

INDICE

| | | |
|------------|---|-----------|
| 1. | INTRODUZIONE | 3 |
| 2. | STATO DEL SITO ED IDENTIFICAZIONE DEL PROGETTO..... | 6 |
| 3. | PRINCIPALI ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE..... | 10 |
| 4. | MATERIE PRIME ED AUSILIARIE SOSTANZE ED ENERGIE USATE O PRODOTTE DALL'IMPIANTO | 12 |
| 5. | CARATTERIZZAZIONE DELLE EMISSIONI DELL'IMPIANTO IN OGNI SETTORE AMBIENTALE ED IDENTIFICAZIONE DEGLI EFFETTI SIGNIFICATIVI SULL'AMBIENTE..... | 14 |
| 5.1 | EMISSIONI ATMOSFERICHE..... | 17 |
| 5.2 | SCARICHI LIQUIDI..... | 19 |
| 5.3 | RUMORE..... | 21 |
| 5.4 | CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI | 23 |
| 6. | TECNOLOGIA UTILIZZATA E LE ALTRE TECNICHE IN USO PER PREVENIRE LE EMISSIONI DELL'IMPIANTO O PER RIDURLE | 24 |
| 7. | MISURE DI PREVENZIONE E RECUPERO DEI RIFIUTI PRODOTTI DALL'IMPIANTO..... | 27 |
| 8. | MISURE PREVISTE PER CONTROLLARE LE EMISSIONI NELL'AMBIENTE | 29 |
| 9. | PREVENZIONE E CONTENIMENTO DI POSSIBILI ANOMALIE E MALFUNZIONAMENTI DI RILEVANZA AMBIENTALE | 31 |
| 9.1 | PREVENZIONE INCENDI..... | 31 |
| 9.2 | SCENARIO INCIDENTALE E VALUTAZIONE DEI RISCHI CONSEGUENTI SULL'ESTERNO ... | 32 |
| 9.3 | GESTIONE DEL RISCHIO RESIDUO | 34 |
| 10. | DISMISSIONI E RIPRISTINO | 36 |

1. INTRODUZIONE

Oggetto della presente domanda di autorizzazione integrata ambientale riguarda il progetto di una Centrale a Ciclo Combinato da 370 MWe. Vi è riportata la descrizione delle caratteristiche della centrale, con particolare riferimento agli aspetti di protezione e salvaguardia dell'ambiente e lo studio dei suoi effetti sulle componenti ambientali interessate.

La centrale sarà ubicata nel comune di San Severino Marche, in provincia di Macerata, nella vallata del fiume Potenza in prossimità del confine con il comune di Treia, Tolentino e Pollenza.

Il progetto prevede la realizzazione di un gruppo a ciclo combinato costituito, rispettivamente, da una turbina a gas, da una turbina a vapore, da un generatore di vapore a recupero e da un alternatore. Nel generatore di vapore a recupero i gas ancora caldi, in uscita dalla turbina a gas, provvederanno alla generazione di vapore per l'alimentazione della omonima turbina.

L'impianto sarà alimentato esclusivamente a gas naturale derivato dalla Rete Nazionale dei Gasdotti.

Il consumo previsto di gas naturale, al carico nominale, sarà di circa 70.000 Nm³/h con un rendimento netto di circa il 56 %.

L'impianto sarà inoltre predisposto per la cogenerazione di vapore e/o acqua calda da fornire ad utenze industriali, agricole (serre), etc., con notevoli benefici economico – ambientali per tutta l'area interessa.

Il collegamento elettrico della centrale alla Rete Nazionale di Trasmissione in Altissima Tensione a 380 kV avverrà tramite un collegamento di raccordo in antenna con la linea Candia – Rosara distante circa 2,5 km dal sito. In adiacenza alla centrale verrà realizzata una stazione elettrica di collegamento, in configurazione “entra – esce”, alla linea a 380 kV.

L'elettrodotto che collegherà la stazione di centrale alla linea a 380 kV sarà realizzato tramite due linee aeree in semplice terna.

L'alimentazione del combustibile, gas naturale, sarà assicurata mediante l' allacciamento alla Rete Nazionale dei Gasdotti (SNAM) tramite una derivazione dalla linea Foligno – Recanati che transita in adiacenza all'area d'impianto.

Motivazioni del progetto

Il progetto si inquadra nel nuovo scenario energetico nazionale che prevede:

- la graduale liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, iniziata nel febbraio 1999 a seguito dell'approvazione del decreto legislativo 79/99, noto come Decreto Bersani, che ha segnato la fine del monopolio ENEL e l'ingresso dei nuovi "Soggetti Produttori";
- il raggiungimento degli obiettivi del protocollo di Kyoto sulla riduzione dell'immissione di CO₂ in atmosfera. L'impianto previsto immette in atmosfera, per ogni kWh prodotto, la metà della CO₂ mediamente immessa per kWh dal sistema termoelettrico esistente;
- la riduzione delle emissioni degli Ossidi di Azoto e l'annullamento di quelle degli Ossidi di Zolfo e delle Polveri;
- l'adozione di misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per la semplificazione delle procedure di autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica;
- Per quanto riguarda il primo punto, oltre all'apertura del mercato interno dell'energia elettrica, il decreto è finalizzato anche all'incremento dell'efficienza della generazione, della trasmissione e distribuzione, ed al rafforzamento della sicurezza dell'approvvigionamento e della protezione dell'ambiente.

Relativamente alla riduzione delle emissioni di CO₂ dal settore energetico, l'Italia, firmataria del protocollo di Kyoto, è impegnata a ridurre tali emissioni, complessivamente, di circa 4 – 5 milioni di tonnellate all'anno, con interventi volti ad aumentare il rendimento medio del parco esistente.

L'incremento del rendimento dovrebbe essere realizzato anche mediante dismissioni di centrali esistenti e loro sostituzione con centrali a ciclo combinato.

Si ritiene che la centrale a ciclo combinato di San Severino Marche sia in linea con gli indirizzi di politica energetica nazionale richiamati.

Grazie ai notevoli progressi realizzati con le nuove tecnologie (applicate ai sistemi di combustione delle turbine a gas) per la riduzione delle emissioni degli Ossidi di Azoto, le centrali a ciclo combinato sono, tra le centrali termoelettriche, quelle dalle emissioni più ridotte. A parità di energia prodotta le emissioni sono inferiori alla metà di quelle di una centrale termoelettrica tradizionale, di recente costruzione, di pari potenza ed in linea con la vigente normativa.

Le emissioni di Ossidi di Zolfo e polveri sono praticamente nulle, a fronte di emissioni, rispettivamente, di alcune migliaia di tonnellate (circa 3) e alcune centinaia di tonnellate (circa 4) per una centrale tradizionale recente.

Tra le aree della regione Marche prese in considerazione, quelle in provincia di Macerata ed in particolare l'area di San Severino Marche, sono risultate le più idonee ad ospitare la centrale in progetto.

La scelta dell'ubicazione del sito è motivata da:

- la considerazione di prossimità sia alla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica (RTN) che alla rete nazionale del gas (SRG). In particolare il sito prescelto è attraversato dalla condotta del metanodotto nazionale ed è molto prossimo (circa 2,5 km) alla RTN. Ciò elimina la necessità di costruire nuovi elettrodotti o gasdotti. Verrà solo realizzato un modesto collegamento aereo, lungo circa 2,5 Km, alla linea elettrica RTN a 380 KV. Tale linea possiede una grande capacità di trasporto e un basso coefficiente di carico che consente di rendere disponibile ovunque l'energia prodotta.
- la scarsità di impianti di produzione locali ed il conseguente deficit energetico della regione Marche e della provincia di Macerata in particolare. L'impianto proposto consente quindi di mitigare, riducendola di oltre il 50%, "l'importazione" energetica delle Marche dalle altre Regioni con riscontri molto positivi anche nell'ambito delle possibili congestioni elettriche future del Centro Italia;
- la convenienza, in base a quanto esposto ai punti precedenti, per i clienti idonei ed in particolare per le industrie presenti nell'area (e per quelle di futuro insediamento) di stipulare contratti di fornitura a costi inferiori agli attuali;
- l'opportunità di incrementare l'occupazione industriale nella zona, tramite il contributo che la costruzione e l'esercizio della centrale potranno dare in modo diretto ed indiretto
- la localizzazione in un'area industrialmente poco congestionata ed a maggiore "ricettività ambientale" del territorio della Regione Marche. Si osserva in proposito che il sito prescelto si trova in una zona caratterizzata da alcuni insediamenti di tipo preindustriale, principalmente cave, nel cui contesto l'impianto proposto si colloca senza eccessivo impatto ambientale.

2. STATO DEL SITO ED IDENTIFICAZIONE DEL PROGETTO

La centrale sarà ubicata nel comune di San Severino Marche, in provincia di Macerata, nella vallata del fiume Potenza.

Le zone adiacenti all'area sono utilizzate prevalentemente per fini agricoli; data la natura del terreno ed una buona disponibilità di acqua vi sono praticate anche colture irrigue di tipo intensivo. I centri abitati prossimi al sito sono: San Severino Marche, Pollenza, Tolentino e Treia.

L'area è situata alla quota di circa 177 m. sul livello del mare.

Il sistema dei trasporti e delle comunicazioni dell'area in esame va considerato in un più vasto ambito territoriale nel quale si inquadra il suo sistema economico e sociale.

Il sistema delle comunicazioni è di ottimo livello e ben integrato con quello regionale e nazionale, tra le principali vie di comunicazione vi sono:

- La Strada Statale 361 che passa a fianco al sito e percorre la valle del fiume Potenza da Castelraimondo a Macerata;
- la Strada Statale n° 77 che parte da Foligno e transita per Camerino, Tolentino, Macerata e Loreto;
- la Superstrada Tolentino Civitanova Marche; ecc.

Alle vie di comunicazione sopraindicate, si sovrappongono una serie di strade che formano un reticolo abbastanza regolare in tutta la zona. L'accessibilità al territorio è inoltre garantita da una fitta rete di strade provinciali e comunali.

Il sistema della rete ferroviaria permette buoni collegamenti locali attraverso la linea Fabriano, Tolentino, Macerata, Civitanova Marche. Mentre quelli su grandi distanze sono assicurati dalle linee Orte - Ancona e Bologna - Bari, collegate entrambe con la prima.

I collegamenti aerei per gli spostamenti a lunga distanza sono offerti dall'Aeroporto Raffaello Sanzio di Ancona Falconara, che dista circa 80 km dall'area della centrale.

La regione Marche è compresa tra le latitudini 43° 57' e 42° 33' N ed è bagnata ad Est dal mare Adriatico. Essa si estende su una superficie di circa 9.700 km² caratterizzata dalla quasi totale assenza di aree pianeggianti di una certa estensione che sono presenti solo lungo i litorali; di conseguenza, pur non presentando montagne di altezza rilevante risulta una delle regioni italiane a più elevata altezza media.

La morfologia del territorio mostra un rilevante contrasto tra l'ambito occidentale, prevalentemente montuoso, e quello orientale essenzialmente collinare, che si estende fino al litorale adriatico ed il suo sviluppo, in linea generale, è semplice. Nella parte più interna si sviluppa l'Appennino Umbro Marchigiano costituito da due linee orografiche che si succedono con allineamento parallelo in direzione N-NO– S-SE. Verso Sud tali rilievi si fondono e sfociano nel gruppo dei Monti Sibillini, dove si raggiungono le altitudini più elevate (Monte Vettore 2422 metri).

Dall'Appennino si diramano, più o meno in senso opposto e perpendicolare alla dorsale principale, le dorsali secondarie (Subappennino), tra loro parallele, intercalate da valli, in cui scorrono i fiumi diretti al mare. Infine sulla costa si erge il promontorio del Conero (m 572), che in effetti, anche per la sua natura rocciosa, viene considerato come l'estrema propaggine dell'Appennino vero e proprio.

La fascia collinare presenta una successione di rilievi degradanti dall'interno verso il mare Adriatico con sommità spianate e presenta pendii incisi. Il suo avvicinamento alla costa riduce notevolmente l'estensione della pianura antistante.

Il litorale, quasi ovunque diritto, si sviluppa per circa 175 km, immediatamente ai piedi delle colline ed è interrotto a metà dal rilievo del Conero. In alcuni tratti la larghezza della fascia costiera si restringe addirittura a poche decine di metri.

Il clima della regione Marche può definirsi in generale marittimo e nel complesso si tratta di un clima mite con forti differenze tra gli inverni non molto freddi anche se spesso rigidi e talora nebbiosi e le estati mediamente calde e asciutte.

Il mare Adriatico costituisce il primo fattore influenzante le condizioni climatiche considerando soprattutto la lunghezza della costa marchigiana in rapporto alla complessiva superficie della regione (1 km di litorale rispetto a 56 km² di territorio). Altro fattore è la presenza del rilievo appenninico e subappenninico.

Così gli inverni, relativamente freddi nelle località costiere (l'Adriatico è un mare chiuso, non molto profondo, che mitiga poco la temperatura), si fanno rigidi sulle alture più interne. Le estati, non eccessivamente calde sulla costa, lo sono di più nelle conche vallive interne, mentre sono naturalmente temperate sui rilievi.

Le precipitazioni, ovunque non abbondanti, si accrescono con regolarità con l'aumentare dell'altitudine; sono perciò minime sulla costa, specie a sud di Ancona (600-700 mm annui) e massime sulle cime più elevate dell'Appennino (1200 mm e più). La stagione più piovosa è l'autunno, seguita dall'inverno e dalla primavera.

Riguardo la nuvolosità essa presenta una media annua di circa quattro ottavi; il fenomeno nebbia è diffuso nelle aree costiere e collinari, in particolare nel settore settentrionale della regione.

Il regime anemometrico segue quello dei venti sull'intero Versante Adriatico, ossia con venti dominanti settentrionali d'inverno e meridionali nell'estate e nell'autunno. I venti

meridionali provengono in generale da SE, direzione che rappresenta l'asse longitudinale del mare Adriatico.

Il sito si trova nell'estremo sud orientale del territorio del comune di San Severino Marche (in provincia di Macerata) in prossimità della linea di confine con i comuni di Treia, Tolentino e Pollenza. L'area di impianto è posta ad un'altitudine di circa 170 metri a circa 10 km ad est del centro abitato di San Severino Marche.

Per un'analisi più localizzata delle caratteristiche meteorologiche locali si è fatto riferimento alla stazione A.M. di Macerata la più prossima al sito, che dispone di una statistica ventennale (1953-1974).

La temperatura media annua per Macerata è di 13.6°C; i valori medi massimi estivi (riscontrati in luglio) sono di 23.3°C e quelli minimi invernali (riscontrati in gennaio) sono di 2.5°C. Le precipitazioni si aggirano intorno ai 700 mm annui e circa 124 risultano essere i giorni di pioggia.

Riguardo al regime anemologico l'analisi dettagliata della stazione di Macerata conferma le caratteristiche generali con le dominanti da NO e O e le componenti meridionali che si manifestano prevalentemente da ESE. A livello stagionale si può affermare che le componenti da NO risultano particolarmente pronunciate in inverno. Anche le componenti da O sono significative in inverno.

Le condizioni di stabilità atmosferica sono state analizzate sulla base dei dati della stazione di Macerata, e l'analisi mostra la prevalenza della categoria D con una frequenza annuale di 45,9%. Le categorie stabili sono frequenti (11,4 e 14,2 rispettivamente per la E e per la F). Quelle instabili, leggermente meno frequenti, mostrano una prevalenza della B (9,5%) seguita dalla C (18,5%).

Nel periodo dal 7 al 21 ottobre 2004 la ditta Consulenze Ambientali ha effettuato una serie di misure con stazione mobile di rilevamento dell'inquinamento atmosferico nel territorio del comune di San Severino Marche. I rilievi sono stati effettuati in due distinti punti: il primo situato in zona di fondovalle ed il secondo su uno dei rilievi che costeggiano la valle, al fine di valutare la qualità dell'aria nella zona.

Sono stati rilevati i seguenti parametri

- SO₂
- NO_x
- PM₁₀
- O₃
- CO

- Idrocarburi metanici
- Idrocarburi non metanici

I rilievi fatti hanno evidenziato valori di inquinanti molto contenuti rispetto ai limiti ed agli standard di qualità dell'aria. Ciò denota una buona qualità dell'aria esistente nella zona

La caratterizzazione del clima acustico attuale è stato condotta mediante una campagna di rilievo della durata di una settimana lungo il percorso della Strada Statale 361 (km. 49). Sono stati inoltre effettuati una serie di rilievi in periodo diurno e notturno, di breve durata, nell'intorno dell'area interessata dalla nuova realizzazione.

Sulla base dei rilievi condotti è possibile affermare come i livelli sonori rilevati nell'area a nord dell'impianto in previsione siano fortemente legati, sia in periodo diurno che in periodo notturno, alle emissioni sonore veicolari.

Il clima acustico dell'area a sud risente in maniera meno evidente delle emissioni sonore legate al traffico. In particolare, in periodo notturno, i livelli sonori riscontrati a sud dell'impianto appaiono del tutto contenuti ed entro il livello dei 40 dBA. Presso tale area, in periodo diurno, i livelli risentono di altre sorgenti sonore riferibili agli impianti produttivi della zona ed allo svolgimento delle attività agricole.

Per quanto riguarda i campi elettrici e magnetici non si segnala in zona la presenza di linee ad alta ed altissima tensione.

3. PRINCIPALI ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE

La localizzazione della centrale a livello di area regionale è stata proposta nella Regione Marche poiché essa è tra quelle che hanno un elevato deficit tra produzione e consumi. Ciò anche nell'ottica di avvicinare i centri di produzione ai centri di consumo e ridurre le perdite di trasporto dell'energia elettrica su lunghe distanze.

Un secondo elemento che ha condizionato la scelta del sito proviene dalla necessità di collegare l'impianto alla rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica, per l'immissione in rete dell'energia prodotta ed a quella del gas naturale per l'alimentazione della centrale.

La linea elettrica a 380 kV Candia – Rosara (tratto della dorsale adriatica che collega la centrale di Brindisi a quella di Porto Tolle, alle foci del Po) transita nell'entroterra, con andamento parallelo alla costa ad una distanza di circa 25 km da questa. Mentre per quanto riguarda la rete nazionale del gas naturale sono presenti due linee: la prima sulla costa dal confine con la Regione Abruzzo a quello con l'Emilia Romagna e la seconda (tratto Foligno – Recanati) che transita in provincia di Macerata, con un andamento trasversale rispetto al primo.

La localizzazione della centrale sulla costa o nei pressi del tracciato costiero del gasdotto, è stata scartata perché l'area è maggiormente urbanizzata e per la necessità di costruire una linea elettrica di raccordo da 380 kV lunga circa 25 km.

Al fine di minimizzare le lunghezze dei due raccordi si è scelta una localizzazione la più prossima possibile alle due infrastrutture: Tale condizione è presente in un'area situata nella vallata del fiume Potenza tra i comuni di Gagliole, Tolentino, San Severino Marche e Treia.

In tale ambito sono stati selezionati i 3 siti, di seguito elencati, che ad un'analisi preliminare risultavano suscettibili dell'insediamento della centrale.

1. Sito in Comune di Gagliole, situato a sud del centro abitato, in un'ansa del Fiume Potenza;
2. Sito in Comune di San Severino Marche in corrispondenza del limite orientale del territorio comunale in riva destra del fiume Potenza;
3. Sito in Comune di San Severino Marche in corrispondenza del limite orientale del territorio comunale in riva sinistra del fiume Potenza;

Il primo sito è ubicato in una stretta vallata del fiume Potenza con limitata presenza di edifici rurali peraltro situati ad una certa distanza, ove la visibilità dell'impianto è molto limitata. In tale posizione esso non risulta in relazione visuale con i principali centri urbani presenti quali: Gagliole, Tolentino, San Severino Marche, etc. Nell'area esiste una

discreta presenza di ambienti naturali mentre la presenza di aree agricole è limitata. Nelle vicinanze è presente un'area protetta della Rete Natura 2000 (Sito di Importanza Comunitaria "Gola di Sant'Eustachio" ha. 559; IT5330016). Per quanto riguarda le opere connesse per il collegamento alle reti nazionali dell'energia elettrica e del gas naturale sono necessari: un elettrodotto di circa 18 km ed un gasdotto di circa 4 km.

Il secondo sito è ubicato sempre nelle adiacenze del fiume Potenza a valle del primo, in riva destra del fiume, nel comune di San Severino Marche in corrispondenza dei confini con i territori dei comuni di Tolentino, Treia e Pollenza. La vallata è più aperta e la visibilità dell'impianto è maggiore. L'area ha caratteristiche prevalentemente agricole, gli ambienti naturali sono limitati. Anche la presenza di case rurali è più diffusa. La quota del sito è di 164 m s.l.m. di poco superiore a quella del fiume. Nelle vicinanze non ci sono aree protette, la più vicina si trova a circa 5 km. Per quanto riguarda le opere connesse per il collegamento alle reti nazionali dell'energia elettrica e del gas naturale sono necessari: un elettrodotto di circa 2 km ed un gasdotto di circa 300 m.

Il terzo sito si trova circa 700 m più a monte del precedente rispetto al corso del fiume Potenza, ma in riva sinistra. Le caratteristiche dell'area sono le stesse già citate per il sito n. 2. La quota del sito è di 177 m s.l.m. Il raccordo alle reti di trasmissione nazionale dell'energia elettrica a 380 kV sarà realizzato mediante una linea lunga 2,5 km circa, mentre il gasdotto si riduce a soli 20 m, trovandosi questo sito in adiacenza alla condotta della rete nazionale.

Nella scelta finale il primo sito è risultato svantaggiato rispetto agli altri due, nonostante la sua minore visibilità, per il maggiore pregio naturalistico dell'area e perché esso necessita di una maggiore lunghezza delle opere connesse (elettrodotto e gasdotto). Il secondo ed il terzo sito sono risultati sostanzialmente equivalenti per la quasi totalità degli aspetti ambientali. L'unica differenza sostanziale è data dalla quota di impianto, più elevata nel terzo sito di circa 13 m. Nonostante che, in base a quanto riportato nel Piano di Assetto Idrogeologico, entrambe le aree non siano soggette ad alcun tipo di rischio idrogeologico, si è ritenuta preferibile la scelta del terzo sito rispetto al secondo perché più protetto dal rischio di inondazione, anche in caso di eventi con ricorrenza eccezionale.

4. MATERIE PRIME ED AUSILIARIE SOSTANZE ED ENERGIE USATE O PRODOTTE DALL'IMPIANTO

Caratteristiche generali dell'impianto

La Centrale di San Severino Marche è costituita da un modulo a ciclo combinato funzionante esclusivamente a gas naturale.

Esso è costituito da una turbina a gas (T.G.), da un generatore di vapore a recupero (G.V.R.), da una turbina a vapore (T.V.) e da un alternatore. Il gas naturale viene bruciato nella turbina a gas (T.G.). I gas combusti in uscita, ad una temperatura di circa 600 °C, sono inviati, prima del rilascio al camino, al generatore di vapore a recupero (G.V.R.) per la produzione di vapore per l'omonima turbina. La temperatura dei fumi al camino è di circa 90 °C. L'alternatore provvederà a trasformare l'energia meccanica in energia elettrica.

La potenza netta del modulo, raffreddato tramite condensatore ad aria, sarà pari a circa 363 MWe.

Il rapporto tra la quota trasformata in energia elettrica e l'energia totale prodotta dalla combustione rappresenta il rendimento della centrale che si attesta attorno a circa il 56%.

L'impianto, destinato a coprire la base del diagramma di carico giornaliero, può partecipare alla ripartizione del carico fra il minimo tecnico e il 100% del carico nominale continuo. Il fattore di utilizzazione dell'impianto al carico nominale di circa 363 MW è di circa 8.000 ore annue. L'energia elettrica prodotta è di circa 2,9 TWh/anno.

Nella tabella 1 è riportato il bilancio generale di massa.

INGRESSI

| <u>COMBUSTIBILE</u> | | | |
|----------------------------|-----|----------------------|--------|
| GAS NATURALE | | Nm ³ /h | 70.000 |
| <u>ACQUA</u> | | | |
| ACQUA PER USI INDUSTRIALI | (1) | m ³ /anno | 55.000 |
| ACQUA POTABILE | | m ³ /anno | .2.000 |

USCITE

| <u>EMISSIONI</u> | | | |
|---|-----|----------------------|------------|
| PORTATA FUMI | | Nm ³ /h | 2.1000.000 |
| SO ₂ | | | tracce |
| NO _x (come NO ₂) | (2) | mg/Nm ³ | 30 |
| CO | (2) | mg/Nm ³ | 30 |
| PARTICOLATO | | | tracce |
| <u>EFFLUENTI LIQUIDI</u> | | | |
| ACQUE REFLUE | | m ³ /anno | 40.000 |
| <u>REFLUI SOLIDI</u> | | | |
| FANGHI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE | | t/anno | 15 |

Note: i valori sono riferiti al carico nominale.

(1) Compreso produzione acqua demineralizzata.

(2) Valore riferito a fumi normalizzati secchi, riportato a un tenore di ossigeno del 15 %.

Tabella 1: Bilancio generale di massa

5. CARATTERIZZAZIONE DELLE EMISSIONI DELL'IMPIANTO IN OGNI SETTORE AMBIENTALE ED IDENTIFICAZIONE DEGLI EFFETTI SIGNIFICATIVI SULL'AMBIENTE

Nel seguito sono descritte le quantità e le caratteristiche delle risorse utilizzate e le interazioni con l'ambiente nelle fasi di costruzione ed esercizio dell'impianto. Vengono poi illustrate le caratteristiche gestionali che si intende adottare per la mitigazione delle interazioni e gli interventi di ottimizzazione dell'inserimento dell'opera nel territorio.

Fase di cantiere

Per la sistemazione dei terreni per la costruzione della centrale sono previsti movimenti di terra esclusivamente all'interno della proprietà.

Inoltre è previsto l'utilizzo di un'area all'interno della proprietà sulla quale verrà effettuata l'urbanizzazione generale.

La costruzione dell'impianto comporta una fase di realizzazione delle opere civili ed una fase di montaggi elettromeccanici.

Le opere civili principali sono:

- Opere di sottofondazione e fondazione di edifici e macchinari;
- Strutture in elevazione di edifici (sala macchine, edificio servizi d'esercizio, edificio servizi industriali, portineria ecc...);
- Turbogas, turbina a vapore ed alternatore;
- Generatore di vapore a recupero;
- Condensatore;
- Edifici ausiliari vari;
- Condotti, tubazioni di collegamento;
- Stazione elettrica relativa alle apparecchiature AT annesse all'impianto.

La quota di realizzazione delle suddette opere è stata stabilita in 177 m s.l.m.m.

Quantità e caratteristiche delle risorse utilizzate

- Terreni: per le attività di cantiere si utilizzerà un'area di circa 2,7 ha.

- Acqua: i quantitativi necessari per gli usi industriali e potabili ammontano a circa 70 m³/giorno e saranno approvvigionati mediante acquedotto industriale.
- Materiali impiegati per le opere civili: si è stimato per le opere civili (fondazioni più parti in elevazione) un quantitativo di calcestruzzo in opera pari a circa 10.000 m³ per la preparazione dei quali occorreranno 12.000 m³ di inerti e circa 1.200 t di armature di ferro. Per la fornitura dei materiali inerti e dei calcestruzzi necessari per la realizzazione delle opere civili si farà ricorso a cave di prestito locali, tra quelle già esistenti all'intorno del sito e a centrali di betonaggio locali.
- Combustibili : sono quelli (gasolio e benzina) necessari per l'alimentazione delle macchine di cantiere.
- Personale in totale le ore lavorative per la realizzazione dell'impianto saranno circa 650.000 con un impiego medio di personale in cantiere di circa 125 unità.

Le interazioni con l'ambiente nella fase di cantiere sono dovute a:

- Scarichi liquidi: sono quelli sostanzialmente connessi alla presenza del personale e alle acque meteoriche. Gli scarichi di tipo civile, stimabili in circa 15 m³/giorno saranno inviati all'impianto di depurazione acque reflue di cantiere.
- Scarichi gassosi: sono solo quelli emessi dalle macchine di cantiere quali escavatori, gru, autocarri per il trasporto dei materiali.
- Rifiuti solidi: sono costituiti essenzialmente da materiale di imballaggio dei macchinari, oltre ai normali rifiuti solidi derivanti dalle attività connesse con la presenza di personale. Essi sono stimabili ad un massimo di circa 350 kg/giorno e verranno smaltiti a cura degli appaltatori in conformità alle norme vigenti.
- Rumore: la rumorosità indotta dal cantiere di costruzione è legata allo stadio dell'attività costruttiva (lavori di scavo, fondazione, ecc.) e al tipo di macchinario impiegato (macchine movimento terra e materiali, macchine impastatrici, pompe, generatori, ecc.);
- Traffico: la composizione del traffico veicolare indotto dalla costruzione dell'impianto sarà articolata in una quota di veicoli leggeri per il trasporto di persone dell'ordine massimo di 70 auto/giorno; un aumento del traffico pesante stimato mediamente in circa 8 – 10 automezzi giorno, con punte di 12-14 limitatamente ai primi mesi di inizio montaggi.

Misure gestionali per la mitigazione delle interferenze sull'ambiente ed interventi di ottimizzazione e riequilibrio

Nella fase di cantiere verranno ottimizzate le lavorazioni al fine di rendere graduali, per quanto possibile, le variazioni di presenza sia di uomini sia di mezzi in cantiere. Ciò contribuirà ad evitare fenomeni di punta e di concentrazione sia di traffico sia di impatto sulle strutture ricettive limitrofe.

Al fine di evitare la polverosità derivante dalle operazioni di costruzione, verranno adottati provvedimenti specifici quali asfaltamento dei piazzali e strade interne e bagnatura periodica delle altre aree o strade in terra battuta.

Fase di esercizio

L'impianto è destinato a coprire essenzialmente la base del diagramma di carico giornaliero della rete elettrica nazionale; il fattore di utilizzazione dell'impianto al carico nominale di circa 363 MW è di 8000 ore/anno. L'energia elettrica totale prodotta dal nuovo impianto ed immessa in rete sarà di circa 2.900 GWh/anno.

Le principali risorse impiegate durante la fase di esercizio dell'impianto sono:

- Combustibile: l'impianto è del tipo a ciclo combinato alimentato a solo gas naturale. A regime il consumo di combustibile è di circa 70.000 Nm³/h.
- Terreni: la superficie occupata (inclusa la stazione elettrica) è pari a circa 8 ha.
- Acqua: utilizzata per il funzionamento della centrale è così suddivisa:
- acqua per usi industriali vari: con un fabbisogno di punta di circa 10 m³/h ed un fabbisogno medio di circa 7 m³/h.
- acqua demineralizzata: impiegata essenzialmente per il reintegro del ciclo acqua – vapore, prodotta mediante trattamento dell'acqua industriale.
- acqua potabile con un fabbisogno di punta di circa 9 m³/giorno e un fabbisogno medio di circa 6 m³/giorno.

Le interazioni con l'ambiente nella fase di esercizio si riferiscono alle seguenti azioni

- Rilascio degli effluenti gassosi: i principali inquinanti presenti nei fumi dell'impianto sono gli ossidi di azoto e l'ossido di carbonio. Gli ossidi di azoto (NOX) presenti nei gas di combustione si formano a seguito di complesse reazioni di ossidazione dell'azoto atmosferico. Date le elevate temperature di formazione la maggior parte degli ossidi di azoto emessi è costituita da NO; la frazione di NO₂ presente è di qualche percento del totale (circa 5%). I dati sono

riportati in tab 1. Per quanto riguarda le emissioni di anidride carbonica l'impianto proposto per il rendimento molto elevato e per l'utilizzazione del gas naturale è tra gli impianti termoelettrici, quello ad emissione di CO₂ più contenuta.

- Rilascio degli effluenti liquidi: sono essenzialmente costituiti dagli effluenti relativi all'impianto di trattamento delle acque reflue e delle acque meteoriche. I reflui derivanti dall'impianto di trattamento delle acque reflue sono stimabili, al massimo, in circa 40.000 m³/anno. Essi saranno inviati direttamente al corpo recettore (Fiume Potenza). Le caratteristiche chimiche complessive dell'effluente della vasca finale dell'impianto saranno tali da rispettare con adeguati margini i limiti della vigente normativa (D.Lgs 152/1999 e 258/2000). Le acque piovane non trattate in quanto provenienti da zone dell'impianto sicuramente non inquinabili, saranno scaricate congiuntamente a quelle provenienti dall'impianto di trattamento delle acque reflue, direttamente al corpo recettore.
- Residui e sottoprodotti solidi: sono quelli prodotti dall'impianto di trattamento acque reflue, che risultano di circa 15 t/anno, con un contenuto di umidità di circa il 50%. Essi sono classificabili come rifiuti speciali sicuramente non pericolosi per i quali è previsto lo smaltimento in discariche disponibili autorizzate.
- Rumore: i macchinari dell'impianto a ciclo combinato, il cui funzionamento può incidere in maniera più o meno sensibile sul rumore ambientale nelle diverse zone circostanti l'impianto, è costituito essenzialmente dal turbogruppo a gas, dal trasformatore elettrico e condensatore raffreddato ad aria. Per attenuare il rumore prodotto dall'impianto sono previsti sia l'adozione di componenti a bassa rumorosità, sia l'uso di pannelli isolanti che l'installazione di particolari sistemi e componenti. In particolare per il turbogas e la turbina a vapore con i relativi circuiti associati ed ausiliari, sono posti all'interno di edifici o cabinati di dimensioni e caratteristiche tali da minimizzare il loro contributo alla rumorosità verso l'ambiente esterno.
- Traffico: indotto sulle vie di comunicazione circostanti l'impianto sarà dovuto agli spostamenti casa – lavoro del personale. Al riguardo si sottolinea che l'incremento del traffico sarà molto limitato, considerando che il personale di centrale e delle ditte appaltatrici è costituito da circa 70 persone che operano su più turni.

5.1 EMISSIONI ATMOSFERICHE

Tra i codici disponibili per il calcolo delle concentrazioni al suolo degli effluenti rilasciati al camino è stato utilizzato il codice ISC3 (*Industrial Source Complex Dispersion Model version 3*) dell'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente degli Stati Uniti (E.P.A.) Il codice è stato applicato in modalità tipo a breve termine (*short-term*), che consente di valutare in uscita valori medi orari di concentrazioni al suolo, per la necessità di verificare la rispondenza ai limiti di legge ed in particolare di determinare i valori percentili delle concentrazioni medie orarie. Per utilizzare il codice ISC3 in tale modalità è necessario

disporre di un set di dati meteorologici orari che coprano temporalmente almeno un anno. Tali dati sono stati ricavati a partire dai dati della stazione A.M. di Macerata che dispone di un ventennio di osservazioni (1953-1974) e dista pochi km dal sito, ed è stata scelta come riferimento soprattutto per una più dettagliata caratterizzazione anemologica del sito.

Avendo a disposizione i dati meteorologici, i valori e le modalità di emissione del proposto impianto è possibile prevedere, applicando il codice, i contributi di questo alle concentrazioni al suolo.

Nel seguente schema sono riportati le caratteristiche chimico – fisiche dell'emissione:

| Altezza camino | Diametro camino | Velocità uscita | Temp. uscita | Portata fumi tal quale | Portata fumi Norm Secchi ^(a) | Concentr. NO _x | Conc. CO | Emiss. NO _x |
|----------------|-----------------|-----------------|--------------|------------------------|---|---------------------------|-----------------------|------------------------|
| (m) | (m) | (m/s) | (°K) | (Nm ³ /h) | (Nm ³ /h) | (mg/Nm ³) | (mg/Nm ³) | (g/s) |
| 60 | 6,4 | 20 | 363 | 1.850.000 | 2.100.000 | 30 | 30 | 18 |

a) riferita al 15% di O₂ in eccesso

Si è pertanto proceduto alla valutazione del contributo della centrale prendendo in considerazione gli ossidi di azoto. Sono stati valutati valori medi e i richiesti percentili di medie orarie.

Nella seguente tabella sono riassunti i valori massimi ottenuti nelle simulazioni per i vari indici statistici presi in considerazione dalla normativa vigente

| Composto | Indice statistico | Valore limite (µg/m ³) | Valore max ottenuto (µg/m ³) |
|-----------------------|--|------------------------------------|--|
| NO₂ | 99,79° percentile delle concentrazioni orarie | 200 | 42 |
| NO₂ | Valore medio annuale | 40 | 0,8 |
| NO_x | Valore medio annuale | 30 | 2,3 |
| CO | Valore medio annuale | 10.000 | 2,3 |

Tali valori si registrano soltanto in ristrette aree, per lo più scarsamente popolate. Nelle altre aree rurali ed in corrispondenza dei centri abitati tali valori sono in media inferiori di circa un ordine di grandezza.

Qualità dell'aria complessiva con impianto in esercizio

La qualità dell'aria complessiva è la risultante della sovrapposizione del contributo della centrale ai valori di fondo preesistenti nell'area. Per quanto riguarda i valori di fondo,

come accennato in precedenza, essi sono da ritenere attualmente buoni. Mentre relativamente al contributo della centrale, come evidenziato dalle stime effettuate, risulta che i valori massimi sono sempre di modesta entità.

In conclusione la qualità dell'aria complessiva dell'area, che attualmente rispetta i valori stabiliti dalla vigente normativa, non subirà modifiche di apprezzabile entità a seguito della realizzazione della nuova centrale.

Aspetti microclimatici

Gli aspetti microclimatici che possono essere considerati nell'esame delle potenziali interferenze del nuovo impianto sull'ambiente circostante, sono associabili ai rilasci di calore della centrale.

I rilasci di calore all'esterno dell'impianto, considerato che la potenza termica complessiva è di circa 650 MWt ed il rendimento del 56 %, saranno costituiti dal restante 44 % della potenza non trasformata in energia elettrica, equivalenti a circa 280 MWt.

Questa quantità di calore, seppur di una certa rilevanza, è del tutto trascurabile se confrontata con la radiazione solare incidente nell'area circostante l'impianto, infatti con un semplice calcolo, se pur approssimativo ed anche senza l'uso di sofisticati modelli di calcolo, si può valutare l'entità della perturbazione.

Se consideriamo che l'estensione dell'area interessata è quella della vallata del fiume Potenza per un tratto di circa 20 km da Gagliole a Macerata ed una larghezza media di 4 km si ricava una superficie di circa 80 km²

Se si considera ad esempio che la radiazione solare incidente alla nostra latitudine è di 750 W/m², ossia di 750 MW a km² ne deriva che la potenza termica incidente è di :

$$80 \times 750 = 60.000 \text{ MW}$$

Rispetto a tale situazione il contributo della centrale sarà quindi trascurabile (pari a mezzo punto percentuale)

Questo incremento teorico, data anche l'entità, sarà in realtà difficilmente percepibile. Inoltre va sottolineato, riguardo alla perturbazione al livello del suolo, che il calore rilasciato determinerà una circolazione verticale delle masse d'aria che tenderanno ad innalzarsi negli strati superiori dell'atmosfera e data la modestia del contributo della centrale, l'effetto termico si esaurirà in quota prima ancora di raggiungere il livello del suolo.

5.2 SCARICHI LIQUIDI

L'acqua per gli usi di Centrale sarà derivata dal fiume Potenza

Le esigenze idriche connesse con la realizzazione dell'impianto sono stimabili durante la fase di costruzione in circa 70 m³/giorno di media con punte di 100 m³/giorno.

Durante l'esercizio i prelievi di acqua per usi industriali vari sono stimabili mediamente in circa 7 m³/h, con valori di punta di circa 10 m³/h, per un totale annuo di circa 55.000 m³. Il fabbisogno di acqua potabile è stimato in circa 6 m³/giorno.

I suddetti quantitativi saranno prelevati dal fiume Potenza, per gli usi industriali e dall'acquedotto locale per i fabbisogni potabili.

Vale la pena di sottolineare, a tale proposito, che in effetti il prelievo di acqua sarà inferiore a quanto sopra indicato, in quanto una quota dei quantitativi prelevati, stimabile in circa 2/3, verrà restituita al corso d'acqua interessato sotto forma di rilasci liquidi di centrale. Tali rilasci che saranno sottoposti ad opportuno trattamento al fine di rispettare la stringente normativa in materia, saranno riutilizzabili, tra l'altro, anche a scopo irriguo. Pertanto il prelievo netto sarà di circa 20.000 m³/anno.

In relazione ai flussi medi annui del fiume Potenza tali prelievi comportano un contenuto impatto sul regime idraulico del corso d'acqua, in quanto viene sottratta e consumata una modesta frazione del suo deflusso medio annuo disponibile.

Per quanto sopra si può ritenere che la realizzazione della centrale non potrà alterare la situazione idrologica attuale dell'area.

Qualità delle acque

Gli effluenti liquidi, prodotti durante la fase di costruzione, sostanzialmente di tipo civile, sono stimabili in circa 25 m³/giorno. Essi saranno convogliati ad un impianto di depurazione e quindi inviati al fiume Potenza. Anche le acque piovane, sicuramente non inquinabili saranno inviate al fiume Potenza previo passaggio in una vasca di prima pioggia.

In fase di esercizio le acque reflue dell'impianto sono quelle provenienti dal sistema di trattamento acque reflue al quale confluiscono le acque di processo e gli scarichi civili.

Le acque reflue dopo opportuno trattamento saranno restituite al fiume Potenza. Lo scarico del sistema di trattamento acque reflue ammonta a circa 40.000 m³/anno.

Queste ultime, grazie all'uso esclusivo come combustibile del gas naturale ed alle previste modalità di trattamento, presenteranno nel loro complesso concentrazioni di inquinanti tali da rispettare con congrui margini gli stringenti limiti della vigente normativa (D.Lgs. 152/99 e 258/00).

5.3 RUMORE

Le principali fonti di rumore nella zona sono sicuramente le macchine operatrici nei campi agricoli circostanti; una notevole influenza è data anche dal traffico della SS 361, delle strade minori.

In periodo notturno il traffico cala sensibilmente e non vi sono macchine agricole all'opera e questo incide sui livelli sonori complessivi.

In base ad una campagna di rilievi effettuata nell'area in corrispondenza di alcuni "punti sensibili" sono stati rilevati i seguenti valori per la situazione esistente: in periodo notturno.

| Punti Ricezione | Situazione Esistente dB(A) |
|------------------------|-----------------------------------|
| R1 | 55 |
| R2 | 54 |
| R3 | 38.5 |

Per quanto riguarda il livello sonoro diurno i valori si attestano sui 55 - 58 dBA nei punti R1 e R2 e 46 - 48 dBA. nel punto R3

L'analisi previsiva a seguito dell'intervento proposto si può distinguere in due fasi: costruzione ed esercizio.

L'impatto delle attività costruttive della Centrale sulla rumorosità ambientale risulta contenuto e agente per i soli periodi diurni, stante la cessazione dell'attività lavorativa durante quelli notturni.

In fase di esercizio la valutazione dell'impatto acustico della proposta Centrale è stata compiuta, mediante il modello matematico previsionale denominato ENM, che è basato sull'utilizzo di algoritmi semi-empirici.

Sulla base di tali algoritmi il modello effettua il calcolo dei livelli di rumore nell'ambiente circostante le sorgenti in esame, considerando le caratteristiche emissive di queste ultime e le attenuazioni prodotte dall'ambiente stesso per mezzo dell'orografia e natura più o meno riflettente del terreno, ostacoli e barriere schermanti, nonché delle condizioni meteorologiche locali.

Il codice di calcolo ricostruisce l'immissione globale in dBA dell'intero impianto in un dominio territoriale prefissato e presenta i risultati in forma grafica, oppure in forma numerica per singoli punti di ricezione.

Le sorgenti sonore che sono state considerate significative per la stima modellistica sono:

- Camino;

- Gruppo Turbogas;
- Filtro aspirazione TG;
- Condensatore ad aria;
- Generatore di vapore;
- Trasformatori di potenza;
- Stazione riduzione gas;
- Aerotermini acqua in ciclo chiuso.

Non sono state considerate quelle sorgenti poste all'interno di fabbricati, le cui caratteristiche d'attenuazione acustica sono tali da lasciar presumere che il loro contributo alla rumorosità esterna sia trascurabile rispetto alle sorgenti sopra elencate; è il caso, ad esempio degli ausiliari di cui è dotato l'impianto.

In fase progettuale si è prestata particolare attenzione alla componente rumore, scegliendo apparecchiature a bassa rumorosità e/o prevedendo schermi, con pannelli fonoassorbenti, per attenuare la diffusione del rumore all'intorno, (ad es. trasformatore principale, pompe acqua c.c., caldaia a recupero, condensatore ad aria).

Il Lay-out dell'impianto riveste un ruolo altrettanto importante poiché spesso i diversi componenti agiscono come schermature, parziali o totali, nei confronti di alcune sorgenti creando direttività nell'emissione.

Nel nostro caso sono stati considerati come punti di "ricezione" gli edifici residenziali più vicini al sito della centrale in progetto, si tratta di tre nuclei identificati con le sigle R1, R2 e R3

Le valutazioni effettuate hanno evidenziato che i limiti di immissione per la classe III (60 dBA diurni e 50 dBA notturni), conservativamente più restrittivi sono sempre rispettati con largo margine.

Il contributo dell'impianto è intorno ai 44 dBA Leq per i punti R1 e R2; mentre per il punto R3 risulta di 37,6 dBA.

Per quanto riguarda il rispetto del criterio differenziale (5 dBA in periodo diurno e 3 dBA in periodo notturno), in base ai dati riportati, si può osservare come, sia nel periodo diurno, sia in quello notturno, tale criterio risulti sempre rispettato.

In definitiva, le stime effettuate sul contributo della Centrale durante il suo funzionamento, indicano che l'incremento del rumore ambientale sarà sostanzialmente moderato e in ogni caso confinato nelle aree agricole circostanti.

5.4 CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI

Il collegamento elettrico della centrale alla Rete Nazionale di Trasmissione in Altissima Tensione a 380 kV avverrà tramite un collegamento di raccordo in antenna con la linea Candia – Rosara distante circa 2,5 km dal sito. In adiacenza alla centrale verrà realizzata una stazione elettrica di collegamento, in configurazione “entra – esce”, alla linea a 380 kV.

L'elettrodotto che collegherà la stazione di centrale alla linea a 380 kV sarà realizzato tramite due linee aeree in semplice terna.

In generale l'area interessata dai campi elettrici e magnetici indotti da una linea elettrica ad alta tensione è limitata a qualche decina di metri dall'asse dell'elettrodotto. Al di là di tale distanza le intensità dei campi si riducono a valori trascurabili.

Per quanto riguarda i campi elettrici e magnetici associati all'esercizio dell'elettrodotto valgono le seguenti considerazioni. L'intensità del campo elettrico in un punto dello spazio circostante il conduttore è correlata alla tensione; l'intensità del campo magnetico è invece proporzionale alla corrente che circola nel conduttore esaminato: entrambe sono inversamente proporzionali alla distanza del punto dal conduttore in questione.

Diagrammando i valori dei campi da una linea elettrica aerea in funzione delle distanze dall'asse linea, si evidenziano per il campo elettrico due massimi all'incirca in corrispondenza delle fasi esterne, per il campo magnetico un massimo in corrispondenza dell'asse della linea ed una rapida diminuzione per entrambi.

Il progetto è stato sviluppato mantenendo la distanza delle abitazioni il più possibile elevata, e comunque superiore in ogni punto del tracciato a quella fissata dal DPCM 23/04/92. Tale distanza garantisce il rispetto dei limiti di esposizione di cui alla Legge 36 del 22/02/2001 ed al successivo DPCM 8 Luglio 2003 “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete di 50 Hz degli elettrodotti”.

I limiti previsti per il campo elettrico sono di 5 kV/m, mentre, per quanto riguarda il campo magnetico, il valore è di 3 microtesla

Pertanto il progetto è stato sviluppato per rispettare i limiti citati, mantenendo la distanza dalle abitazioni il più possibile elevata, e comunque superiore in ogni punto del tracciato a quella minima richiesta.

In sintesi i valori del campo elettrico generato dalla linea a 380 kV sono inferiori, in ogni punto, a 5 kV/m, mentre, per quanto riguarda il campo magnetico, il valore di 3 microtesla è rispettato ad una distanza di circa 70 m dalla linea.

Per tutti questi motivi si ritiene che siano da escludere effetti sulla salute associati alle radiazioni elettromagnetiche indotte dall'elettrodotto in progetto.

6. **TECNOLOGIA UTILIZZATA E LE ALTRE TECNICHE IN USO PER PREVENIRE LE EMISSIONI DELL'IMPIANTO O PER RIDURLE**

Contenimento degli effluenti gassosi.

Con la combustione del gas naturale, previsto per il funzionamento dell'impianto, è connessa l'emissione in atmosfera di Ossidi di Azoto (NO_x).

La formazione degli NO_x sarà minimizzata adottando opportuni combustori, del tipo a bassa produzione di NO_x (Dry Low NO_x), frutto della più avanzata tecnologia disponibile, che realizzano una migliore configurazione del profilo di fiamma, riducendo i picchi di temperatura che sono i principali responsabili della formazione degli NO_x .

Con questo tipo di alimentazione sono praticamente assenti gli ossidi di zolfo (SO_2) e le polveri.

Il sistema di combustione è di tipo a bassa produzione di NO_x a secco (senza richiedere cioè immissione di acqua o vapore in camera di combustione - Dry Low NO_x : DLN).

Poiché le emissioni di NO_x dipendono principalmente dalla temperatura di equilibrio della fiamma, un modo di contenere tali emissioni consiste nell'aggiungere al combustibile un inerte, intimamente miscelato ad esso, che assorbe calore nella zona di fiamma per portarsi alla temperatura di combustione. I combustori DLN usano di fatto l'aria come diluente del combustibile. Usare l'aria per diluire significa effettuare una combustione premiscelata. Mentre in una fiamma diffusiva l'apporto di comburente avviene per diffusione nell'interfaccia tra combustibile e fiamma, nella fiamma premiscelata combustibile e comburente sono intimamente miscelati.

Pertanto mentre la fiamma diffusiva è sostanzialmente stechiometrica, quella premiscelata può avvenire con il rapporto di equivalenza imposto, ovviamente nei limiti di infiammabilità. Nei combustori DLN si ottiene una fiamma premiscelata con rapporti di equivalenza ben superiori all'unità e comunque fino ad un massimo di 2.

Il sistema sarà costituito da una serie di camere di combustione poste anularmente all'albero della macchina dove sono inseriti i bruciatori, in corrispondenza dello scarico del compressore.

Alcune di tali camere saranno dotate di candele ad alta energia per l'accensione. Ogni camera di combustione presenta gli ugelli per l'alimentazione del combustibile ed una camicia di combustione. Elementi di transizione collegano la camicia di combustione con gli ugelli di alimentazione della turbina.

Si distinguono i seguenti componenti principali:

- Bruciatore a bassa emissione di NOx. Il bruciatore a bassa emissione di NOx sarà a singolo stadio e in generale in grado di bruciare sia combustibile liquido sia gassoso, tuttavia l'impianto sarà attrezzato per bruciare esclusivamente gas naturale. La miscela combustibile viene introdotta attraverso passaggi anulari che circondano ciascun ugello di alimentazione (camere di premiscelazione).
- Camicia di combustione. Ogni camera di combustione sarà dotata di una camicia cilindrica di combustione che, insieme al bruciatore, costituisce il nucleo sistema di combustione. Le pareti interne della camicia di combustione saranno dotate di un rivestimento avente funzione di isolante termico, applicato con la tecnica spray-plasma, che aumenta la resistenza alle alte temperature, consente di ridurre le temperature di metallo ed i gradienti termici localizzati al fine di aumentare gli intervalli di manutenzione.
- Elementi di transizione. Gli elementi di transizione portano la miscela di gas caldi dalla camicia di combustione agli ugelli della turbina.
- Candele di accensione. Saranno presenti su alcune camere di combustione delle candele ad alta energia per l'accensione della miscela combustibile, in numero di due per ciascuna camera. L'accensione della miscela avverrà per scarica di uno o entrambi gli elettrodi presenti in ciascuna camera.
- Tubi incrociati. Attraverso tubi a croce, le camere di combustione saranno collegate tra loro per permettere la propagazione della fiamma in avviamento ed il bilanciamento delle pressioni a carico.
- Rivelatori di fiamma. Sarà presente un sistema di monitoraggio continuo della presenza o meno della fiamma. Sarà prevista anche la presenza di rivelatori di fiamma fredda. Per bassi carichi, il combustibile transita attraverso la camera di premiscelazione soltanto in parte, poiché il rapporto combustibile/comburente non è sufficiente. Dopo un certo punto di funzionamento (tipicamente 50-60 % del carico nominale) la miscela combustibile è costituita interamente da gas provenienti dalla camera di premix ed è in questa fase che si ottengono le minime emissioni di NOx.

Dispersione nell'atmosfera

La concentrazione al suolo degli inquinanti emessi da una sorgente puntiforme, quale è assimilabile il camino di una centrale termoelettrica, è tanto minore quanto maggiore è la diluizione e dispersione nell'ambiente. Per ottenere ciò è necessario far raggiungere agli effluenti quote elevate. La quota effettiva del rilascio è dovuta all'altezza fisica del camino, incrementata dall'innalzamento dei fumi, dovuto agli effetti congiunti della velocità di uscita dei gas e della loro temperatura.

A tale scopo date le caratteristiche dell'effluente è stato scelto un camino, realizzato con una canna metallica, alto 60 m e diametro pari a 6,4 m.

Trattamento degli effluenti liquidi

I liquidi che richiedono un trattamento prima del loro rilascio nell'ambiente sono costituiti dalle acque meteoriche potenzialmente inquinabili da oli, a cui si aggiungono gli effluenti della rigenerazione delle resine dell'impianto di demineralizzazione, degli scarichi civili, dello spurgo continuo del generatore di vapore a recupero e dai periodici lavaggi delle apparecchiature.

Gli scarichi vengono raccolti in fogne dedicate separate e subiscono trattamenti differenziati di purificazione.

Gli scarichi potenzialmente inquinabili da oli saranno preliminarmente disoleati in un apposito impianto, successivamente l'effluente sarà quindi inviato, assieme agli scarichi acidi o alcalini, ad un impianto di neutralizzazione e chiarificazione.

Gli scarichi civili saranno trattati da un sistema di ossidazione totale a fanghi attivi

Gli effluenti liquidi prima del loro rilascio al Fiume Potenza saranno inviati ad una vasca di scarico comune per gli opportuni controlli per la verifica di rispondenza ai requisiti della vigente normativa.

Emissioni sonore

Il funzionamento dell'impianto da origine ad un'emissione di rumore su uno spettro di frequenze praticamente costante.

In linea di massima il rumore proviene: dal macchinario rotante, per sue caratteristiche peculiari, o da elementi installati all'aperto (es. Trasformatori di centrale).

Saranno pertanto messi in atto una serie di opportuni provvedimenti di silenziamento dei macchinari principali. I due sistemi di silenziamento più importanti sono previsti sul gruppo turbina a gas e saranno costituiti dal silenziatore aria aspirazione e dal silenziatore posto sullo scarico dei gas di combustione.

Per quanto concerne il sistema di condensazione esso è costituito da un condensatore ad aria a tiraggio forzato che impiega degli aerotermini azionati da motori elettrici realizzati con opportuni accorgimenti per il contenimento delle emissioni sonore.

7. MISURE DI PREVENZIONE E RECUPERO DEI RIFIUTI PRODOTTI DALL'IMPIANTO

Le principali tipologie di rifiuti solidi prodotti dall'impianto sono:

- fanghi dell'impianto di trattamento acque reflue (15 t/anno);
- resine a scambio ionico esaurite;
- rifiuti derivanti dall'attività di manutenzione: carta, stracci, materiali filtranti, indumenti protettivi (CER 150202 / 150203);
- batterie ed accumulatori esauriti (CER 1606);
- filtri aria turbina a gas(100118/100119) e filtri olio (150202 /150203);
- tubi fluorescenti e lampade, apparecchiature fuori uso, toner, carta, imballaggi.

I rifiuti solidi saranno affidati a ditte esterne autorizzate per lo smaltimento. Saranno previsti depositi temporanei di rifiuti pericolosi e non pericolosi secondo normativa (art 6 D.Lgs 22/97)

Le tipologie di rifiuti comprendono:RSU ed assimilabili che confluiranno nel sito di raccolta comunale, imballaggi, vagliati, separati ed eventualmente riciclati, residui di lavorazioni e scarti di officina, anch'essi separati ed eventualmente recuperati, fanghi di trattamento delle acque reflue opportunamente raccolti ed inviati a smaltimento dedicato. Le diverse tipologie di rifiuti verranno trattati secondo la normativa vigente in merito ai rifiuti stessi ossia al DLgs 22/97 e successivi decreti attuativi, cercando di limitare il loro smaltimento e di massimizzare il loro recupero e riutilizzo.

I quantitativi di rifiuti speciali prodotti dalla centrale sono modesti in relazione alla tipologia dell'impianto.

Il trasporto ed il trattamento degli stessi non avrà influenze significative sull'attuale sistema di gestione dei rifiuti dell'area.

I rifiuti allo stato liquido prodotti dall'impianto sono costituiti da:

i rifiuti liquidi prodotti sono costituiti principalmente da:

- rifiuti oleosi, morchia;
- residui di prodotti per la pulizia dei serbatoi;
- pitture, vernici e solventi (CER 080111 / 080112);

- lubrificanti esausti classificabili nelle cat. CER 1302 (scarti di olio motore, olio per ingranaggi, oli lubrificanti), 1303 (oli solanti e termoconduttori esausti). 1308 (rifiuti di oli non specificati altrimenti) tutti classificabili come pericolosi e conferiti al Consorzio Smaltimento Oli Usati

I rifiuti prodotti saranno inviati a smaltimento o recupero tramite ditte autorizzate, in conformità con la normativa vigente.

8. MISURE PREVISTE PER CONTROLLARE LE EMISSIONI NELL'AMBIENTE

Nonostante l'impatto complessivo dell'impianto sia minimo sono comunque previsti monitoraggi delle emissioni al camino, della qualità dell'aria e della rumorosità che saranno effettuate con impianto in esercizio, quale controllo e salvaguardia delle condizioni ambientali esistenti nell'area.

In particolare la centrale a ciclo combinato di San Severino Marche sarà dotata di un sistema di monitoraggio continuo al camino secondo la vigente normativa (DM 21 12 1995).

Il sistema di rilevazione delle caratteristiche dei fumi rileverà le seguenti grandezze:

- Ossigeno in eccesso (O₂);
- Ossidi di Azoto (NO, NO₂);
- Ossido di Carbonio (CO);

Si sottolinea che questo tipo di centrali è caratterizzato da una estrema semplicità di impianto e da una sostanziale costanza di emissioni, in quanto uno scostamento sensibile delle emissioni dai valori normali è indice di malfunzionamento, con conseguente arresto dell'impianto. Inoltre l'eventuale variazione delle emissioni verrebbe immediatamente rilevato dal sistema di monitoraggio in continuo al camino.

I dati rilevati dai sistemi di monitoraggio in continuo saranno messi a disposizione delle autorità di controllo mediante l'invio presso la sede indicata dalle locali autorità.

Per quanto riguarda il monitoraggio della qualità dell'aria: la società proponente rimetterà al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ed attuerà, per la parte di propria competenza, un piano, concordato con la regione Marche e sottoposto a verifica di ottemperanza, per il monitoraggio della qualità dell'aria da effettuarsi secondo i criteri del DM 60/02. Tale piano sarà indirizzato prevalentemente al monitoraggio degli ossidi di azoto e delle polveri fini.

Relativamente agli effluenti liquidi, va precisato che tutti gli effluenti vengono accumulati in vasche ed analizzati, per la verifica del rispetto dei requisiti di legge, prima di procedere al loro rilascio all'esterno.

Per il rumore dovuto al funzionamento della centrale, occorre precisare che quello emesso dall'impianto in condizione di normale esercizio è costante. Un suo aumento è indice di malfunzionamento e comporta il conseguente arresto dell'impianto.

Saranno effettuate campagne per il rilevamento del clima acustico ante operam e post operam con la centrale alla massima potenza di esercizio, con le modalità ed i criteri contenuti nel DM 16 03 1998, finalizzate a verificare il rispetto dei valori imposti dal DPCM 14 11 1997 nelle aree esterne circostanti la centrale in corrispondenza di aree potenzialmente sensibili al rumore.

9. PREVENZIONE E CONTENIMENTO DI POSSIBILI ANOMALIE E MALFUNZIONAMENTI DI RILEVANZA AMBIENTALE

9.1 PREVENZIONE INCENDI

Il sistema di protezione antincendio è costituito dai seguenti sottosistemi:

- sistemi di estinzione incendi;
- sistemi di rivelazione incendi e controllo.

Il sistema antincendio è progettato per assolvere le seguenti specifiche funzioni:

- rapido riconoscimento dell'incendio all'interno degli edifici e delle aree protette;
- estinzione di piccoli incendi mediante estintori portatili e idranti antincendio;
- estinzione di incendi nelle aree esterne mediante estintori a colonna;
- estinzione di incendi in aree con specifico rischio mediante impianti fissi di spegnimento

Il sistema generale di pompaggio e distribuzione acqua antincendio della centrale sarà alimentato ad acqua dolce tramite un serbatoio da 2.500 m³ nel quale sarà sempre disponibile una riserva acqua intangibile di 1.500m³. Le pompe principali antincendio (2x100% della portata di progetto richiesta dal sistema pari a 450 m³/h) e la pompa di pressurizzazione potranno essere alimentate, in caso di emergenza, anche dall'adiacente serbatoio di stoccaggio di acqua demineralizzata, della capacità di 1000 m³ tramite un collegamento normalmente chiuso telecomandabile.

La portata di progetto delle pompe principali è stata scelta per far fronte all'incendio più gravoso costituito dal trasformatore principale (circa 330 m³/h) sommata alla portata aggiuntiva di almeno quattro idranti (pari a circa 120 m³/h).

Le tubazioni aeree saranno realizzate in acciaio al carbonio, galvanizzato all'interno ed all'esterno, dopo prefabbricazione, di spessore minimo pari a quello standard dei tubi ASTM. Le tubazioni della rete idranti, con configurazione ad anello, sezionabile e con alimentazione da più punti, saranno realizzate in vetroresina o in HPDE di adeguato spessore.

Il sistema di pompaggio sarà costituito da:

- una pompa di pressurizzazione azionate da motore elettrico;
- una pompa principale azionata da motore diesel;
- una pompa principale azionata da motore elettrico;
- una rete di distribuzione acqua alle varie utenze opportunamente dimensionata per avere anche nei punti più sfavoriti le pressioni residue necessarie per alimentare correttamente gli impianti fissi o la rete idranti.

9.2 SCENARIO INCIDENTALE E VALUTAZIONE DEI RISCHI CONSEGUENTI SULL'ESTERNO

Si riporta qui di seguito un elenco ed una breve analisi dei più gravi scenari incidentali con rischi indotti sull'esterno connessi all'esercizio della centrale.

E' importante evidenziare che tali eventi hanno frequenza di accadimento trascurabile e magnitudo potenzialmente elevata con conseguenze fortemente dannose anche all'esercizio ed alla resa dell'investimento realizzato per la costruzione della centrale.

Pertanto è interesse del gestore minimizzare il rischio non solo per gli aspetti legati alla sicurezza interna ed esterna dell'impianto.

Poiché nella centrale termoelettrica non sono presenti sostanze tossiche, gli unici scenari possibili sono quelli che derivano da rilasci di energia chimica (incendi), rilasci di energia meccanica (spaltonamento di turbina, scoppio di corpi cilindrici di caldaia a vapore) o cedimenti strutturali.

Gli eventi ipotizzati sono stati considerati già nella prima fase di impostazione del progetto, di definizione del lay-out di posizionamento dei componenti all'interno dell'area destinata alla centrale. Di conseguenza, sia l'impianto nel suo complesso, che i singoli componenti a rischio all'interno di esso, sono stati posizionati in modo che i danni provocati da eventuali incidenti siano contenuti all'interno della cinta di centrale.

Esplosione turbina a gas

E' ipotizzabile l'esplosione della camera di combustione della turbina a gas a causa di formazione di una miscela infiammabile per spegnimento di fiamma con conseguenze legate alla proiezione di frammenti. Tale evento è associato a probabilità di accadimento dell'ordine di grandezza 1.1E-06 eventi/ anno.

La presenza di un sistema di controllo e sicurezza e il dimensionamento della cassa esterna della turbina in cui alloggiavano le parti rotanti di queste apparecchiature, come sistema di contenimento, escludono la proiezione di schegge.

L'esperienza storica dei più importanti costruttori di questa tipologia di sistemi indica la remota possibilità di questo evento e dimostra inoltre che quando esso si è verificato, la proiezione di frammenti è stata contenuta all'interno del corpo della turbina.

Eventi esplosivi di componenti in pressione

Lo scoppio di componenti in pressione quali per esempio uno dei corpi cilindrici (localizzati sulla sommità della caldaia) o della turbina a vapore può dare luogo alla proiezione a distanza di frammenti metallici; il caso più grave è rappresentato dall'esplosione del corpo cilindrico di alta pressione (circa 120 bar). Tale evento è associato a probabilità di accadimento dell'ordine di grandezza di

4.5 E-10 eventi/anno tenuto conto dell'impiego di dispositivi di sicurezza contro le sovrappressioni, e dell'applicazione delle vigenti normative per la progettazione, costruzione e manutenzione di impianti in pressione (ISPEL, PED, etc).

Incendio del trasformatore

In caso di incendio dei trasformatori elevatori è prevedibile il versamento dell'olio incendiato contenuto al loro interno. Tale evento è associato a probabilità di accadimento dell'ordine di grandezza di 4.14 E-06 eventi/anno.

Le conseguenze dell'incidente sono mitigate dai seguenti fattori:

- presenza di dotazioni antincendio;
- presenza di bacino di contenimento dell'olio e di altri dispositivi di sicurezza;

La distanza di sicurezza dal bacino di contenimento è valutabile cautelativamente in circa 50 m. Il modesto quantitativo d'olio, i dispositivi antincendio presenti, portano ad escludere conseguenze sull'esterno.

Esplosione del circuito refrigerato a idrogeno del generatore elettrico

L'alternatore della centrale è raffreddato a idrogeno. In totale sono presenti circa 50 kg di idrogeno mantenuti a circa 3 bar di pressione. Il pericolo connesso alla presenza di questa sostanza è costituito dalla possibilità di esplosione e incendio.

L'alternatore è progettato per resistere all'esplosione dell'idrogeno presente.

Rottura di tubazione di alimentazione del gas naturale-stazione di riduzione pressione

E' ipotizzabile la rottura della tubazione di alimentazione del gas all'interno dello stabilimento o la perdita di gas all'interno della stazione di decompressione.

Tale evento è associato a probabilità di accadimento dell'ordine di grandezza di $2.0 \text{ E-}03$ eventi/anno, ed $1.2 \text{ E-}07$ eventi/anno, rispettivamente per piccole e grosse perdite.

In considerazione della presenza dei sistemi di protezione della tubazione metano, i sistemi di blocco automatico in caso di perdita non regolare e dell'applicazione di specifiche norme di prevenzione e incendi relativi alla posa ed esercizio di tubazioni gas per l'alimentazione della centrale, tale evento risulta dotato di una ridotta frequenza e conseguenze riconducibili a livelli ritenuti accettabili in considerazione anche delle modeste quantità di gas presenti nelle tubazioni.

Sono comunque esclusi effetti sull'esterno della centrale.

9.3 GESTIONE DEL RISCHIO RESIDUO

Il rischio residuo relativo agli eventi sopra considerati sarà gestito con una attenta pianificazione di procedure interne riconducibili a quanto già in essere in impianti simili già da tempo in esercizio. Saranno adottate misure di prevenzione di tipo tecnico, procedurale ed organizzativo.

A titolo esemplificativo si riportano alcune note circa la fermata in sicurezza dell'impianto in caso di emergenza:

- In generale qualsiasi manovra o procedura di emergenza sull'impianto viene attuata dagli operatori direttamente dalla Sala Manovre attraverso il sistema di controllo centralizzato (DCS). Non è pertanto richiesto alcun intervento in campo da parte del personale addetto;
- Nel caso si verifichi un evento per il quale è prevista la fermata e la messa in sicurezza dell'impianto, sarà avviata la procedura automatizzata, tramite una delle tastiere del sistema di controllo o tramite un pulsante posto sulla medesima consolle. Tale procedura, una volta in esecuzione, non necessita di ulteriori interventi esterni. Dopo di che, nel caso l'evento obblighi l'evacuazione dell'impianto, gli operatori potranno lasciare la Sala Manovre seguendo le opportune indicazioni contenute nel piano di "emergenza interno".
- La procedura di fermata in sicurezza dell'impianto prevede le seguenti manovre principali:

- Arresto delle turbine a gas, tramite blocco del sistema di alimentazione del gas naturale e conseguente arresto della produzione delle caldaie a recupero.
- Apertura dell' interruttore di macchina.
- Blocco del generatore tramite interruzione dell'eccitazione.
- Azionamento dei sistemi di by-pass turbina a vapore.

Nel caso l'evento di emergenza comportasse un black-out elettrico, il generatore diesel di emergenza si avvierà in modo automatico e garantirà l'alimentazione di tutte le utenze coinvolte nella fermata in sicurezza dell'impianto.

Nonostante sia ragionevole escludere conseguenze, su futuri insediamenti limitrofi, dovute ad incidenti agli impianti della centrale, sarà comunque studiata e attuata una procedura di comunicazione di situazioni anomale o di allarme dell'impianto, alle autorità preposte che valuteranno tempestivamente l'opportunità di allertamento dei responsabili degli insediamenti limitrofi.

10. DISMISSIONI E RIPRISTINO

La durata della vita economico – industriale dell’impianto di produzione è prevista in 25 – 30 anni. Successivamente è possibile procedere ad una prosecuzione dell’attività produttiva, eventualmente con una revisione generale del macchinario, oppure ad una cessazione dell’attività produttiva. Anche se, al momento, non è possibile una qualsiasi previsione sulla utilizzazione dell’area una volta terminata la vita utile della centrale è comunque opportuno sottolineare che le caratteristiche dell’impianto sono tali da non causare una compromissione irreversibile dell’area impegnata.