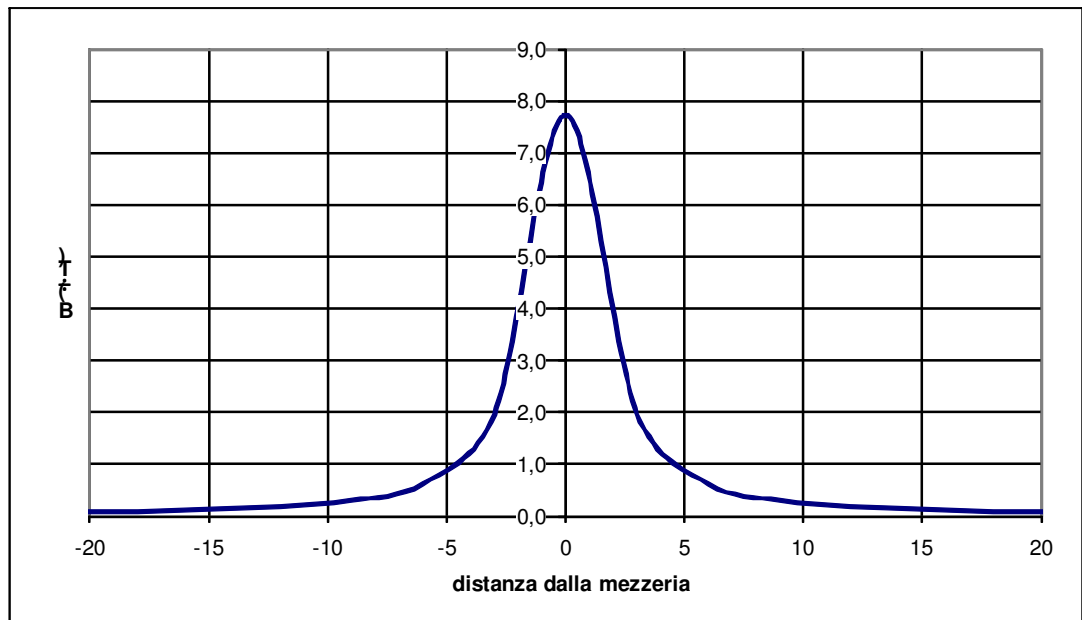
Il primo tratto dell'elettrodotto, fino all'attraversamento del fiume Ufita, è previsto in cavo interrato per un tratto di circa 4,2 km. A questo punto l'elettrodotto in cavo diventa elettrodotto aereo per un tratto di lunghezza pari a circa 7,5 km (Figura 3.6.3a).

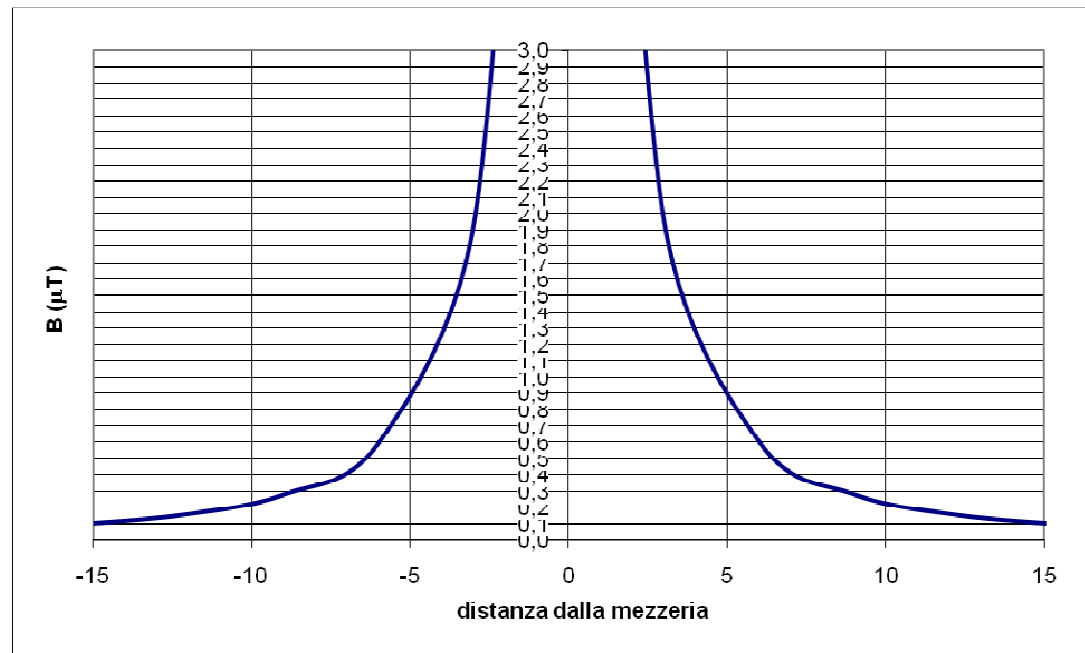
I ricettori sensibili, costituiti essenzialmente da edifici adibiti ad abitazione civile, più vicini al tracciato dell'elettrodotto in cavo, sono ubicati a distanze maggiori di 10 m da esso ponendo come riferimento l'asse della linea interrata.

In Figura 3.6.3b si riporta in dettaglio il ricettore più vicino all'elettrodotto in cavo.

Nella Figura 3.6.3c si riporta l'andamento del Campo di Induzione Magnetica al Suolo valutato alle condizioni di esercizio massime e quindi in accordo a quanto previsto nel *Decreto Min. Amb. Del 29 maggio 2008 Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti*. Come si nota per i rispettare il valore di qualità pari a 3 microtesla, è sufficiente una distanza dall'elettrodotto di circa 3 m mentre il valore di 0,2 viene ottenuto ad una distanza minima di 10 m. Pertanto ai ricettori ubicati nelle aree limitrofe al tracciato dell'elettrodotto in cavo sono rispettati non solo gli obiettivi di qualità per l'induzione magnetica pari a 3 microtesla previsti dalla normativa vigente, ma anche il valore indicato nello SIA.

Figura 3.6.3c Campo Induzione Magnetica al Suolo per l'Elettrodotto Interrato

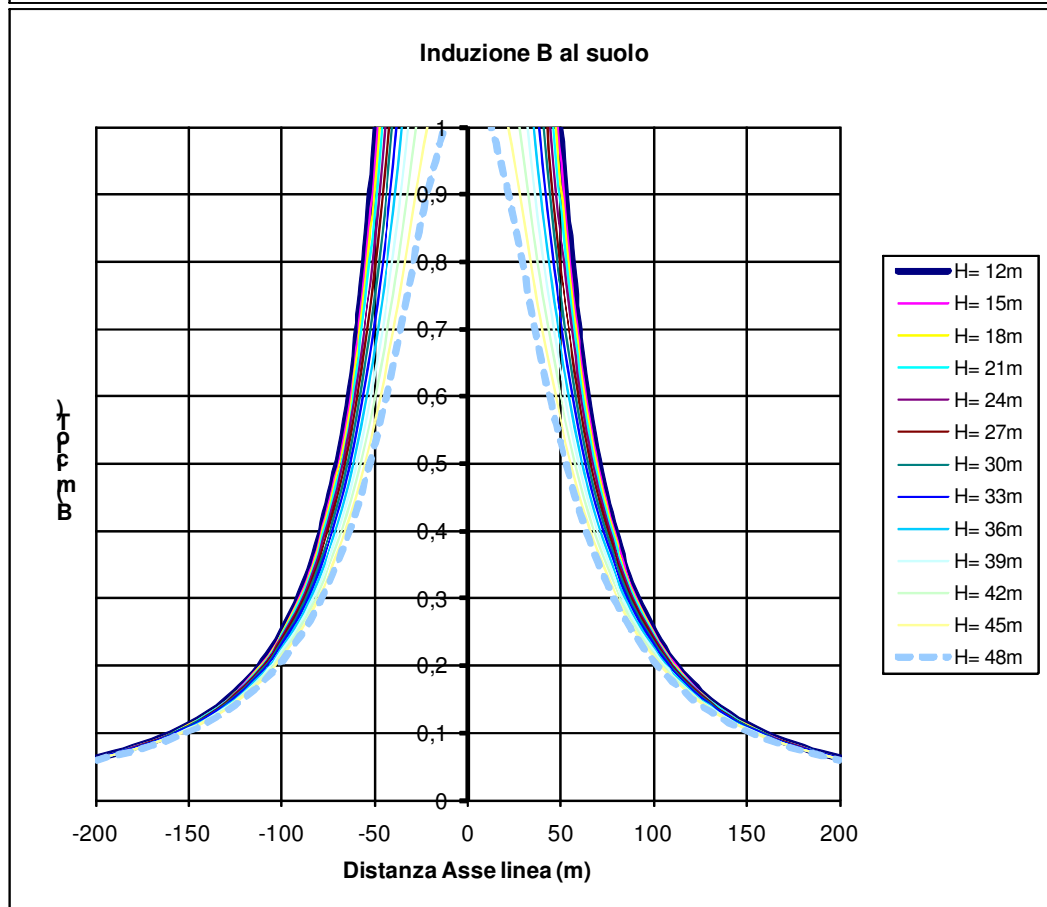
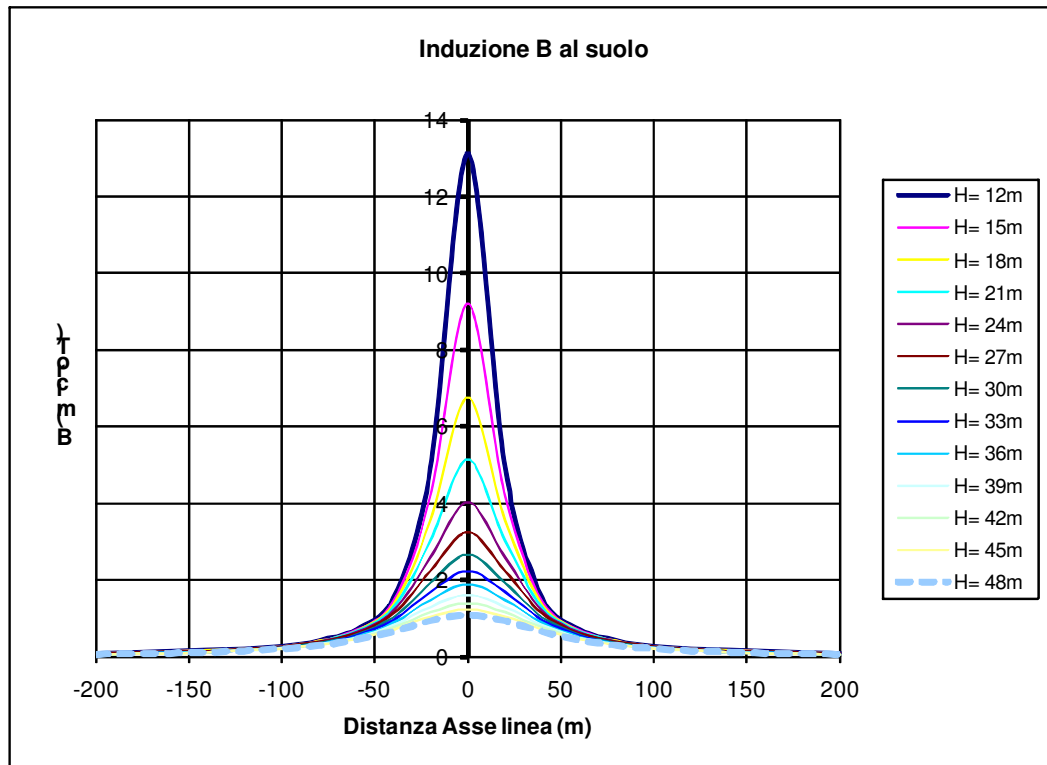




Per quanto riguarda il restante tratto dell'elettrodotto previsto in aereo è stato individuato il ricettore sensibile (costituito da un'abitazione civile) più vicino alla linea elettrica, riportato in dettaglio in *Figura 3.6.3d*. dalla figura si evince che la distanza tra il ricettore individuato e la linea aerea è pari a 110 m.

Utilizzando il grafico riportato in *Figura 3.6.3e*, relativo all'andamento del Campo di Induzione Magnetica al Suolo per l'elettrodotto aereo, al fine di rispettare il valore di qualità pari a 3 microtesla, si nota che deve essere mantenuta una distanza minima attorno a 30 m mentre il valore obiettivo di 0,2 microtesla si raggiunge a circa 110m. Pertanto è ragionevole concludere che presso tutti i ricettori ubicati nelle aree limitrofe al tracciato dell'elettrodotto in aereo sono rispettati non solo gli obiettivi di qualità per l'induzione magnetica pari a 3 microtesla previsti dalla normativa vigente, ma anche il valore obiettivo indicato nello SIA.

Figura 3.6.3e Campo Induzione Magnetica al Suolo per l'Elettrodotto Aereo



Per quanto riguarda l'esposizione ai campi elettrici, non si riscontrano impatti laddove è previsto il cavo interrato in quanto la schermatura in rame/alluminio dei cavi interrati comporta l'annullamento del campo elettrico mentre laddove la linea elettrica è aerea l'effetto combinato dell'esposizione contemporanea al campo elettrico e al campo magnetico è ampiamente contenuto nella fascia di rispetto per il solo campo magnetico.

3.7 *PRESTAZIONI BRUCIATORI E BLOCCHI NON PROGRAMMATI - SCHEDA B18*

Richiesta del MATTM:” Si richiede documentazione tecnica sulla tipologia e prestazioni ambientali attese dei bruciatori DLN; si richiede di precisare nei periodi transitori di funzionamento i tempi di avvio, arresto, frequenza di avvio ed arresto del turbogas (numero e tipologia dei transitori prevedibili) nonché l'indicazione delle curve di variazione delle concentrazioni delle emissioni inquinanti di NOx e CO al variare del carico della turbina, indicando le modalità operative di gestione dell'impianto nei differenti transitori ”

3.7.1 *Bruciatori DLN*

I principali inquinanti emessi dal sistema di combustione di una turbina a gas sono il monossido di carbonio (CO) e gli ossidi di azoto (monossido, NO, e biossido, NO₂), genericamente indicati come NOx.

La formazione del monossido di carbonio è riconducibile all'incompleta ossidazione del carbonio presente nel combustibile e può essere minimizzata aumentando la temperatura di combustione ed il tempo di permanenza del combustibile in camera di combustione.

Nelle moderne turbine a gas l'aspetto critico, responsabile della formazione di NOx, è rappresentato dalla formazione dell'NO termico. Esiste infatti una stretta correlazione fra le condizioni stechiometriche, la temperatura della fiamma e la formazione di NO. Il meccanismo di formazione dell'NO, infatti, dipende esponenzialmente dalla temperatura della fiamma e linearmente dal tempo di residenza della miscela aria-combustibile ad una data temperatura; in particolare vengono riscontrate apprezzabili quantità di NO a temperature della fiamma superiori a 1,700 K. In una normale fiamma a diffusione, cioè non premiscelata, vi sono zone in cui la miscela è molto magra, altre in cui la miscela risulta molto ricca ed infine casi in cui la miscela si presenta in condizioni stechiometriche o quasi.

In queste ultime zone, ove la temperatura raggiunge i 2,300 K, l'NO viene generato in modo significativo. In passato, le camere di combustione delle turbine a gas erano progettate in modo da combinare una zona primaria di combustione quasi stechiometrica con una zona secondaria di combustione in forte eccesso d'aria per completare la combustione. Questa tecnica permetteva una grande stabilità di combustione su un ampio campo di funzionamento ma anche una forte produzione di NOx. Per contro, grazie all'elevata temperatura ed al lungo tempo di residenza, il processo limitava la formazione di CO.

Per la riduzione della produzione di NOx è necessario modificare questo meccanismo di combustione in modo da ridurre la formazione di NO termico.

Ciò viene fatto riducendo la temperatura della fiamma e riducendo il tempo di residenza in camera di combustione.

I metodi disponibili per ridurre le emissioni in atmosfera da impianti a turbina a gas sono:

- iniezione di acqua o di vapore nella camera di combustione del turbogas con conseguente riduzione della temperatura del bruciatore;
- premiscelazione del combustibile con aria, in forte eccesso, ma con una composizione ancora combustibile. Per far ciò occorre garantire che la fiamma sia resa molto omogenea in modo da non compromettere la stabilità del processo di combustione e che il tempo di residenza sia adeguato al fine di ottenere una combustione completa, con bassa formazione di CO.

Nelle moderne turbine a gas di grande taglia si utilizza il secondo metodo, dato che il primo comporterebbe un eccessivo consumo d'acqua demineralizzata (rapporto acqua/combustibile circa 1:1).

Nel caso del progetto della centrale di Flumeri, per consentire la riduzione della temperatura di combustione, si è scelto di adottare la tecnologia dei bruciatori a bassa produzione di NOx a secco, DLN (Dry-Low-NOx).

Si sottolinea che tale tecnologia è indicata come BAT nel "Reference Document on Best Available Techniques on Large Combustion Plants" per gli aspetti relativi all'abbattimento delle emissioni in atmosfera.

Il principio di funzionamento dei bruciatori DLN o a premiscelazione consiste nell'ottenere una miscela molto omogenea di combustibile e aria, quest'ultima dosata in forte eccesso rispetto alle proporzioni stechiometriche in modo da ottenere una miscela povera. Ciò avviene in una camera di pre-miscelazione (premix), interamente dedicata alla miscelazione dei due componenti, prima che avvenga la reazione di combustione. In questo modo vengono ridotte la temperatura di combustione ed i picchi di temperatura nella fiamma, abbattendo drasticamente la formazione di NO.

Per migliorare i rendimenti del processo occorre utilizzare alcuni accorgimenti all'interno della camera di pre-miscelazione:

- mantenere la miscela il più possibile omogenea nello spazio più ridotto possibile;
- impedire l'autoaccensione della miscela;
- impedire i ritorni di fiamma.

Questi risultati vengono generalmente ottenuti con un adeguato progetto delle geometrie della camera di combustione; ciò comporta tuttavia un limitato campo di funzionamento della turbina a gas in regime pre-mix. Per poter estendere il regime di funzionamento sono stati sviluppati dei bruciatori che funzionano in regime pre-mix sino ad un certo carico (detto Minimo Tecnico Ambientale), al di sotto del quale funzionano a diffusione (bruciatori ibridi).

Bisogna tuttavia considerare che una diminuzione spinta della concentrazione degli NOx comporta un aumento della concentrazione del CO emesso. Infatti, il monossido di carbonio è a tutti gli effetti un incombusto dovuto alla incompleta ossidazione del combustibile favorita da temperature relativamente più basse e da ridotti tempi di residenza in zona di combustione. Come già accennato, la formazione degli ossidi di azoto è favorita da alta temperatura e da non brevi tempi di permanenza in zona di combustione. Dunque allo stato attuale della tecnologia è necessario ricercare un compromesso tra la riduzione delle emissioni di NOx e di CO.

3.7.2 *Condizioni di Avviamento Transitorio e Blocchi Temporanei*

3.7.2.1 **Avviamento dell' Impianto**

L'avviamento dell'impianto avverrà mediante una sequenza prestabilita di azioni che si susseguiranno con un ordine cronologico ben definito. L'avviamento potrà essere eseguito a caldo, a tiepido o a freddo in funzione della durata della fermata, ma in ogni caso la sequenza differirà solo sui tempi di riscaldamento e di presa carico.

In fase iniziale sarà predisposto l'allineamento di tutte le utenze d'impianto (saranno controllate le valvole, i livelli di caldaia, la strumentazione ed i sistemi di lubrificazione e raffreddamento utenze) e verranno verificati i consensi delle logiche di avviamento.

Sarà quindi attivato il Generatore di Vapore Ausiliario per garantire l'alimentazione delle tenute della Turbina a Vapore (TV) in modo da poter successivamente avviare il sistema per la generazione del vuoto. Una volta raggiunto il livello opportuno di vuoto, sarà azionato il comando START della Turbina a Gas (TG).

La turbina percorrerà la rampa di accelerazione fino alla velocità di sincronismo (3.000 giri/min) e sarà quindi pronta per il parallelo con la rete elettrica. Successivamente verrà attivata la sequenza di parallelo dal sistema di controllo della turbina a gas e si avrà l'evacuazione dell'energia elettrica in rete al carico minimo erogabile.

A seguito di ciò, avrà inizio la fase di riscaldamento del Generatore di Vapore a Recupero (GVR) e il vapore che si produrrà sarà in parte inviato al condensatore tramite i bypass di turbina a vapore e in parte utilizzato per riscaldare le linee di immissione del vapore in Turbina e le linee raffreddatesi durante la fermata dell'impianto stesso.

Il sistema di controllo provvederà, nel rispetto delle rampe di temperatura del GVR, a incrementare la potenza del TG.

Quando il vapore raggiungerà le caratteristiche di pressione e temperature necessarie per essere immesso nella TV, verrà azionato il comando START della Turbina a Vapore.

La TV, terminata la fase di riscaldamento, riceverà il vapore prodotto dal GVR e effettuerà il parallelo con la rete al carico minimo erogabile dal generatore. Il sistema provvederà quindi a incrementare il carico in maniera coordinata sul TG e sulla TV in maniera da raggiungere il carico desiderato.

Nella rampa di presa carico, arrivati ad un carico sufficientemente elevato (circa il 50% della potenza massima), il TG trasferirà la modalità di combustione a "full premix" quindi a premiscelazione spinta combustibile/comburente ottenendo l'abbattimento delle emissioni di NOx. Il minimo tecnico del Tg sarà fissato a tale potenza, valore al di sopra del quale l'impianto sarà da considerarsi in normale funzionamento e al di sotto del quale è sicuramente in fase di avviamento o fermata.

Lo SME (Sistema Monitoraggio Emissioni) validerà e archiverà le misure delle concentrazioni degli inquinanti al raggiungimento del minimo tecnico.

L'impiego del generatore di vapore ausiliario sarà sempre e solo connesso con le fasi di avviamento della centrale.

3.7.2.2 Fermata dell' Impianto

La fase fermata avrà inizio con la riduzione di carico dalla turbina a gas e la conseguente riduzione e fermata della turbina a vapore fino all'azionamento del comando STOP, a seguito del quale tutto il vapore prodotto dal GVR verrà scaricato al condensatore.

Successivamente proseguirà la riduzione di carico alla turbina a gas sino a circa 10 MW, dopo di che verrà azionato il comando di STOP della macchina, che uscirà dal parallelo della rete elettrica e si porterà ai giri nominali di viraggio (pochi giri al minuto).

In seguito, si avrà la diminuzione di vapore del GVR e la successiva depressurizzazione e raffreddamento.

Una volta che il carico del TG scende al di sotto della soglia del minimo tecnico, il sistema analisi fumi sarà disattivato e sulle registrazioni sarà visualizzata automaticamente la dicitura "Fermo".

3.7.2.3 Assetto con Post-Combustore

Nelle ore in cui si verificherà la massima richiesta di energia da parte della Rete Elettrica Nazionale, la centrale si troverà a funzionare con i post combustori accesi. Nelle ore di modesta richiesta di energia da parte della Rete Elettrica Nazionale la Centrale, se in marcia, funzionerà in assetto di puro recupero.

L'utilizzo o meno della post combustione non produce alcun impatto sulle concentrazioni degli inquinanti emessi al camino.

Durante le fasi di avviamento (da zero a minimo tecnico) e fermata dell'impianto i post combustori non verranno posti in esercizio.

3.7.2.4 Emissioni di Inquinanti nelle Fasi di Avviamento/Fermata TG

Il presente paragrafo ha lo scopo di illustrare l'andamento delle concentrazioni di inquinanti emessi al camino nelle fasi di avviamento e fermata del gruppo Turbogas.

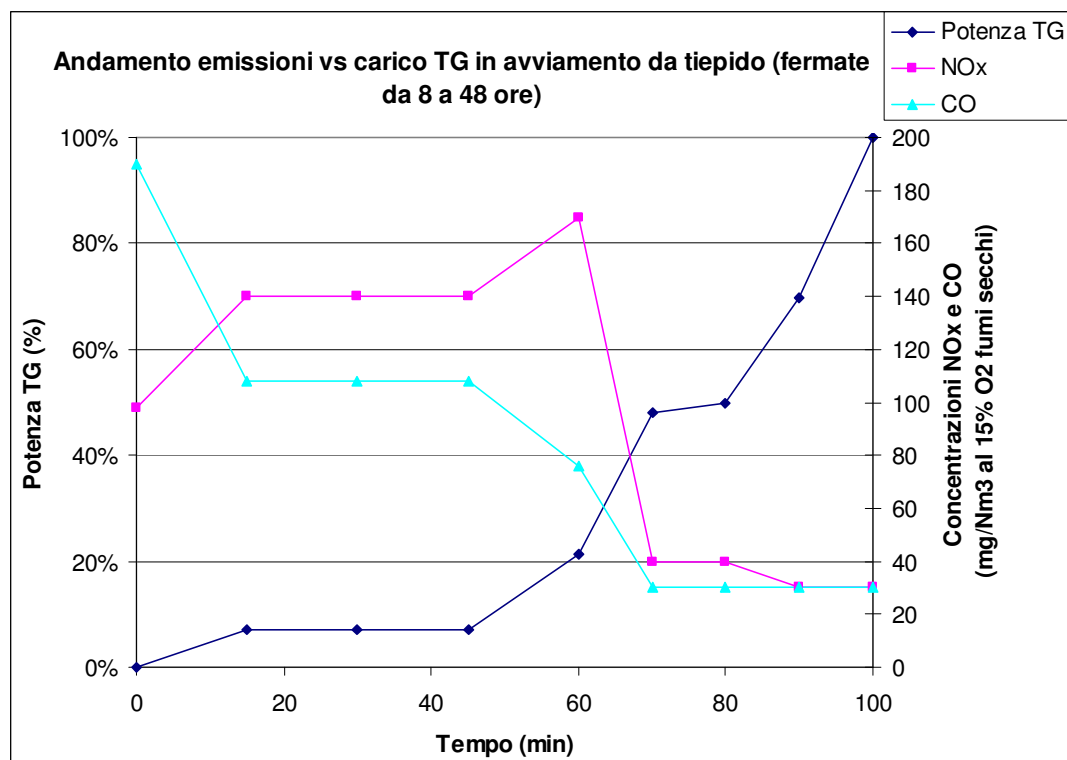
Avviamenti

Il turbogas effettuerà usualmente fermate brevi, di durata variabile tipicamente dalle 8 alle 48 ore. La tabella seguente riporta le concentrazioni di emissioni inquinanti di NOx e CO in funzione del carico della turbina (0-100%), con indicazione anche del tempo complessivo nel caso di avviamenti di questo tipo (avviamento da tiepido).

Avviamento TG da tiepido (fermate da 8 a 48 ore)			
Tempo	Potenza TG	NOx	CO
min	(%)	mg/Nm ³	mg/Nm ³
0	0	98	190
15	7	140	108
30	7	140	108
45	7	140	108
60	21	170	76
70	48	40	30
80*	50	40	30
90	70	30	30
100	100	30	30

*: corrispondente al minimo tecnico ambientale

Le curve di variazione delle concentrazioni correlate sono le seguenti:



Talvolta sono necessarie fermate di durata maggiore (ad esempio per esigenze manutentive) che comporteranno il raffreddamento dei materiali del ciclo termico: in tali casi la durata dell'avviamento (da zero a minimo tecnico) potrà aumentare per contenere le sollecitazioni termiche sulla turbina a vapore e del ciclo termico; ciò dipenderà anche dal tempo di fermata e dalla temperatura raggiunta dai materiali alla fine della fermata stessa.

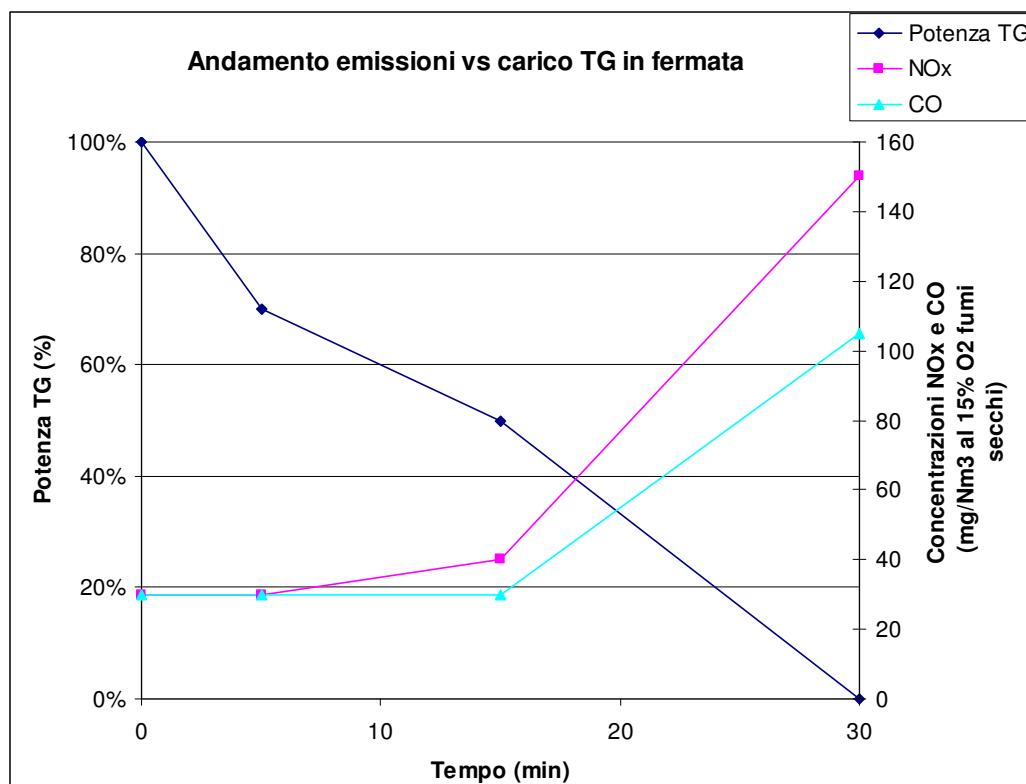
Fermate

La fermata della macchina avverrà sempre nello stesso modo seguendo un trend di carico ed emissioni descritto dalla seguente tabella e nel successivo grafico:

Fermata TG			
Tempo	Potenza TG	NOx	CO
min	%	mg/Nm3	mg/Nm3
0	100	30	30
5	70	30	30
15*	50	40	30
30	0	150	105

*: corrispondente al minimo tecnico ambientale

Le curve di variazione delle concentrazioni correlate sono le seguenti:



Nota: i tempi di avviamento/fermata sono riferiti al solo transitorio che porta il carico del TG da 0 a minimo tecnico e viceversa (si veda riga in giallo nelle tabelle), il tempo di variazione di carico tra minimo tecnico e massimo carico varierà in funzione del programma di mercato. I valori riportati sono quelli riferiti alle capacità tecniche di modulazione del carico.

3.7.2.5 Frequenza Prevedibile di Avvio/arresto TG

La centrale di Flumeri opererà sul mercato dell'energia elettrica, che ne stabilirà i programmi di carico: non è possibile pertanto prevedere il numero di avviamenti/fermate, che varierà in funzione delle esigenze di mercato.

E' invece possibile indicare un numero di avviamenti/fermate per la turbina a gas sulla base delle statistiche d'impianto relative a disservizi ed esigenze di manutenzione. I dati relativi a tale statistica sono riportati nella tabella seguente.

Tale tabella è in linea con quanto stabilito nella definizione della ca, con cui sono stati stimati gli impatti e le ricadute emmissive, che prevede il funzionamento al massimo carico dei TG per 8000 ore/anno.

Avviamenti/Fermate
Numero/anno
10

3.8 *PLANIMETRIE DELL' APPROVVIGIONAMENTO IDRICO - ALLEGATO B19*

Richiesta del MATTM:” Si richiede di indicare l'ubicazione con coordinate geografiche dell'approvvigionamento idrico con l'indicazione delle rispettive quantità di acqua prelevata”.

In *Allegato 2A* si riporta la *Planimetria B19* delle rete di approvvigionamento acqua industriale dai pozzi, mentre in *Allegato 3C* si riportano le caratteristiche dei pozzi con le rispettive portate di emungimento.

3.9 *PLANIMETRIE DEGLI SCARICHI IDRICI - ALLEGATO B21*

Richiesta del MATTM:” Si richiede di indicare l'ubicazione fisica dei punti di scarico nella rete fognante con relative coordinate geografiche”.

In *Allegato 2A* si riporta la *Planimetria B21* delle rete acque reflue di centrale.

3.10 *AREE DEPOSITO RIFIUTI E MATERIE PRIME - ALLEGATO B22*

Richiesta del MATTM:” Si richiede di riportare in planimetria le aree destinate al deposito temporaneo dei rifiuti e le aree di stoccaggio materie prime”.

In *Allegato 2A* si riporta la *Planimetria B22* con indicazione delle aree di stoccaggio rifiuti e materie prime.

3.11 *RUMORE - ALLEGATO B24*

Richiesta del MATTM:” Si richiede di chiarire la metodologia di calcolo del rumore di fondo, di considerare il contributo di eventuali altre componenti, con indicazione del tecnico competente in acustica”.

In aggiunta alla campagna di misura eseguita durante la predisposizione dello Studio di Impatto Ambientale, si è ripetuta una campagna di misure e di previsione di Impatto Acustico condotte da Tecnico Abilitato i cui risultati sono riportati in *Allegato 3D*, cui si rimanda per ulteriori dettagli.

4 *RISPOSTA AI CHIARIMENTI RICHIESTI PER LA SCHEDA D*

4.1 *METODO DI RICERCA DI UNA SOLUZIONE MTD SODDISFACENTE - SCHEDA D3*

Richiesta del MATTM:” Si richiede di compilare la scheda effettuando un confronto puntuale con LG nazionali pubblicate in GU n. 51 del 03/03/2009”.

Nella seguente *Tabella 4.1a* si riporta valutazione comparativa tra le performance ambientali associate all’assetto operativo della Centrale e quelle associate alle MTD di riferimento riportate nelle *Linee Guida per l’Individuazione e l’Utilizzazione delle Migliori Tecniche Disponibili in Materia di Impianti di Combustione, per le Attività elencate nell’Allegato I del Decreto Legislativo 18 Febbraio 2005, n. 59” (Suppl. Ord. G.U. n. 51 del 03-03-09).*

In *Tabella 4.1b* si riporta quindi l’aggiornamento della *Scheda D3* della Domanda di AIA.

Tabella 4.1a Valutazione Comparativa tra le Performance Ambientali Associate all' Assetto Operativo della Centrale e quelle Associate alle MTD di Riferimento

"Linee Guida Nazionali sui Grandi Impianti di Combustione" – "Impianti Alimentati a Gas Naturale" (Marzo 2009)							
Paragrafo	Soggetto	Pag.	Disposizione		Modalità di Applicazione alla Centrale di Biella		
4.2.4	Rendimenti	487	Si riportano di seguito i valori di rendimento delle turbine a gas, riferite alle condizioni ISO (15°C, 60% u.r, 1.013 mbar), per macchine nuove, pulite e che lavorano a pieno carico:		Impianto conforme a BAT. Il rendimento elettrico lordo della Centrale (pari a circa 55%) rientra nel range previsto dalle MTD di settore (54-58%).		
		Tipologia	Efficienza Elettrica in Piena Condensazione (%)			Efficienza Termica in Cogenerazione (%)	
			Nuovo	Esistente		Nuovo	Esistente
		Centrali Elettriche con Caldaie Tradizionali	40-42	38-40		-	-
		Turbine a gas in ciclo semplice	38-42	32-35		-	-
		Cicli combinati con turbine a gas	54-58	50-54	75-85	75-85	

"Linee Guida Nazionali sui Grandi Impianti di Combustione" – "Impianti Alimentati a Gas Naturale" (Marzo 2009)																								
Paragrafo	Soggetto	Pag.	Disposizione			Modalità di Applicazione alla Centrale di Biella																		
4.2.5	Abbattimento delle emissioni di NOx	489	<p>I sistemi di abbattimento degli Ossidi di Azoto per le turbine a gas o cicli combinati considerate MTD sono essenzialmente di tre tipi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Iniezione di acqua o vapore; • Impiego di sistemi di combustione Dry Low NOx (DLN); • Riduzione Catalitica Selettiva (SCR). <p><i>L'iniezione di acqua o vapore è fatta direttamente nella camera di combustione delle turbine a gas. L'acqua, che deve avere requisiti di elevata purezza, ha un'efficacia circa doppia rispetto al vapore che viene impiegato nei cicli combinati, in quanto disponibile alla necessaria pressione. L'iniezione di acqua/vapore, con rapporti rispetto al combustibile 1-1,2 può avere influenza sui parametri operativi della turbina e riduce la vita utile dei componenti principali (combustori, pale ed ugelli) a causa di shock termici sulle superfici interessate. Gli elevati rapporti acqua/combustibile o vapore/combustibile possono, inoltre, creare problemi di instabilità di combustione dovute a pulsazioni dinamiche della fiamma. Nell'impiego di sistemi di combustione DLN, la combustione non avviene con una fiamma diffusiva (sostanzialmente stechiometrica) ma con una fiamma premiscelata, con rapporti di equivalenza imposti (tra 1,6 e 2) all'interno dei limiti di infiammabilità; più bassa è la temperatura di fiamma, minori sono le emissioni di NOx. L'abbattimento degli NOx può avvenire a valle della turbina mediante la tecnica della Riduzione Catalitica Selettiva (SCR). Il processo è basato sull'iniezione di ammoniaca nei gas combusti, a temperatura di 350-380 °C su un catalizzatore a base di ossidi di vanadio o tungsteno. I livelli di emissione di NOx e CO associate a Cicli combinati nuovi senza Post- Combustione ed alle MTD sono riportate nella seguente tabella:</i></p> <p><i>I livelli di emissione di NOx e CO associate a Cicli combinati nuovi senza Post- Combustione ed alle MTD sono riportate nella seguente tabella:</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo di impianto</th> <th>Stato</th> <th>NOx mg/Nm³</th> <th>CO mg/Nm³</th> <th>O₂ di riferimento (%)</th> <th>Possibili MTD</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Turbine a gas o CCGT senza post combustione</td> <td>Nuovo</td> <td>20-50</td> <td>30-100</td> <td>15</td> <td>DLN -- SCR</td> </tr> <tr> <td>CCGT con post combustione</td> <td>Nuovo</td> <td>20-50</td> <td>30-100</td> <td>15</td> <td>DLN-SCR-SNCR</td> </tr> </tbody> </table>			Tipo di impianto	Stato	NOx mg/Nm ³	CO mg/Nm ³	O ₂ di riferimento (%)	Possibili MTD	Turbine a gas o CCGT senza post combustione	Nuovo	20-50	30-100	15	DLN -- SCR	CCGT con post combustione	Nuovo	20-50	30-100	15	DLN-SCR-SNCR	<p>La centrale in oggetto adotta tecniche conformi alle MTD previste per la riduzione primaria degli ossidi di azoto. Il progetto proposto prevede, infatti, l'installazione di bruciatori del tipo Dry Low NOx (DLN).</p> <p>Le emissioni di NOx e CO previste dalla Centrale (30 mg/Nm³ di NOx e 30 mg/Nm³ di CO) rientrano nel range previsto dalle MTD di settore.</p> <p>Il monitoraggio della concentrazione di CO e NOx è effettuato in continuo.</p>
Tipo di impianto	Stato	NOx mg/Nm ³	CO mg/Nm ³	O ₂ di riferimento (%)	Possibili MTD																			
Turbine a gas o CCGT senza post combustione	Nuovo	20-50	30-100	15	DLN -- SCR																			
CCGT con post combustione	Nuovo	20-50	30-100	15	DLN-SCR-SNCR																			



Tabella 4.1b *Aggiornamento della Scheda D3 della Domanda di AIA*

D3 Metodo di Ricerca di una soluzione MTD soddisfacente			
Fasi Rilevanti	Tecniche Adottate	LG Nazionali – Elenco MTD	Riferimento
F1 – Produzione di Energia Elettrica	Impianto in assetto a ciclo combinato (rendimento elettrico lordo pari a circa 55%). Bruciatori dotati di sistemi computerizzati di controllo per l'ottimizzazione della combustione	Linee Guida per l'Individuazione e l'Utilizzazione delle Migliori Tecniche Disponibili in Materia di <i>Grandi Impianti di Combustione</i> , per le Attività elencate nell'Allegato I del Decreto Legislativo 18 Febbraio 2005, n. 59”	Paragrafo 4.2.4 pagina 487.
F1 – Produzione di Energia Elettrica	Bruciatori Dry Low NOx. Sistema di monitoraggio in continuo delle concentrazioni di CO e NOx.	Linee Guida per l'Individuazione e l'Utilizzazione delle Migliori Tecniche Disponibili in Materia di <i>Grandi Impianti di Combustione</i> , per le Attività elencate nell'Allegato I del Decreto Legislativo 18 Febbraio 2005, n. 59”	Paragrafo 4.2.6 pagina 489.
F1 – Produzione di Energia Elettrica	Condensatore a raffreddamento ad aria	Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems, (Dicembre 2001)	Paragrafo 4.3.2 pagina 125
F1 – Produzione di Energia Elettrica	Impianto a ciclo combinato di ultima generazione con efficienza energetica elevata	Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems, (Dicembre 2001)	Paragrafo 4.4.2 pagina 127

4.2

VERIFICA DI CONFORMITÀ DEI CRITERI DI SODDISFAZIONE – SCHEDA D.3.2

Richiesta del MATTM:” Si richiede di presentare un piano di massima per il ripristino del sito alla cessazione dell’attività [...]”.

In *Allegato 4A* si riporta il piano di dismissione del sito alla cessazione dell’attività.

4.3

EMISSIONI IN ARIA – SCHEDA D.6

Richiesta del MATTM:” Si richiede di indicare le emissioni in aria di NOx(orario e giornaliero),CO e PM10 differenziando le condizioni con e senza post combustione”.

Nella seguente *Tabella 4.3a*, si riportano le emissioni e le condizioni operative nominali della Centrale nell’assetto con e senza post-combustione. Le condizioni riportate rappresentano le massime emissioni

Tabella 4.3a Scenario Emissivo dei due diversi Assetti

Parametro	U.d.M.	Senza Post-Combustione	Con Post-Combustione
Portata fumi (dry @ 15% O ₂)	Nm ³ /h	1.712.500	1.750.000
Temperatura fumi	°C	102	102
Portata fumi tal quale	m ³ /s	660	670
Conc. NOx	mg/Nm ³	40 come media oraria 30 come media giornaliera	39,2 come media oraria 29,4 come media giornaliera
Portata NOx	Kg/h	68,5 come media oraria 51,4 come media giornaliera	68,5 come media oraria 51,4 come media giornaliera
Conc. CO	mg/Nm ³	20	27
Portata CO	Kg/h	34,2	47,2
Conc. Polveri	mg/Nm ³	tracce	tracce
Portata Polveri	Kg/h	-	-

4.4

IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE DEGLI EFFETTI DELLE EMISSIONI IN ARIA – SCHEDA D.6

Richiesta del MATTM:” Si richiede un aggiornamento dei dati dal 2002 ad oggi; si richiede una valutazione anche delle polveri sottili (PM10); si richiede di fornire i parametri di input delle simulazioni modellistiche e le ricadute (verifica dell’altezza di mescolamento e condizioni al contorno”.

L’analisi delle condizioni meteorologiche, di qualità dell’aria e delle ricadute al suolo degli inquinanti emessi dalla Centrale è stata aggiornata e rielaborata e presentato integralmente in Allegato 4B.

In sintesi si nota che nell’area circostante la futura Centrale non sono intervenute modificazioni significative dal 2002 ad oggi per quanto riguarda le emissioni in atmosfera: gli insediamenti industriali sono sostanzialmente rimasti gli stessi, con la produzione industriale in diminuzione. Nel frattempo con l’ammodernamento del parco macchine le emissioni da traffico sono diminuite facendo sì che il Piano Regionale di Risanamento e Mantenimento della Qualità dell’Aria (approvato in via definitiva, con Delibera del Consiglio Regionale della Campania n. 86/1 del 27 giugno 2007) classificasse l’area circostante la costruenda Centrale di Flumeri come area di mantenimento, definita cioè come zona in cui la concentrazione degli inquinanti è inferiore ai valori limite.

Dalle valutazioni riportate in *Allegato 4B* si nota infine che:

- il valore massimo della concentrazione¹ media annua di NO_x stimato nel dominio di calcolo (area di circa 1600 km²) è pari a 0,65 µg/m³ e si rileva in direzione Est - Nord Est rispetto alla Centrale.
- il massimo valore del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x² stimato nel dominio di calcolo è pari a 23,6 µg/m³ e si ha in direzione Est – Nord Est rispetto all'impianto.

L'esercizio della Centrale di Flumeri comporterà pertanto variazioni di concentrazione di ossidi di azoto che, anche se stimate nelle peggiori condizioni emissive, sono comunque di modesta entità e non tali da far variare in misura apprezzabile la qualità dell'aria nella zona che, come riportato nel sopra citato Piano di Qualità dell'Aria è in ogni caso inferiore ai limiti normativi.

Per quanto riguarda le emissioni di PM10 si rimanda alla discussione di cui al *punto 6.2 e all'Allegato 6A*. Basta qui ricordare che la concentrazione di particolato primario nei gas di scarico di centrali a ciclo combinato alimentate a gas si mantiene comunque ben inferiore a 1 mg/Nm³ con valori più probabili inferiori a 0,1 mg/Nm³.

4.5 *IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE DEGLI EFFETTI DELLE EMISSIONI IN ACQUA – SCHEDA D.7*

Richiesta del MATTM: " Si richiede di indicare le emissioni in acqua differenziando le condizioni operativa con e senza post-bruciatori".

Non vi sono variazioni nella qualità delle acque di scarico passando nell'assetto con post-combustione. L'unico impatto sugli scarichi idrici derivante dal funzionamento in post combustione è il modesto aumento di produzione di vapore e conseguente incremento di blow down di caldaia che viene recuperato, del quale si è già tenuto conto nella stima dei consumi e degli scarichi idrici di cui ai punti precedenti.

4.6 *IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE DEL RUMORE – SCHEDA D.8*

Richiesta del MATTM: " Si richiede di indicare le emissioni di rumore differenziando le condizioni operativa con e senza post-bruciatori ".

¹ Si ricorda che questo è il valore di ossidi di azoto (di cui NO₂ rappresenta una frazione) che si avrebbe nel caso di funzionamento al carico nominale per il periodo di un anno che si confronta con il limite di 40 µg/m³ di NO₂

² Si ricorda che questo è il valore di ossidi di azoto (di cui NO₂ rappresenta una frazione) che si avrebbe nel caso di funzionamento al carico nominale per il periodo di un anno che si confronta con il limite di 200 µg/m³ di NO₂

Non vi sono significative variazioni passando nell'assetto con post-combustione: il rumore emesso dai bruciatori di post combustione si esercita all'interno del GVR.

Si precisa che, in aggiunta a quanto predisposto nello Studio di Impatto Ambientale del 2001 e a quanto riportato nella Domanda di AIA, si è ripetuta una campagna di misure e di previsione di Impatto Acustico condotte da Tecnico Abilitato i cui risultati sono riportati in *Allegato 3D* cui si rimanda per ulteriori dettagli.

4.7

ANALISI ENERGETICA – SCHEDA D.10

Richiesta del MATTM: " Si richiede di integrare la documentazione in merito alla due diverse condizioni di funzionamento (normale e con post combustione)[..] "

Nella seguente *Tabella 4.7a* si riporta un aggiornamento delle informazioni contenute nell' *Allegato D10* alla *Domanda di AIA*, considerando anche l'assetto in post combustione della Centrale.

Tabella 4.7.a Analisi Energetica - Allegato D10

"Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques"																																		
Paragrafo	Soggetto	Pag.	Disposizione	Situazione attuale																														
4.2.1	Gestione dell'Efficienza Energetica	239	<p>Si considera BAT l'implementazione di un Sistema di Gestione per l'Energia, costituito da tutti gli elementi tipici di un sistema di gestione, ovvero:</p> <ul style="list-style-type: none"> - coinvolgimento della direzione; - definizione di una politica di efficienza energetica; - definizione e pianificazione di obiettivi e risultati; - implementazione di procedure adeguate; - definizione di indici di riferimento (benchmarking); - controllo delle prestazioni (monitoraggi e definizione di indicatori); - revisione dei risultati dei monitoraggi e implementazione di eventuali misure correttive. <p>Il sistema di gestione dell'energia può essere integrato nel sistema di gestione ambientale esistente o implementato a parte.</p>	<p>Nell' ambito del Sistema di Gestione Ambientale, <i>Edison Spa</i> valuterà la possibilità di implementare specifiche procedure volte alla gestione e controllo dei principali indici energetici dell'impianto.</p> <p>In particolare, le procedure prevedranno l'identificazione del soggetto responsabile dell'acquisizione dei dati relativi al consumo, produzione energetica, indici di efficienza e alle modalità di elaborazione dei suddetti dati.</p> <p>In prima approssimazione, i dati relativi al consumo, produzione e efficienza possono essere elaborati secondo file excel, così organizzati :</p> <table border="1" data-bbox="1153 778 2083 1372"> <thead> <tr> <th>Dati</th> <th>Anno di riferimento</th> <th>Unità di Misura</th> <th>Responsabilità Raccolta del Dato</th> <th>Fonte</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ore di Funzionamento della Centrale</td> <td>[anno]</td> <td>Ore/anno</td> <td>[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]</td> <td>[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]</td> </tr> <tr> <td>Combustibile utilizzato</td> <td>[anno]</td> <td>Sm³/anno</td> <td>[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]</td> <td>[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]</td> </tr> <tr> <td>Potere calorifico inferiore del combustibile</td> <td>[anno]</td> <td>Kj/Sm³</td> <td>[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]</td> <td>[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]</td> </tr> <tr> <td>Energia termica prodotta</td> <td>[anno]</td> <td>GWh</td> <td>[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]</td> <td>[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]</td> </tr> <tr> <td>Energia elettrica lorda prodotta</td> <td>[anno]</td> <td>GWh</td> <td>[nominativo del responsabile]</td> <td>[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]</td> </tr> </tbody> </table>	Dati	Anno di riferimento	Unità di Misura	Responsabilità Raccolta del Dato	Fonte	Ore di Funzionamento della Centrale	[anno]	Ore/anno	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]	Combustibile utilizzato	[anno]	Sm ³ /anno	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]	Potere calorifico inferiore del combustibile	[anno]	Kj/Sm ³	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]	Energia termica prodotta	[anno]	GWh	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]	Energia elettrica lorda prodotta	[anno]	GWh	[nominativo del responsabile]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]
Dati	Anno di riferimento	Unità di Misura	Responsabilità Raccolta del Dato	Fonte																														
Ore di Funzionamento della Centrale	[anno]	Ore/anno	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]																														
Combustibile utilizzato	[anno]	Sm ³ /anno	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]																														
Potere calorifico inferiore del combustibile	[anno]	Kj/Sm ³	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]																														
Energia termica prodotta	[anno]	GWh	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]																														
Energia elettrica lorda prodotta	[anno]	GWh	[nominativo del responsabile]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]																														
4.2.2.1	Pianificazione e Definizione degli Obiettivi – Miglioramento Continuo	240	Per tutte le installazioni, è BAT minimizzare l'impatto ambientale di una installazione pianificando azioni e investimenti, su corto, medio e lungo termine, considerando il rapporto costi/benefici e gli effetti <i>cross-media</i> .																															
4.2.2.2	Pianificazione e Definizione degli Obiettivi – Identificazione degli Aspetti di Efficienza	241	Per tutte le installazioni è BAT identificare gli aspetti che influenzano l'efficienza energetica tramite un audit. Per installazioni di piccole dimensioni è ritenuto sufficiente un audit del tipo <i>walk-through</i> , che deve comunque evidenziare, con dettaglio variabile a seconda della complessità e dell'estensione																															

"Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques"									
Paragrafo	Soggetto	Pag.	Disposizione		Situazione attuale				
	Energetica e Opportunità di Risparmio Energetico		<p>dell'impianto, i seguenti aspetti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - uso e tipo di energia e tipologia di processi e sistemi; - consumi energetici, eventualmente suddivisi per tipologia di apparecchiatura; - possibilità di minimizzazione dell'energia utilizzata; - possibilità di utilizzo di fonti di energia alternativa; - possibilità di applicare eventuali surplus energetici ad altri processi; - possibilità di migliorare la qualità del calore. <p>Assieme alla valutazione sistematica delle performance energetiche dell'impianto tramite audit, è considerata BAT l'applicazione di strumenti e modelli per l'individuazione e la quantificazione degli aspetti energetici, la cui scelta sarà dipendente dalla tipologia e dalle condizioni del sito.</p> <p>Tra gli strumenti utilizzabili:</p> <ul style="list-style-type: none"> - modelli energetici, database e bilanci; - pinch technology - analisi exergetica ed entalpica; - diagrammi di Sankey; - EMAT (Energy Manager's Tool) <p>E' BAT identificare, con riferimento alle reali possibilità dell'impianto, tutte le opportunità di</p>					designato per la raccolta del dato]	di acquisirne del dato]
					Energia elettrica venduta	[anno]	GWh	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]
					Energia autoconsumata	[anno]	GWh	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]
					Rendimento elettrico	[anno]	%	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]
					Ore di funzionamento della Centrale nei due differenti assetti	[ore]	[ore]	[nominativo del responsabile designato per la raccolta del dato]	[riferimento alla modalità di acquisirne del dato]
					<p>Nell'ambito di tali procedure, Edison valuterà la possibilità di effettuate Audit energetici volti alla determinazione degli ambiti energetici più significativi e indicazione dei possibili interventi. L'audit consiste di norma nell'analisi di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • fatture elettrica e combustibili • utilizzi dell'energia • recuperi termici • illuminazione degli ambienti. <p>In linea generale l'audit prevede anche la quantificazione budgetaria del possibile risparmio conseguibile in termini energetici ed economici, l'individuazione di una o più soluzioni tecniche possibili e la stima di massima dell'investimento.</p>				



"Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques"																																				
Paragrafo	Soggetto	Pag.	Disposizione	Situazione attuale																																
			recupero energetico, sia tra i diversi sottosistemi della produzione e dei servizi che con terze parti. Infine, nell'ambito delle attività di pianificazione, è BAT mantenere attive le misure di cui sopra, utilizzando ogni risorsa a disposizione.																																	
4.2.2.3	Pianificazione e Definizione degli Obiettivi – Sistemi di Approccio alla Gestione dell'Energia	242	E' BAT ottimizzare l'efficienza energetica del sistema adottando un approccio verticale alla gestione energetica di stabilimento. I sistemi da considerare per l'ottimizzazione possono includere, per uno stabilimento come quello in oggetto: <ul style="list-style-type: none"> - unità di processo (si veda la matrice precedente sul BRef LCP); - sistemi di riscaldamento (vapore e acqua calda); - raffreddamento (si veda la matrice precedente sul BRef CS); - sistemi a motore; - illuminazione. 	<p>Le prestazioni complessive della Centrale nei due diversi assetti sono riassunte nella seguente tabella:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Prestazioni Complessive dell'impianto</th> <th>Unità di misura</th> <th>Assetto GVR Puro Recupero</th> <th>Assetto GVR con Post-Combustione</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Potenza elettrica totale lorda</td> <td>MW</td> <td>359,522</td> <td>404,168</td> </tr> <tr> <td>Consumi degli ausiliari</td> <td>MW</td> <td>6</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>Potenza elettrica netta prodotta (eff. trasformatore = 99,7%)</td> <td>MW</td> <td>352,461</td> <td>396,973</td> </tr> <tr> <td>Potenza termica immessa nell'impianto</td> <td>MW</td> <td>657,86</td> <td>808,228</td> </tr> <tr> <td>Consumo specifico globale</td> <td>kJ/KWh</td> <td>6.587</td> <td>7.199</td> </tr> <tr> <td>Efficienza elettrica lorda dell'impianto</td> <td>%</td> <td>54,6</td> <td>50,0</td> </tr> <tr> <td>Portata metano totale</td> <td>Kg/s</td> <td>14,0</td> <td>17,2</td> </tr> </tbody> </table> <p>Il dato di efficienza elettrica lorda in assetto GVR puro recupero rientra nel range previsto dalle Linee Guida Nazionali sui Grandi Impianti di Combustione, che indica un intervallo di 54-58% di efficienza elettrica per i nuovi Cicli combinati con turbine a gas in assetto puro recupero (non è presente un intervallo BAT da confrontare con le prestazioni di efficienza elettrica nell'assetto con post-combustione). La Centrale è dotata di sistemi computerizzati di controllo per il raggiungimento di alte efficienze di combustione all'interno dei bruciatori.</p>	Prestazioni Complessive dell'impianto	Unità di misura	Assetto GVR Puro Recupero	Assetto GVR con Post-Combustione	Potenza elettrica totale lorda	MW	359,522	404,168	Consumi degli ausiliari	MW	6	6	Potenza elettrica netta prodotta (eff. trasformatore = 99,7%)	MW	352,461	396,973	Potenza termica immessa nell'impianto	MW	657,86	808,228	Consumo specifico globale	kJ/KWh	6.587	7.199	Efficienza elettrica lorda dell'impianto	%	54,6	50,0	Portata metano totale	Kg/s	14,0	17,2
Prestazioni Complessive dell'impianto	Unità di misura	Assetto GVR Puro Recupero	Assetto GVR con Post-Combustione																																	
Potenza elettrica totale lorda	MW	359,522	404,168																																	
Consumi degli ausiliari	MW	6	6																																	
Potenza elettrica netta prodotta (eff. trasformatore = 99,7%)	MW	352,461	396,973																																	
Potenza termica immessa nell'impianto	MW	657,86	808,228																																	
Consumo specifico globale	kJ/KWh	6.587	7.199																																	
Efficienza elettrica lorda dell'impianto	%	54,6	50,0																																	
Portata metano totale	Kg/s	14,0	17,2																																	
4.2.3	Mantenimento	246	L'applicazione efficace di ogni misura volta all'uso	Nell'ambito dell'implementazione del sistema di gestione ambientale saranno previsti																																



“Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques”				
Paragrafo	Soggetto	Pag.	Disposizione	Situazione attuale
	delle Competenze		efficiente dell’energia richiede risorse non solo economiche e tecniche ma anche umane. Per questo motivo è considerato BAT utilizzare al meglio il proprio personale, formandolo e motivandolo sul tema dell’uso efficiente dell’energia e mettendogli a disposizione ogni mezzo per implementare le misure già citate. In alternativa anche la richiesta di risorse esterne al proprio personale può essere utilizzata.	specifiche attività di formazione rivolte a tutto il personale d’impianto coinvolto nel processo.
4.2.4	Efficace Controllo di Processo	246	Si considera BAT utilizzare sistemi di controllo dei principali parametri di processo, da poter correlare ai parametri energetici.	Il controllo delle componenti di impianto è effettuato dal Sistema DCS che provvede, oltre al controllo delle condizioni di sicurezza necessarie a garantire il rispetto delle emissioni inquinanti e l’incolumità del personale, al controllo della massima producibilità di energia elettrica. Il DCS attua, quando necessario, opportune azioni sulle parti direttamente controllate ed impone sui sistemi di controllo posizionati sulle varie apparecchiature le opportune configurazioni di funzionamento ed i settaggi di velocità e potenza.
4.2.5	Manutenzione	247	L’efficacia delle operazioni di manutenzione è ritenuta essenziale per il raggiungimento ed il mantenimento dell’efficienza energetica. Un piano di manutenzione efficace deve quindi comprendere: - una chiara suddivisione delle responsabilità per la pianificazione e l’esecuzione della manutenzione; - un programma strutturato di manutenzione basato sulle caratteristiche tecniche delle apparecchiature; - un sistema di registrazione degli interventi e di testing delle apparecchiature; - un sistema di identificazione dei punti critici dei	Il piano di manutenzione prevedrà le misure previste dal BREF.

“Reference document on BAT in Energy Efficiency Techniques”

Paragrafo	Soggetto	Pag.	Disposizione	Situazione attuale
			<p>processi, cui sono associate le maggiori perdite o inefficienze energetiche;</p> <ul style="list-style-type: none"> - un sistema di individuazione pronto ed efficace delle perdite, delle rotture e di ogni evento che può influenzare il corretto uso dell'energia. 	
4.2.6	Monitoraggio e Misurazione	247	<p>All'interno del già citato Sistema di Gestione dell'Energia un sistema di controllo e monitoraggio sono parte essenziale.</p> <p>E' quindi base assicurare la definizione di procedure di controllo che verifichino in modo regolare le caratteristiche chiave, dal punto di vista energetico, dei processi e delle attività.</p>	Specifiche procedure saranno incluse all'interno del Sistema di Gestione Ambientale.

4.8

ANALISI DI RISCHIO – ALLEGATO D11

Richiesta del MATTM:” Si richiede di integrare la matrice di rischio con una valutazione di merito delle curve di rischio risultanti e la considerazione dalle azioni di risposta nell'ambiente sulla base degli scenari rappresentati ed in particolare per le opere di adduzione, decompressione del gas naturale, movimentazione interna combustibili e raffreddamento ad H₂ del turboalternatore[..]”.

4.8.1

Introduzione

Nell'ambito dello Studio di Impatto Ambientale della Centrale di Flumeri, presentato al ministero dell'ambiente nel 2001, è stata eseguita dalla società ARTES s.r.l. un'analisi di rischio finalizzata ad evidenziare e studiare gli eventuali incidenti che potrebbero accadere durante la vita dell'impianto.

In tale analisi sono state valutate le curve di danno degli eventi incidentali più critici in termini di conseguenze per l'ambiente, per il personale di impianto e per la popolazione residente in prossimità del sito. Tra tali eventi sono stati analizzati anche quelli che si potrebbero sviluppare da un malfunzionamento delle opere di adduzione e decompressione del gas naturale, di movimentazione interna dei combustibili e raffreddamento ad idrogeno del turboalternatore.

Di seguito si riporta una sintesi della suddetta analisi di rischio.

4.8.2

Risultati dell' Analisi di Rischio

Il documento è composto da due parti principali, la prima orientata ad identificare i malfunzionamenti, errori operativi ed eventi esterni in grado di causare incidenti in centrale, la seconda finalizzata a studiare nel dettaglio gli incidenti più critici per frequenza di accadimento o gravità delle conseguenze. L'obiettivo finale è stato quello di individuare l'impatto sugli operatori, sulla popolazione circostante e sull'ambiente che potrebbe realizzarsi in caso di anomalie nel funzionamento dell'impianto (guasti, errori operativi, errori di manutenzione, eventi incidentali esterni).

L'analisi è stata articolata nelle seguenti fasi:

- Identificazione dei pericoli presenti sul sito;
- Selezione dei pericoli più critici e definizione degli eventi iniziatori di incidente;
- Analisi delle sequenze incidentali che possono derivare dagli eventi iniziatori selezionati;
- Valutazione del rischio.

Nella tabella successiva si riportano gli eventi iniziatori che sono stati analizzati nello studio con l'indicazione dei relativi scenari incidentali cui potrebbero dar luogo.

Tabella 4.8.2a *Eventi Iniziatori Analizzati e Relativi Scenari Incidentali*

ID	Evento Iniziatore	Scenari Incidentali
EIR 1A	Rottura della tubazione principale di alimentazione gas naturale	La rottura della tubazione principale di gas naturale a 75 bar, comporta l'emissione in atmosfera, quindi in uno spazio non confinato, di un quantitativo variabile di gas naturale. La quantità rilasciata varia a seconda dei tempi di intervento dei sistemi protettivi: 20" per l'intervento della valvola di blocco automatica; 2 minuti per l'attivazione manuale delle valvole. Data l'elevata pressione del gas, si ipotizza che un tranciamento della tubazione (assai remoto dato l'interramento della stessa) comporti lo scalzamento del terreno sovrastante, in conseguenza, un innesco immediato del gas produrrà un jetfire, viceversa (come nel caso di foratura della tubazione) in caso di innesco ritardato si avrà una nube di gas leggero che potrà evolvere successivamente in UVCE (Unconfined Vapour Cloud Explosion).
EIR 1B	Rottura della tubazione di alimentazione gas naturale alla turbina, all'esterno del locale turbogas	La rottura della tubazione di gas naturale a 30 bar, comporta l'emissione in atmosfera, quindi in uno spazio non confinato, di un quantitativo variabile di gas naturale. La quantità rilasciata varia a seconda dei tempi di intervento dei sistemi protettivi: 20" per l'intervento della valvola di blocco automatica; 2 minuti per l'attivazione manuale delle valvole. La rottura/foratura della tubazione produrrà un jetfire. In caso di innesco ritardato si avrà una nube di gas leggero che potrà evolvere successivamente in UVCE (Unconfined Vapour Cloud Explosion) in presenza di ostacoli.
EIR 1C	Rottura della tubazione di alimentazione gas naturale alla turbina a gas all'interno del locale turbogas	La rottura della tubazione di alimentazione del gas naturale alla turbina (30 bar), comporta l'emissione all'interno del locale turbogas, quindi in uno spazio confinato, di un quantitativo variabile di gas naturale. Si considera in questo caso il tratto di tubazione fuori terra, lungo circa 20 m, che attraversa la sala turbogas, considerando anche la presenza di una valvola di blocco posta immediatamente all'esterno del locale. La quantità rilasciata varia a seconda dei tempi di intervento dei sistemi protettivi: 20" per l'intervento della valvola di blocco automatica; 2 minuti per l'attivazione manuale delle valvole. In caso di innesco immediato del gas produrrà un jetfire; in caso di innesco ritardato si avrà una nube di gas leggero che potrà evolvere successivamente in CVCE (Confined Vapour Cloud Explosion). All'interno del locale sono installati appositi sensori che in caso di intervento al di sotto del limite di esplosività (soglie di allarme intervengono con la fermata dell'impianto e continua l'areazione dei locali
EIR 2	Rottura della tubazione di adduzione del vapore alla turbina	In conseguenza della rottura della tubazione per il trasferimento del vapore surriscaldato dalla caldaia a recupero verso l'espansione in turbina a vapore, si produce un getto di vapore surriscaldato ad alta pressione. Per effettuare una stima conservativa dello scenario incidentale si ipotizza che la rottura avvenga sulla tubazione che trasporta il vapore per la sezione di alta pressione della turbina. Si esclude che l'evento possa estendere i suoi effetti al di fuori dell'area di impianto.
EIR 3	Perdita di idrogeno per il raffreddamento dell'alternatore dalle tenute del cassone	L'H ₂ , a 3-4 bar, è contenuto in un cassone che circonda l'alternatore. Questo cassone può essere depressurizzato in casi di emergenza. Poiché lo stoccaggio dell'idrogeno avviene in condizioni di sicurezza e in locali interrati in cemento e poiché le tubazioni di distribuzione dell'idrogeno sono di piccole dimensioni, lo scenario che si ritiene più significativo è la perdita di idrogeno dalle tenute. In caso di innesco immediato del gas si genererà un jetfire; in caso di innesco ritardato si avrà una nube di gas leggero che potrà evolvere successivamente in CVCE (Confined Vapour Cloud Explosion). Anche qui sono installati sensori di fughe di idrogeno .
EIR 4	Rilascio di olio del trasformatore gruppo turbogas	Si è ritenuto particolarmente significativo il rilascio di olio dal trasformatore del gruppo turbogas, per la quantità di olio presente, pari a 60m ³ . Alla base del trasformatore è presente una vasca di contenimento in cemento in grado di contenere l'intero quantitativo di olio presente. In caso di innesco si avrà un incendio da pozza.

ID	Evento Iniziatore	Scenari Incidentali
EIR 5	Rottura della manichetta durante l'alimentazione dei serbatoi di HCl	<p>I serbatoi di stoccaggio per l'acido cloridrico saranno realizzati in vetroresina o acciaio inox e posizionati su vasche in cemento armato in grado di trattenere tutto il contenuto dei serbatoi stessi. Le tubazioni di convogliamento in PVC saranno di tipo a doppia parete oppure saranno poste in cunicoli segregati: in ragione di questi accorgimenti previsti e in base ai risultati dell'analisi storica che segnalano diversi casi di incidente in fase di carico-scarico, si è scelto come evento iniziatore di riferimento un rilascio di HCl durante l'approvvigionamento.</p> <p>In caso di errore nella connessione della manichetta si può prevedere uno sversamento di HCl che evaporerebbe producendo una nube acida.</p> <p>L'area dove sono presenti i bocchelli di carico è impermeabilizzata e provvista di opportune cordolature e griglie che permettono il convogliamento nella vasca di neutralizzazione scollegata dalla rete fognaria la quale confluisce nella vasca di raccolta acque reflue industriali che viene svuotata tramite autobotte.</p>

Per gli scenari Incidentali riportati nella precedente tabella sono state stimate le frequenze di accadimento nonché le curve di danno ad essi associati. I risultati vengono riepilogati nella *Tabella 4.8.2b*.

Tabella 4.8.2b Frequenze e Curve di Danno degli Scenari Incidentali Analizzati

Evento Iniziatore	Scenario Incidentale	FREQ. (ev./anno)	Curve di Danno														
EIR 1A	Jet-fire dovuto all'innesco di un getto di metano che fuoriesce da una fessura formatasi nella tubazione che lavora a 75 bar, nel caso di mancato intervento dei sistemi di intercettazione della linea sia automatici che manuali. Sono state considerate tre ipotesi di fessurazione: 10% del diametro, 50% del diametro, 100% del diametro. Le conseguenze sono state stimate per una velocità del vento di 2 m/s. I risultati, in termini di distanza a cui si ha un flusso termico di 12.5 kW/m ² (livello di radiazione per cui si ha un'elevata letalità) sono riportati nella colonna "Curve di Danno". Si è considerata un'inclinazione del getto di circa 20° sull'orizzontale per tenere conto del fatto che le tubazioni sono interrate.	4.33 E-8	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Diametro fessura [m] (% del diametro della pipeline)</th> <th>Distanza a cui si ha un flusso termico di 12.5 kW/m²</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.04064 (10% D)</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>0.2032 (50% D)</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>0.4064 (100% D)</td> <td>156</td> </tr> </tbody> </table>		Diametro fessura [m] (% del diametro della pipeline)	Distanza a cui si ha un flusso termico di 12.5 kW/m ²	0.04064 (10% D)	6	0.2032 (50% D)	60	0.4064 (100% D)	156					
Diametro fessura [m] (% del diametro della pipeline)	Distanza a cui si ha un flusso termico di 12.5 kW/m ²																
0.04064 (10% D)	6																
0.2032 (50% D)	60																
0.4064 (100% D)	156																
EIR 1A	Nel caso in cui il getto non si innescasse immediatamente si avrebbe la dispersione della nube di gas naturale fuoriuscito, che, se innescata, genererebbe un UVCE (Unconfined Vapour Cloud Explosion). Ipotizzando tre differenti gradi di fessurazione della tubazione, si esaminano due possibili scenari: l'intervento della valvola di blocco dopo 20" e l'intervento dell'operatore dopo 2 minuti. L'analisi è stata condotta assumendo la classe di stabilità atmosferica F, che pur non essendo la classe prevalente, è tuttavia quella che fornisce i risultati più cautelativi	Blocco dopo 20": 5.32 E-6 Blocco dopo 2': 1.35 E-9	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tempo di Blocco [s]</th> <th>Tipo di rottura [% diametro]</th> <th>Distanza a cui si ha una Δp di 0.3 bar [m]</th> <th>Distanza a cui si ha una Δp di 0.14 bar [m]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>20</td> <td>10% 50% 100%</td> <td>30</td> <td>48</td> </tr> <tr> <td>120</td> <td>10% 50% 100%</td> <td>53</td> <td>85</td> </tr> </tbody> </table>	Tempo di Blocco [s]	Tipo di rottura [% diametro]	Distanza a cui si ha una Δp di 0.3 bar [m]	Distanza a cui si ha una Δp di 0.14 bar [m]	20	10% 50% 100%	30	48	120	10% 50% 100%	53	85		
Tempo di Blocco [s]	Tipo di rottura [% diametro]	Distanza a cui si ha una Δp di 0.3 bar [m]	Distanza a cui si ha una Δp di 0.14 bar [m]														
20	10% 50% 100%	30	48														
120	10% 50% 100%	53	85														
EIR 1B	Jet-fire dovuto all'innesco di un getto di metano che fuoriesce da una fessura formatasi nella tubazione che lavora a 30 bar. Si sono esaminati i casi relativi ad una rottura della tubazione pari al 10, 50 e 100% del diametro del condotto e al blocco per intervento dell'operatore, dopo due minuti, in quanto più conservativo rispetto all'intervento della valvola automatica dopo 20". Si è considerata una velocità del vento di 2 m/s (velocità prevalente per la classe atmosferica F)	1.75 E-6	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Diametro fessura [m] (% del diametro della pipeline)</th> <th>Distanza a cui si ha un flusso termico di 12.5 kW/m²</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.0254 (10% D)</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>0.127 (50% D)</td> <td>22</td> </tr> <tr> <td>0.254 (100% D)</td> <td>59</td> </tr> </tbody> </table>		Diametro fessura [m] (% del diametro della pipeline)	Distanza a cui si ha un flusso termico di 12.5 kW/m ²	0.0254 (10% D)	5	0.127 (50% D)	22	0.254 (100% D)	59					
Diametro fessura [m] (% del diametro della pipeline)	Distanza a cui si ha un flusso termico di 12.5 kW/m ²																
0.0254 (10% D)	5																
0.127 (50% D)	22																
0.254 (100% D)	59																
EIR 1C	jet-fire dovuto all'innesco di un getto di metano che fuoriesce da una fessura formatasi nella tubazione da 10", che lavora a 30 bar, nel caso di mancato intervento dei sistemi di	3.60 E-7															

	<p>intercettazione della linea sia automatici che manuali. Sono state considerate tre ipotesi di fessurazione: 10% del diametro, 50% del diametro, 100% del diametro. Si è considerata una velocità del vento di 1 m/s (lo scenario avviene all'interno del locale turbogas)</p>		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Diametro fessura [m] (% del diametro della pipeline)</th> <th>Lunghezza max jet-fire [m] (1)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.0254 (10% D)</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>0.127 (50% D)</td> <td>56</td> </tr> <tr> <td>0.254 (100% D)</td> <td>125</td> </tr> </tbody> </table> <p>(1) Essendo all'interno del locale turbogas la lunghezza del jetfire varia in funzione degli ostacoli che trova lungo la sua traiettoria</p>	Diametro fessura [m] (% del diametro della pipeline)	Lunghezza max jet-fire [m] (1)	0.0254 (10% D)	15	0.127 (50% D)	56	0.254 (100% D)	125									
Diametro fessura [m] (% del diametro della pipeline)	Lunghezza max jet-fire [m] (1)																			
0.0254 (10% D)	15																			
0.127 (50% D)	56																			
0.254 (100% D)	125																			
<p>EIR 1C</p>	<p>Nel caso in cui il getto non si innescasse immediatamente si avrebbe la dispersione della nube di gas naturale fuoriuscito, che, se innescata, genererebbe un CVCE (Confined Vapour Cloud Explosion) all'interno del locale turbogas. Sono stati ipotizzando tre diversi gradi di fessurazione della tubazione. L'analisi è stata condotta assumendo cautelativamente la classe di stabilità atmosferica D (atmosfera neutra), velocità dell'aria di 1 m/s, e considerando tempi diversi dall'inizio del rilascio, al fine di valutare le conseguenze dell'esplosione all'interno del locale.</p>	<p>2.34 E-10</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tempo dall'inizio della perdita [s]</th> <th>Tipo di fessurazione [% del diametro della tubazione]</th> <th>Sovrapressione e di picco a 10 m dal centro nube [bar]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">30</td> <td>10%</td> <td>0.85</td> </tr> <tr> <td>50%</td> <td>0.37</td> </tr> <tr> <td>100%</td> <td>--</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">60</td> <td>10%</td> <td>0.92</td> </tr> <tr> <td>50%</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>100%</td> <td>--</td> </tr> </tbody> </table>	Tempo dall'inizio della perdita [s]	Tipo di fessurazione [% del diametro della tubazione]	Sovrapressione e di picco a 10 m dal centro nube [bar]	30	10%	0.85	50%	0.37	100%	--	60	10%	0.92	50%	1	100%	--
Tempo dall'inizio della perdita [s]	Tipo di fessurazione [% del diametro della tubazione]	Sovrapressione e di picco a 10 m dal centro nube [bar]																		
30	10%	0.85																		
	50%	0.37																		
	100%	--																		
60	10%	0.92																		
	50%	1																		
	100%	--																		
<p>EIR 2</p>	<p>getto di vapore surriscaldato ad alta pressione. Per effettuare una stima conservativa dello scenario incidentale si ipotizza che la rottura avvenga sulla tubazione che trasporta il vapore per la sezione di alta pressione della turbina. Nel caso specifico di un rilascio di vapore si è adottato il modello TNO per turbulent free jet. Si ipotizza una rottura di diametro 10 cm; si considera il vapore ad una temperatura di 300°C ed alla pressione di 175 bar.</p>	<p>5.71 E-5</p>	<p>La distanza massima dal punto di rilascio a cui si raggiungono temperature in grado di fornire danni gravi alle persone presenti è pari a 8.4 metri</p>																	
<p>EIR 3</p>	<p>Jet fire di idrogeno all'interno del locale TG. La simulazione è stata condotta ipotizzando una fuga di idrogeno attraverso una fessura di 10 cm di lunghezza, ad un'altezza dal pavimento di 1,5 m, e per un tempo necessario allo svuotamento completo del cassone (circa 100 s).</p>	<p>3.3 E-4</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Lunghezza del getto [m]</th> <th>Flusso di calore sulla superficie della fiamma [kW/m²]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8</td> <td>128</td> </tr> </tbody> </table>	Lunghezza del getto [m]	Flusso di calore sulla superficie della fiamma [kW/m ²]	8	128													
Lunghezza del getto [m]	Flusso di calore sulla superficie della fiamma [kW/m ²]																			
8	128																			
<p>EIR 3</p>	<p>Nel caso in cui il getto non si innescasse, si produrrebbe una nube di idrogeno all'interno del</p>	<p>1.97 E-12</p>	<p>Sovrapressione di picco a 10 m dal centro della nube: 0,8 bar</p>																	

	locale, che potrebbe eventualmente innescarsi, dando luogo ad un'esplosione confinata all'interno del locale TG																	
EIR 4	<p>Incendio da pozza dell'olio del trasformatore. La simulazione è stata effettuata utilizzando come sostanza di riferimento il gasolio (per il quale si disponeva della modellistica di simulazione), molto più volatile e facilmente infiammabile dell'olio. I risultati ottenuti sono quindi decisamente più critici di quanto non sia la situazione reale.</p> <p>Sono stati considerati due casi differenti: rilascio del 10% e rilascio del 50% del quantitativo di olio contenuto nel trasformatore. Come superficie della pozza si è utilizzato il valore di 31.5 m2 (superficie di base del trasformatore). Sotto il trasformatore è prevista una vasca trappola con sassi tagliafiamma</p>	2.33 E-5	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tipo di rilascio [% sul totale]</th> <th>Distanza a cui si ha un flusso termico di 12,5 kW/m² [m]</th> <th>Distanza a cui si ha un flusso termico di 7 kW/m² [m]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10%</td> <td>8</td> <td>11,5</td> </tr> <tr> <td>50%</td> <td>8</td> <td>11,5</td> </tr> </tbody> </table>	Tipo di rilascio [% sul totale]	Distanza a cui si ha un flusso termico di 12,5 kW/m ² [m]	Distanza a cui si ha un flusso termico di 7 kW/m ² [m]	10%	8	11,5	50%	8	11,5						
Tipo di rilascio [% sul totale]	Distanza a cui si ha un flusso termico di 12,5 kW/m ² [m]	Distanza a cui si ha un flusso termico di 7 kW/m ² [m]																
10%	8	11,5																
50%	8	11,5																
EIR 5	<p>Dispersione nube HCl. Per quanto riguarda la formazione della nube, la simulazione è stata condotta per le due classi di stabilità atmosferica usuali: D (atmosfera neutra) ed F (atmosfera stabile), con il fine di valutare a quale distanza dallo scarico si raggiunga la concentrazione IDLH, Immediatly Dangerous to Life and Health, che è considerata dalla normativa italiana quale soglia per i danni fisici irreversibili.</p>	3.4 E-4	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Quantità rilasciata [kg]</th> <th>Classe di stabilità</th> <th>IDLH [m]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>100</td> <td>D</td> <td>--</td> </tr> <tr> <td>1000</td> <td>D</td> <td>--</td> </tr> <tr> <td>100</td> <td>F</td> <td>--</td> </tr> <tr> <td>1000</td> <td>F</td> <td>60</td> </tr> </tbody> </table>	Quantità rilasciata [kg]	Classe di stabilità	IDLH [m]	100	D	--	1000	D	--	100	F	--	1000	F	60
Quantità rilasciata [kg]	Classe di stabilità	IDLH [m]																
100	D	--																
1000	D	--																
100	F	--																
1000	F	60																

Si conclude osservando che gli scenari analizzati rientrano nelle casistiche e nei criteri normalmente seguiti dai Comitati Tecnici Regionali e dai Vigili del Fuoco che li fanno definire a rischio accettabile: si nota inoltre che non creano preoccupazione in termini di "Impatto Ambientale". Gli eventi che emergono dall'analisi come più gravosi sono dovuti all'eventuale rilascio di gas naturale all'esterno delle strutture, dalle tubazioni a 75 e a 30 bar, dando luogo a jet-fire e a UVCE. Il rischio associato a tali eventi risulta comunque limitato a poche decine di metri per entrambe le linee di metano e comunque circoscritto.

4.8.3

Sversamento dei Reflui Liquidi non Trattati

Si richiede di considerare tra i potenziali incidenti dell'impianto lo sversamento dei reflui liquidi non trattati (sia come rifiuti che come reflui destinati al depuratore ASI) con riferimento a bacini di contenimento e aree di travaso.

I reflui liquidi dell'impianto consistono in:

- acque industriali;
- acque oleose;
- acque meteoriche;
- acque biologiche.

Le acque industriali recuperabili (condense del ciclo termico, blow down della caldaia) sono inviate, previo raffreddamento se necessario, alla vasca acqua industriale/antincendio e da qui reintegrate nel ciclo termico.

Le acque industriali non recuperabili (eluati neutralizzati dell'impianto di demineralizzazione, acque di lavaggio di aree di stoccaggio chemicals) sono raccolte ed inviate, tramite la rete acque industriali, nella vasca di raccolta acque reflue industriali e trasportate mediante autobotte a smaltitore autorizzato.

Le acque di lavaggio turbogas vengono raccolte in apposita vasca e smaltite mediante autobotte come rifiuto.

Gli scarichi oleosi, raccolti dalla rete acque oleose, vengono inviati alla vasca di raccolta acque oleose dove, per mezzo di pompe di trasferimento, vengono inviate al disoleatore. Le acque depurate dalla frazione oleosa vengono reimmesse nella rete acque meteoriche di stabilimento, previo controllo dei parametri analitici, ed inviate allo scarico in corpo idrico superficiale (punto di scarico S1).

Le acque di prima pioggia, ovvero i primi 5 mm di acqua piovana, vengono convogliate tramite la rete di raccolta acque meteoriche ed inviate alla vasca di trattamento acque oleose.

Le acque piovane provenienti dalle aree non contaminate da olio o quelle raccolte dopo circa quindici minuti dall'inizio dell'evento vengono raccolte direttamente dalla rete di raccolta meteoriche ed inviate direttamente al fiume al fiume Ufita (scarico S1).

Lo sversamento di reflui contaminati non trattati potrebbe avvenire in seguito al verificarsi dei seguenti eventi:

- perdita da tubazioni delle reti fognarie;
- perdita dalle vasche di stoccaggio (vasca di raccolta acque oleose, vasca di raccolta acque reflue industriali)
- perdita dalla manichetta durante le operazioni di carico dell'olio nell'autobotte dalla vasca di raccolta acque oleose ;
- perdita dalla manichetta durante le operazioni di carico delle acque reflue industriali nell'autobotte dalla vasca di raccolta acque oleose.

Dato che:

- le tubazioni delle reti fognarie sono interrato e quindi al riparo da collisioni che potrebbero determinare una loro rottura. Inoltre è previsto ogni 5 anni un'indagine con sonda munita di telecamera per verificare lo stato delle tubazioni;
- le vasche di stoccaggio reflui sono esterne alle aree dove possono avvenire sollevamento di carichi pesanti e l'accesso di autogrù e vengono ispezionate con frequenza annuale ;
- le operazioni di carico delle autobotti avvengono in presenza di operatore specializzato in area impermeabilizzata, cordolata e munita di griglie di raccolta che convogliano eventuali sversamenti in fogna;

si può ritenere che il rischio di contaminazione del suolo per sversamento di reflui liquidi non trattati sia un evento improbabile.

Inoltre dato che tutti i serbatoi di chemicals sono dotati di bacino di contenimento e che le aree dove avvengono le operazioni di scarico dei chemicals sono impermeabilizzate e provvista di opportune cordolature e griglie che permettono il convogliamento nella rete acque industriali dell'impianto nelle vasche degli eluati al demi o in appositi serbatoi, si può anche in questo caso ritenere che il rischio di contaminazione del suolo per sversamento di chemicals sia un evento improbabile. I bacini di contenimento dei chemicals verranno controllati visivamente durante le operazioni di manutenzione di routine da operatori specializzati al fine di verificare la loro integrità.

4.8.4

Azioni di Controllo della Rete Fognaria

Si richiede di specificare quali azioni di controllo della rete fognaria sono previste al fine di evitare sversamenti incidentali di acque non ancora trattate.

Come già anticipato al precedente paragrafo è previsto ogni 5 anni un'indagine con sonda munita di telecamera per verificare lo stato delle tubazioni della rete fognaria al fine di verificare lo stato delle tubazioni interrate.

4.8.5

Interventi Tecnici e Gestionali per Prevenire che l'Acqua di Spegnimento in Caso di Incendio Possa Venire Inquinata da Sostanze Ritenute Pericolose

Infine si chiede di descrivere quali interventi tecnici e gestionali si intendono adottare nelle sezioni della Centrale dove, in caso di incendio, l'acqua di spegnimento potrebbe venire inquinata da sostanze ritenute pericolose.

Verranno predisposte apposite procedure, quale il Piano di Emergenza e Norme di Reparto, per fronteggiare eventuali eventi accidentali tra cui, in caso di incendio, la fermata degli scarichi della centrale al fine di contenere eventuali contaminazioni verso l'esterno (scarico S1 che S2).

Sarà effettuata inoltre formazione del personale di centrale su interventi di emergenza ambientale, lotta antincendio e primo soccorso con prove pratiche annuali.

Tra le varie aspetti tecnici si è tenuto conto dei seguenti:

- i trasformatori saranno dotati di apposita vasca trappola in grado di contenere tutto l'olio presente nei trasformatori e di separare l'acqua dall'olio. In caso di incendio l'acqua passa attraverso la vasca trappola per poi essere inviata al vasca ove è installato il disoleatore;
- installazione di disoleatore;
- dimensionamento vasche di stoccaggio.

4.9

ANALISI DI RISCHIO – CAMPI ELETTROMAGNETICI. ALLEGATO D11

Richiesta del MATTM:” Si richiede di specificare le situazioni di input-output energetico di elettricità tramite elettrodotto con riferimento alla soluzione aerea con fasce di rispetto e relativi campi elettromagnetici [..]”.

Si rimanda a quanto già riportato al *Paragrafo 3.6.*

5 *RISPOSTA AI CHIARIMENTI RICHIESTI PER LA SCHEDA E*

5.1 *MODALITÀ DI GESTIONE DEGLI ASPETTI AMBIENTALI – SCHEDA E3*

Richiesta del MATTM:” Si richiede di definire se è previsto un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) ivi compreso un Sistema di Gestione Energetica”.

Come dichiarato negli Allegati D10-D15 alla Domanda di AIA, di cui nel presente documento si è riportato un approfondimento delle informazioni, Edison Spa implementerà un Sistema di Gestione Ambientale che conterrà al suo interno specifiche procedure per la gestione ottimale degli aspetti energetici (si veda per dettagli Paragrafo 4.7).

5.2 *PIANO DI MONITORAGGIO – SCHEDA E4*

Richiesta del MATTM:” Si richiede di presentare una proposta di Piano di Monitoraggio e controllo riportando schematicamente tutti gli elementi costitutivi pertinenti, sulla base delle Linee Guida predisposte dall’ ex APAT [...]. ”.

Il Piano di Monitoraggio è integralmente riportato in *Allegato 5A*.

6 ULTERIORI INFORMAZIONI

6.1 VALUTAZIONE DELLA SIGNIFICATIVITÀ DEGLI INQUINANTI- VALUTAZIONE EXTRA MODULISTICA

Richiesta del MATTM:” Il Decreto Legislativo n.59/2005 nell’ allegato III prescrive l’obbligatorietà di tener conto di una lista di sostanze definite principali; il gestore deve pertanto esplicitamente dichiarare se le sostanze inquinanti dell’allegato III sono pertinenti o meno [...]”.

L’analisi della pertinenza o meno, per la Centrale di Flumeri, delle sostanze riportate in Allegato III al D.lg. 59/05, in quanto ritenute “significative” è’ già stata effettuata nella **domanda di AIA, Allegato B24**, a cui si rimanda per ulteriori dettagli.

6.2 STIMA E VALUTAZIONE DELLE EMISSIONI DI POLVERI

Richiesta del MATTM:” Fornire una stima sulle emissioni polveri con particolare riferimento alle frazioni PM10 e PM2,5. ”.

Una discussione ampia sulla stima delle emissioni di particolato fine da Centrali a Ciclo Combinato alimentate a gas è riportata in *Allegato 6A*. In sintesi si può ormai affermare con certezza che le moderne centrali a turbogas emettano tracce assolutamente trascurabili di particolato primario e di SO₂, e, emettendo quantità ridotte di NO_x contribuiscono in misura modestissima all’incremento anche di particolato secondario che, come illustrato in *Allegato 6A*, rappresenta un fenomeno legato alla generale qualità dell’aria e non ad emissioni specifiche e puntuali.

Come discusso in allegato le concentrazioni di particolato primario nei fumi della combustione di Centrali a Gas a ciclo combinato risultano attorno a 100 µg/Nm³ e comunque sempre inferiori a 1 mg/Nm³. Tali polveri sono costituite prevalentemente da PM 2.5