

MINISTERO DELL'AMBIENTE  
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL  
MARE  
Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto  
Ambientale - VIA E VAS  
Il Segretario della Commissione

La presente copia fotostatica composta  
di N° 81 fogli è conforme al  
suo originale.  
Roma, li 30-10-2014



# Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto  
Ambientale - VIA E VAS

Parere n. 1630 del 17.10.2014

ET

Vs

<b>Progetto:</b>	<b>Istruttoria Congiunta VIA-AIA, ai sensi dell'art. 10 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.</b>  <b>ADEGUAMENTO DELLA CENTRALE DI COGENERAZIONE Centrale di Taranto</b>
<b>Proponente:</b>	<b>Eni Divisione Refining &amp; Marketing</b>

Handwritten signatures and initials at the bottom of the page, including a large signature on the left and several smaller ones on the right.

**La Commissione Tecnica di Verifica per l’Impatto Ambientale – VIA e VAS**

**VISTA** la nota AMDE 40-2012, assunta al prot. DVA-16008 del 3 luglio 2012, con cui la Società EniPower S.p.A. ha trasmesso alla Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali l’istanza di pronuncia di compatibilità ambientale ai sensi dell’art. 23 del D. Lgs. 152/2006 e smi nell’ambito della procedura per l’ottenimento dell’autorizzazione ai sensi del DL 7 febbraio 2002 n. 7, convertito in Legge del 9 aprile 2002 n. 55 - relativa al progetto di ‘Adeguamento della Centrale di cogenerazione di Taranto’. Contestualmente ha trasmesso la documentazione progettuale e lo Studio di Impatto Ambientale;

**VISTO** il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n.152 recante “Norme in materia ambientale” e s.m.i.;

**VISTO** in particolare l’art. 10 del D.Lgs. 152/2006 s.m.i. “Norme per il coordinamento e la semplificazione dei procedimenti”;

**VISTO** il Decreto del Presidente della Repubblica del 14 maggio 2007, n. 90 concernente “Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell’articolo 29 del D.L. 4 luglio 2006, n.223, convertito, con modificazioni, dalla L. 4 agosto 2006, n. 248” ed in particolare l’art.9 che ha istituito la Commissione tecnica di verifica dell’impatto ambientale - VIA e VAS;

**VISTO** il Decreto Legge 23 maggio 2008, n. 90, convertito in legge il 14 luglio 2008, L. 123/2008 “Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 23 maggio 2008, n. 90 recante misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania e ulteriori disposizioni di protezione civile” ed in particolare l’art. 7 che modifica l’art. 9 del DPR del 14 maggio 2007, n. 90;

**VISTO** il Decreto Legge 6 luglio 2011, n. 98 convertito in legge il 15 luglio 2011, L. 111/2011 “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 6 luglio 2011, n. 98 recante disposizioni urgenti per la stabilizzazione finanziaria” ed in particolare l’art. 5 comma 2-bis;

**VISTO** il Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot.n.GAB/DEC/150/07 del 18 settembre 2007 di definizione dell’organizzazione e del funzionamento della Commissione tecnica di verifica dell’impatto ambientale – VIA e VAS;

**VISTO** il Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. n. GAB/DEC/112/2011 del 19/07/2011 di nomina dei componenti della Commissione e i successivi decreti integrativi;

**VISTO** il Decreto Legge 24 giugno 2014 n.91 convertito in legge 11 agosto 2014, L. 116/2014 Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 24 giugno 2014, n.91 disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea” ed in particolare l’art.12, comma 2;

**VISTA** la nota prot. DVA/2012/18249 del 27 luglio 2012 della Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali (d’ora in avanti Direzione Generale) acquisita dalla Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale – VIA e VAS (d’ora in avanti Commissione VIA) con prot. n. CTVA/2012/2771 del 27 luglio 2012, con cui la Direzione comunica l’esito positivo in merito alla procedibilità dell’istanza di valutazione di impatto ambientale del progetto ‘Adeguamento della Centrale di cogenerazione di Taranto’ della società ENI Refining&Marketing Spa;

**PRESO ATTO** che la pubblicazione degli avvisi al pubblico relativi alla domanda di pronuncia di compatibilità ambientale ed al conseguente deposito del progetto e dello studio di impatto ambientale per la pubblica consultazione, è avvenuta in data 5 luglio 2012 sui quotidiani 'Corriere della sera' e 'Nuovo quotidiano di Puglia' e che la medesima era consultabile anche sul sito web del Ministero dell'ambiente nella sezione dedicata alle Valutazioni di impatto ambientale ai sensi dell'art. 24 comma 10 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.;";

**CONSIDERATO** che, a seguito dell'analisi della documentazione presentata, la Commissione VIA ha ritenuto necessario formulare una richiesta di integrazione delle informazioni, inviata alla DVA con nota CTVA-2012-4383 del 30/11/2012 e trasmessa da quest'ultima al Proponente con nota prot. DVA-2012-30841 del 18/12/2012. Trattandosi di una istruttoria congiunta VIA-AIA e non essendo ancora pervenuto il contributo della Commissione IPPC, la nota di richiesta integrazioni specificava quanto segue *'il Proponente sarà altresì tenuto a rispondere alla richiesta di integrazioni formulata dalla Commissione AIA e inviata separatamente rispetto alla presente'*;

**CONSIDERATO** che, con nota acquisita al protocollo DVA-2013- 336 del 28/1/2013, la società Proponente ha richiesto proroga di 45gg dei termini per la presentazione delle integrazioni, proroga accolta con nota DVA 2700 del 1° febbraio 2013;

**PRESO ATTO** che, con nota acquisita al protocollo DVA-2013-2730 del 1 febbraio 2013 la Regione Puglia ha trasmesso al Proponente propria richiesta integrazioni, indirizzando la medesima in copia conoscenza anche al Ministero dell'ambiente e al Ministero per i Beni e le attività culturali;

**PRESO ATTO** che, con nota acquisita al prot. CTVA-2013-826 del 5/3/2013, la Commissione AIA ha trasmesso propria richiesta di integrazioni nell'ambito della procedura congiunta VIA-AIA. La Commissione VIA ha trasmesso tale richiesta al Proponente con nota CTVA-2013-888 dell'11/3/2013;

**CONSIDERATO** che, con nota acquisita al prot. CTVA-2013-1378 del 18 aprile 2013, il Proponente ha richiesto sospensione del procedimento allo scopo di integrare la documentazione relativa al collegamento con la Rete Elettrica Nazionale, originariamente non previsto nella istanza presentata;

**PRESO ATTO** che con nota prot. CTVA-2013-9760 del 29/4/2013, la DVA ha concesso alla società proponente una sospensione del procedimento di 60 giorni dal ricevimento della nota da parte del Proponente, chiedendo la ripubblicazione della documentazione progettuale nel caso in cui le opere relative al collegamento elettrico diventassero parte integrante del progetto oggetto di Valutazione di Impatto Ambientale;

**CONSIDERATO** che, in data 14/6/2013 con nota acquisita al protocollo CTVA-2013-2199 il 20/6/2013, il Proponente ha richiesto una proroga della sospensione concessa per ulteriori 90 giorni al fine di integrare la documentazione progettuale e il SIA, avendo chiarito che le modifiche al progetto dovessero essere parte integrante della documentazione presentata nell'ambito dell'istruttoria di pronuncia di compatibilità ambientale e che con nota prot. DVA-2013-15869 del 5/7/2013, la DVA trasmetteva alla CTVA l'accoglimento della richiesta di proroga avanzata dal Proponente;

**CONSIDERATO**, inoltre, che la DVA con nota prot. DVA-2013-20951 del 16/7/2013 ha trasmesso alla CTVA la nota del Ministero dello sviluppo economico 16611 dell'8 Agosto 2013 della Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche div. IV – Dipartimento per l'Energia, con la quale tale Dipartimento evidenziava l'urgenza del completamento dell'istruttoria rilevato quanto segue:

*'[...] durante le eccezionali condizioni meteorologiche che hanno colpito la città di Taranto, si è avuto, a causa del disservizio elettrico che ha colpito la rete elettrica esterna alla quale è collegata la raffineria, il blocco del sistema di generazione interno che ha causato l'interna disalimentazione della raffineria con l'attivazione dei sistemi di sicurezza dell'impianto tramite depressurizzazione delle linee e la combustione in torcia dei gas. In concomitanza di tale evento si è avuto anche un trascinarsi in mare di una frazione delle acque contenenti idrocarburi, con circa 100 litri di acqua contaminata recuperati tramite l'attivazione dei piani di emergenza.*

*L'evento ha causato un arresto delle attività che si è protratto per alcuni giorni e quindi ha segnalato una non sufficiente potenza e una scarsa flessibilità del sistema di alimentazione complessivo della raffineria, che va rinnovato ed adeguato alle necessità dell'impianto e che, diversamente da quanto accaduto nei casi di non alimentazione della rete esterna verificatisi nel novembre 2011 e novembre 2012, non è stato questa volta in grado di reagire efficacemente.'*

E che, per quanto sopra, la Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche div. IV del Ministero dello Sviluppo economico ha impartito disposizioni al Proponente, nell'ambito delle proprie competenze di cui all'art. 57 del decreto legge 9 febbraio 2012, n.5, convertito con legge 4 aprile 2012 n. 35 'al fine di assicurare, anche mediante soluzioni di carattere provvisorio, il miglioramento delle condizioni di operatività dell'impianto, in attesa delle modifiche della centrale di generazione elettrica';

**CONSIDERATO**, inoltre, che nell'ambito di tale nota la Direzione Generale ha rappresentato al Proponente e agli organi del Ministero dell'Ambiente coinvolti nell'istruttoria, l'urgenza della conclusione dell'iter istruttorio nel più breve tempo possibile;

**CONSIDERATO** che, con nota prot. DVA-2013-22277 del 30/9/2013 la DVA ha trasmesso alla CTVA (prot. n. 3417 del 1/10/2013) le integrazioni presentate dal Proponente il 16/09/2013, con nota AMDE-85/2013 e che la pubblicazione degli avvisi al pubblico relativi alla domanda di pronuncia di compatibilità ambientale ed al conseguente deposito del progetto e dello studio di impatto ambientale per la pubblica consultazione, è avvenuta in data 20 settembre 2013 sui quotidiani 'Corriere della sera' e 'Nuovo quotidiano di Puglia';

**CONSIDERATO** che, con nota acquisita al prot. CTVA 3799 del 25/10/2013, il Proponente Enipower Spa in seguito a scissione di ramo d'azienda comunica la modifica del Proponente dalla società Enipower Spa alla Società ENI Spa Divisione Refining e Marketing che, nel prosieguo del presente parere sarà identificata come 'il Proponente';

**CONSIDERATO** che, come verrà descritto nel dettaglio nel prosieguo del presente parere, il progetto di cui trattasi prevede l'installazione di un turboalternatore a gas con caldaia a recupero, alimentati a gas naturale, da 42 MWe cca, di una caldaia a fuoco diretto da 110 t/h di vapore alimentata a gas naturale e/o a fuel-gas di Raffineria e di una turbina a vapore a contropressione da 12 MWe in sostituzione a causa dell'obsolescenza di alcune apparecchiature (diverse sono in servizio dal 1966), per cui la Centrale non è più in grado di garantire adeguata affidabilità. Saranno contestualmente dismesse alcune tra le apparecchiature più obsolete attualmente presenti: tre turbine a vapore a condensazione ed estrazione e le caldaie funzionanti anche ad olio combustibile che quindi non sarà più utilizzato in Stabilimento;

**CONSIDERATO** che, globalmente, la potenza termica totale installata *ante e post operam* resterà invariata (410MW) mentre, grazie ai migliori rendimenti delle apparecchiature installate, la potenza elettrica arriverà a 102,5 MWe contro i precedenti 86MWe;

**CONSIDERATO** altresì che il Proponente aveva proposto una alternativa progettuale che prevedeva la realizzazione di una nuova Centrale di Cogenerazione da 240 MWe, costituita da due Cicli Combinati alimentati a gas naturale e di una turbina a vapore (da 90 MWe) e che tale progetto ha ricevuto parere favorevole di compatibilità ambientale da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) con Decreto n. DVA-DEC-2010-0000209 del 26 aprile 2010, ma parere negativo della Regione Puglia, espresso con DGR 7 agosto 2009 n.1540;

**CONSIDERATO** che il Proponente ha, quindi, deciso di rinunciare al progetto della Centrale da 240 MWe e di sviluppare il nuovo progetto di "Adeguamento della Centrale di Cogenerazione" di cui trattasi nel presente parere senza incremento della potenza termica installata;

**CONSIDERATO** che è stata esaminata la congruità del contributo dello 0.5 per mille versato;

VISTO l'elenco aggiornato al 23 maggio 2014 delle autorizzazioni ambientali, fornito dal Proponente e acquisito al prot. CTVA-2014-1894, che si riporta di seguito:

**AUTORIZZAZIONI PER LA REALIZZAZIONE/ESERCIZIO DI SPECIFICHE TIPOLOGIE D'OPERA:**

Autorizzazioni ambientali	Riferimenti normativi	Oggetto del regime autorizzativo	Autorità competente	Acquisita (SI/NO/NP <sup>1</sup> )
Autorizzazione Integrata Ambientale	D.Lgs.152/2006 e s.m.i. - Parte Seconda, Titolo III bis	Prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento	Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare <sup>2</sup> Regione/Provincia <sup>3</sup>	NO
Nulla Osta di Fattibilità (NOF)	D.Lgs.334/1999 e s.m.i. (art.21, c.3) D.Lgs.19/3/2001 (art.3) D.Lgs.238/2005 e s.m.i.	Controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose	Comitato Tecnico Regionale	NO
Emissioni dei gas a effetto serra	D.Lgs.30/2013	Rilascio in atmosfera dei gas a effetto serra a partire da fonti situate in un impianto.	Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare (Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE)	SI (imp. Esistente)

**AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI PER LA REALIZZAZIONE/ESERCIZIO RELATIVE A SPECIFICHE CARATTERISTICHE DEL CONTESTO LOCALIZZATIVO O ATTIVITA'**

Autorizzazioni ambientali	Riferimenti normativi	Oggetto del regime autorizzativo	Autorità competente	Acquisita (SI/NO/NP <sup>1</sup> )
Deposito temporaneo, stoccaggio rifiuti (deposito preliminare)	D.Lgs.152/2006 s.m.i. (art.183)	Gestione dei rifiuti	Provincia o eventuale altro soggetto delegato	NO
Utilizzo terre e rocce da scavo	D.M.161/2012	Gestione dei materiali da scavo	Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare	NO
Immersione in mare di materiale derivante da attività di escavo e attività di posa in mare di cavi e condotte	D.Lgs.152/2006 e s.m.i. (Art. 109) D.M.24/01/1996	Gestione dei sedimenti marini connessi con determinate attività	Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare o Regione	NP
Scarichi idrici	D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. (Parte Terza, Capo III ) Norme regionali di settore	Gestione acque reflue	Provincia o eventuale altro soggetto delegato (ATO, Comune)	NO

<sup>1</sup> NP: Autorizzazione non pertinente alla tipologia d'opera

<sup>2</sup> Allegato XII - Parte II D.Lgs.152/2006 e s.m.i.

<sup>3</sup> Allegato VIII - Parte II D.Lgs.152/2006 e s.m.i.

<sup>4</sup> NP: Autorizzazione non pertinente alle caratteristiche del contesto localizzativo o attività

Autorizzazioni ambientali	Riferimenti normativi	Oggetto del regime autorizzativo	Autorità competente	Acquisita (SI/NO/NP)
Prelievo e utilizzo acque, superficiali e sotterranee	R.D.1775/1933 D.Lgs.152/2006 e s.m.i. (Parte Terza, Capo II) Norme regionali di settore	Gestione risorse idriche	Provincia o eventuale altro soggetto delegato (ATO, Comune)	NP
Autorizzazione paesaggistica	D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. (artt. 146) D.P.C.M. 12/12/2005	Aree soggette a vincolo paesaggistico	Regione e Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo	NO
Verifica preventiva dell'interesse archeologico	D.Lgs.42/2004 (art.28 c.4) D.Lgs.163/2006 (artt.95-96)	Lavori pubblici in aree di interesse archeologico e opere pubbliche	Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo	NO
Parere/autorizzazione/nulla osta compatibilità idrogeologica	D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. (Parte Terza, art.67) Piani di Assetto Idrogeologico	Aree a pericolosità / rischio idraulico e/o geomorfologico	Autorità di Bacino/Distretto	SI
Parere/nulla osta in area naturale protetta	Legge 394/1991 Norme istitutive e regolamentari delle aree protette	Aree naturali protette di livello nazionale, regionale, locale (Parco nazionale, Parco regionale, Riserva, ...)	Ente Parco (o altra Autorità di gestione dell' area naturale protetta)	NO
Vincolo idrogeologico	R.D.30/12/1923, n.3267 R.D.L.16/05/1926, n.1126 Norme regionali di settore	Aree soggette a vincolo idrogeologico	Varie (Regione, Provincia, Comune)	NP
Parere MATTM SIN	D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.	Area interno al SIN di Taranto	Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare	SI

**CONSIDERATO** che l'attività istruttoria a seguito della quale sono stati espressi sia il Parere istruttorio Conclusivo che il Parere Congiunto VIA-AIA è stata svolta in coordinamento e in continuità tra la Commissione tecnica VIA-VAS e la Commissione IPPC;

**VISTO e CONSIDERATO** il Parere Istruttorio Conclusivo ed il relativo Piano di Monitoraggio e Controllo formulati dalla Commissione IPPC e trasmessi con nota prot. CIPPC 00-2014-0001642 del 26/9/2014 e acquisito al prot. CTVA 2014 -3360 del 02/10/2013, che sono allegati al presente parere ne costituiscono parte integrante e sostanziale;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda i pareri relativi al progetto in esame, ad oggi non risulta pervenuto il Parere del Ministero dei Beni e delle attività culturali

**VISTE e CONSIDERATE** le richieste di integrazioni della Regione Puglia con nota prot. n. DVA-2013-2730 del 1/2/2013 e le risposte a tali integrazioni che il Proponente ha incluso nella nota del 16/09/2013 e che le stesse sono state analizzate nell'ambito del presente parere;

**VISTE e CONSIDERATE** le ulteriori richieste di integrazioni della Regione Puglia acquisite dalla DVA con nota prot. DVA-2014-21339 del 30/6/2014;

**VALUTATO** che, nell'ambito di tali ulteriori richieste, il Comitato VIA regionale precisa di aver già espresso il proprio parere in data 22/1/2013 ma che, alla luce degli atti a disposizione della Commissione VIA, il richiamato parere coincide con la nota di richiesta integrazioni sopra richiamata prot. n. DVA-2013-2730 del 1/2/2013 e che, pertanto, laddove questo sia definito come un parere, lo stesso non possa essere considerato conclusivo ma interlocutorio;

**CONSIDERATO** altresì che le ulteriori richieste della Regione Puglia riguardano:

- a) La necessità di effettuare un rilievo di dettaglio del complesso conventuale 'La Giustizia' (a 200m dall'area di intervento) e della Masseria e Torre Montello che ricadono all'interno dell'area ENI al fine *'di rappresentarne lo stato di conservazione, individuare opportuni parametri di riferimento e consigliare misure di monitoraggio nel corso del tempo tali da individuare la variazione di detti parametri e quindi suggerire, ovvero porre come prescrizione al Proponente, di intervenire contro il degrado delle suddette strutture con interventi atti a conservarne i valori costitutivi [...], in funzione di un loro possibile, pur lontano, recupero e restituzione alla collettività,'*
- b) La necessità di integrare l'analisi relativa allo stato di salute della popolazione considerando dati più recenti rispetto a quelli prodotti dal Proponente e una migliore caratterizzazione della entità e natura dei rischi sanitari dovuti ai contaminanti oggetto di studio;
- c) Chiarimenti circa il modello di dispersione utilizzato per la valutazione delle ricadute di ozono nonché approfondimenti circa il contributo dei COV nella formazione del particolato secondario;
- d) Integrazioni al piano di monitoraggio della qualità dell'aria rispetto alle variabili meteorologiche, nonché una stima più accurata dei COV emessi e dell'impatto odorigeno determinato dalle emissioni fuggitive del fuel gas;

**VALUTATO** che, con riferimento alla seconda richiesta di integrazioni da parte dell'amministrazione Regionale:

- Per quello che riguarda i punti a) e b) sopra richiamati, i medesimi non comporterebbero una modifica sostanziale del dispositivo del presente parere ma costituiscono elementi di ulteriore approfondimento che possono essere richiamati in prescrizione con tempistiche tali che permettano alla Regione di esprimersi entro il termine dell'espressione dell'intesa Regionale all'autorizzazione ministeriale;
- Per quanto riguarda il punto c) l'analisi delle ricadute di ozono si ritiene sufficiente quanto già presentato dal Proponente nell'ambito della richiesta di integrazioni e per quello che riguarda l'analisi del contributo dei COV alla formazione del particolato secondario, come anche richiamato dal parere AIA allegato al presente, rispetto allo stato attuale, si stima una riduzione delle emissioni di COV da 24 a 9t alla capacità produttiva. In tal senso, sebbene un approfondimento legato a tale contributo sia di interesse anche in vista del prossimo aggiornamento dell'AIA che sarà relativo alla centrale e alla Raffineria nel complesso e sia necessario un corretto monitoraggio dei COV, si ritiene che il dato dirimente in questa fase sia rappresentato dalla netta riduzione di emissioni di COV e non si ritiene che tale approfondimento possa modificare in maniera sostanziale il dispositivo del presente parere;
- Per quello che riguarda il punto d) il parere AIA nonché il PMC in allegato al presente parere già includono prescrizioni specifiche circa il monitoraggio dei COV e dell'impatto odorigeno degli impianti di cui trattasi;

**CONSIDERATO** che, nell'ambito della risposta alla richiesta di integrazioni, il Proponente precisa di aver ricevuto la nota di prot. n. 0009695 del 31/07/2012 dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia comunica che gli interventi inerenti il progetto non sono interessati da aree soggette alla disciplina delle N.T.A. del Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) approvato dal Comitato Istituzionale di Autorità di Bacino della Regione Puglia con delibera n. 39 del 30/11/2005;

**CONSIDERATO**, in conclusione, che i pareri degli Enti interessati dall'opera in esame, ove trasmessi al MATTM-CTVA sono stati oggetto di attenta valutazione nel corso dell'istruttoria, e che di essi si è tenuto conto nella richiesta di integrazioni, nelle valutazioni della documentazione tecnica e nella definizione del quadro prescrittivo del presente parere;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le osservazioni del pubblico, con nota protocollo DVA-2012-22075 del 17/9/2012, la DVA ha trasmesso alla Commissione VIA le osservazioni del Comitato Legamjonici contro l'inquinamento, acquisite al protocollo DVA 2012-21396 del 7/9/2012. Tali osservazioni sono state controdedotte dal Proponente nell'ambito della risposta alla richiesta di integrazioni.

**CONSIDERATO** che l'osservazione presentata è relativa all'ipotesi che i metanodotti a servizio dell'impianto di Hydrocracking e della centrale attualmente in valutazione, sarebbero un'unica opera e che, di conseguenza, avrebbero dovuto essere sottoposti ad un'unica procedura di VIA;

**CONSIDERATO** che:

- l'impianto di Hydrocracking è stato realizzato al fine adeguare la produzione di combustibili della Raffineria di Taranto alle disposizioni del Decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, in recepimento delle Direttive 98/70/CE, relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel e 2003/17/CE, operante modifica della Direttiva 98/70/CE. La direttiva stabiliva che a partire dal 1° gennaio 2009 venissero resi disponibili carburanti con un tenore massimo di zolfo pari a 10 mg/kg;
- Nell'ambito del progetto relativo all'impianto Hydrocracking era stata imposta come prescrizione (prescrizione 1)b DEC/DSA/2007/894) la realizzazione di un nuovo metanodotto di collegamento da realizzarsi a cura di Snam Rete Gas deputato a fornire l'alimentazione a gas naturale dei nuovi impianti Hydrocracking ed ancillari (Impianto Recupero Zolfo, Impianto Idrogeno, due camini E9 ed E10, una Torcia) al fine di evitare in un'area come quella di Taranto, l'utilizzo come combustibile degli impianti, del fuel oil di raffineria limitando così l'emissione di inquinanti;

**VALUTATO** che alla luce del lasso temporale intercorrente fra i due progetti non appare sostenibile la tesi secondo cui si possa trattare di un unico progetto realizzato in più fasi in dispregio di quanto previsto dalla Direttiva 85/337/CEE in tema di indivisibilità dei progetti sottoposti a VIA;

Per quanto riguarda il Quadro di riferimento programmatico centrale e elettrodotta

**CONSIDERATO** che, relativamente agli strumenti di pianificazione energetica comunitaria e nazionale, il progetto è coerente con gli obiettivi di politica energetica della UE e dell'Italia, trattandosi di:

- cicli combinati a gas ad alto rendimento
- diversificazione delle fonti energetiche (gas) e massimizzazione del recupero energetico (recupero del fuel gas di raffineria)
- riduzione delle emissioni specifiche (recupero del fuel gas di raffineria, incremento dei rendimenti, produzione combinata di energia elettrica e calore);

**CONSIDERATO** che, relativamente alla pianificazione energetica regionale, il progetto risulta essere coerente con il PEAR dal momento che:

- Il progetto si configura come un risanamento ed efficientamento di una vecchia centrale costruita negli anni '60 a servizio della Raffineria di Taranto e la sua collocazione è strettamente vincolata dalla vicinanza con la Raffineria e dalla volontà di intervenire su un sito già adibito ad uso industriale. Sulla base di quanto dichiarato, il progetto della nuova centrale termoelettrica è stato dimensionato sulla base del fabbisogno termico di Raffineria per la produzione del vapore tecnologico, pertanto, la realizzazione dell'impianto è in linea con le consuete linee strategiche in campo energetico, che prevedono la realizzazione di impianti in prossimità dei nuclei di consumo.



- Nell'ambito del panorama regionale caratterizzato da un'offerta di energia significativamente maggiore della domanda, la provincia di Taranto si attesta come la più energivora, soprattutto per quanto riguarda i consumi ad uso industriale (maggiormente il settore siderurgico).

**CONSIDERATO**, inoltre, che sulla base del PEAR "Il piano considera il ricorso all'installazione di altre centrali termoelettriche di grossa taglia, come possibilità praticabile esclusivamente nel caso in cui non sia accompagnato da ulteriore incremento di emissioni di CO<sub>2</sub>" e che, il progetto proposto, mantenendo inalterata la potenza termica installata e prevedendo il passaggio a combustibili a minor fattore di emissione specifico di CO<sub>2</sub> (da olio combustibile a gas naturale o di raffineria), risulta in linea con il PEAR;

**CONSIDERATO** che, relativamente al Sito di Interesse Nazionale di Taranto, l'area interessata dall'intervento ricade all'interno della zona omogenea, denominata F nella planimetria presentata dal Proponente con il progetto di bonifica (nota ENI R&M prot. n. 241 del 19/12/2012) e analizzata ai fini della conferenza dei servizi decisoria del 16/7/2013. Come risulta dal verbale della citata conferenza dei servizi decisoria, l'area F è ricompresa tra le aree per le quali si ritiene 'concluso positivamente il procedimento di bonifica dei suoli di cui al Decreto del Ministro dell'Ambiente e T.T.M. n. 3822/QdV/M/ del 27/7/2007'.

**CONSIDERATO** che la Conferenza dei servizi decisoria di cui sopra, relativamente al progetto in esame, conclude pertanto che *'l'intervento possa essere realizzato'*, sotto le seguenti condizioni:

1. *i progettisti incaricati dai soggetti privati dovranno attestare che i Lavori da effettuare non interessano la falda acquifera sottostante. In caso di interferenza con le acque di falda l'azienda dovrà attestare, con la successiva verifica da parte di ARPA, che gli interventi medesimi non pregiudicano gli interventi di bonifica della falda attivi nel sito. Inoltre dovranno essere adottati da parte degli operatori gli idonei dispositivi ai sensi della vigente normativa in materia di sicurezza del lavoro. Gli Enti di controllo dovranno verificare e attestare che non vi sia il superamento dei limiti normativi vigenti di esposizione professionale. All'esito di tale verifica potranno essere stabiliti gli step progettuali conseguenti;*
2. *L'eventuale acqua emunta contaminata dovrà essere trattata come rifiuto liquido e dovranno essere adottate le idonee misure di prevenzione comunicandole agli Enti di controllo;*
3. *I terreni utilizzati per un eventuale riempimento o livellamento dell'area degli scavi dovranno essere materiali certificati.*

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la pianificazione regionale per la qualità dell'aria, la Regione Puglia con regolamento regionale n.6 del 21 maggio 2008, pubblicato nel Bollettino Ufficiale della Regione Puglia n.84 del 28 maggio 2008, ha emanato il *Piano Regionale Qualità dell'Aria (PRQA)*;

**CONSIDERATO** che i Comuni nei quali, oltre a emissioni da traffico autoveicolare, si rileva la presenza di insediamenti produttivi rilevanti (impianti soggetti ad AIA), come il caso del Comune di Taranto con la presenza di attività industriali di tipo IPPC, sono inclusi nella Zona C. In questi comuni si applicano sia le misure di risanamento rivolte al comparto mobilità sia le misure per il comparto industriale;

**CONSIDERATO** che le misure attuative per il risanamento della qualità dell'aria riguardanti il comparto industriale non comportano l'impegno di risorse finanziarie, bensì la piena e corretta applicazione di strumenti normativi. In particolare, per gli impianti industriali, nuovi o esistenti, che ricadono nel campo di applicazione dell'ex D.Lgs. 59/053 questo si traduce nell'applicazione al ciclo produttivo delle migliori tecnologie disponibili (Best Available Technologies - BAT), così come verrà disposto nell'AIA rilasciata dall'autorità competente (statale o regionale);

**CONSIDERATO** che il progetto di adeguamento della centrale a servizio della Raffineria di Taranto appare coerente con le indicazioni del Piano Regionale di Qualità dell'Aria, in quanto il suo esercizio comporta riduzioni delle emissioni di inquinanti in atmosfera e che le scelte progettuali adottate si sono rivolte, ove tecnicamente possibile, verso le Migliori Tecnologie Disponibili;

**CONSIDERATO** inoltre che, con D.G.R. Puglia n. 1474 del 17 luglio 2012 è stato adottato il “Piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della qualità dell’aria nel quartiere Tamburi (TA)” e che tale Piano si prefigge di individuare le misure necessarie per agire sulle principali sorgenti di emissione che hanno influenzato rispettivamente il superamento dei valori limite e dei valori obiettivo per il PM10 ed il Benzo(a)pirene rilevati nelle centraline appartenenti alla Rete Regionale della Qualità dell’Aria (RRQA), riportando a conformità normativa i valori di qualità dell’aria ambiente per tali inquinanti. Le misure sono state scelte in modo da costituire un insieme organico finalizzato ad ottenere gli obiettivi di riduzione globali. Il territorio oggetto del Piano di Azione è individuato, in generale, nei comuni di Taranto e Statte e, in particolare, nell’area del quartiere Tamburi di Taranto, collocato a ridosso di una importante area industriale caratterizzata dalla presenza di insediamenti produttivi contraddistinto da rilevanti emissioni inquinanti in atmosfera;

**CONSIDERATO** che, la Regione Puglia ha, in seguito, approvato con DGR 2979 del 29/12/2012 la zonizzazione e la classificazione del territorio regionale ex. D. Lgs. 155/10, art.3;

**CONSIDERATO** che, sulla base di tale classificazione, l’area interessata dal progetto ricade nella ZONA IT1613: zona industriale, costituita da Brindisi, Taranto e dai comuni che risentono maggiormente delle emissioni industriali dei due poli produttivi;

**CONSIDERATO** che, il paragrafo 5.1.7 del ‘Piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della qualità dell’aria nel quartiere Tamburi (TA) per gli inquinanti PM10 e Benzo(a)Pirene ai sensi del D.lgs.155/2010 art. 9 comma 1 e comma 2, recante ‘Prime misure da applicare al comparto industriale in caso di modifiche che incidano sul quadro emissivo del comparto ed in caso di realizzazione di nuovi stabilimenti’ stabilisce quanto segue:

*Ogni modifica che incida sul quadro emissivo di impianti/stabilimenti inseriti nel campo di applicazione dell’AIA, della VIA e delle emissioni in atmosfera (parte seconda e art. 269 del D.Lgs. 152/06) dovrà essere subordinata ad una preventiva verifica in termini di non variazione del complessivo flusso di massa di emissioni in aria di polveri e idrocarburi policiclici aromatici rispetto al quadro autorizzativo, al fine di garantire il non aggravio del carico emissivo dell’area interessata. Anche per la realizzazione di nuovi stabilimenti inseriti nel campo di applicazione dell’AIA, della VIA e delle emissioni in atmosfera (parte seconda e art. 269 del D.Lgs. 152/06), il rilascio dei connessi provvedimenti abilitativi è subordinato alla presentazione, da parte del proponente, di specifico studio di ricaduta al suolo degli inquinanti oggetto del presente piano, per la successiva valutazione di Arpa Puglia volta a definire misure di contenimento/mitigazione per il non aggravio dello stato della qualità dell’aria nelle aree già compromesse;*

**CONSIDERATO**, pertanto, che le scelte progettuali del progetto in esame si sono rivolte verso le Migliori Tecnologie Disponibili e che i combustibili che saranno utilizzati escludono l’utilizzo dell’olio combustibile, comportando riduzioni delle emissioni dei macroinquinanti in atmosfera, con particolare riferimento a quelli citati nel piano di cui al punto precedente;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la pianificazione in materia di gestione dei rifiuti, attraverso l’emanazione della Delibera di Giunta Regionale 28 Dicembre 2009, No. 2668 è stato approvato l’“Aggiornamento del Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti speciali”; la Regione Puglia ha quindi avviato con la Delibera del 19 Ottobre 2010, No. 2243, l’aggiornamento del “Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Urbani (PRGRU)”, nell’ambito della procedura di VAS;

**CONSIDERATO** che per ciò che riguarda il piano di Gestione dei Rifiuti, in considerazione delle ridotte quantità di rifiuti prodotti, non sono evidenziabili elementi di contrasto con il progetto di cui trattasi dal momento che la Centrale non modificherà il bilancio di produzione né a livello comunale né a livello di ambito regionale e non richiederà la predisposizione di impianti di smaltimento dedicati;

**CONSIDERATO** che il Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia è stato approvato con Delibera del Consiglio Regionale N. 230 del 20 Ottobre 2009, esso modifica ed integra il Progetto di Piano di Tutela

delle Acque della Regione Puglia adottato con Delibera di Giunta Regionale N. 883/07 del 19 Giugno 2007 pubblicata sul BURP N. 102 del 18 Luglio 2007;

**CONSIDERATO** che il progetto proposto non appare in contrasto con gli obiettivi del piano dal momento che:

- Rischio di contaminazione del suolo e sottosuolo e delle risorse idriche sotterranee: il Proponente afferma che le superfici su cui saranno poste linee ed apparecchiature che contengono olii saranno pavimentate e in grado di convogliare le acque potenzialmente oleose verso un opportuno sistema di trattamento;
- Prelievi Idrici: la centrale termoelettrica di Taranto è raffreddata ad acqua di mare permettendo di non consumare acqua di falda o altre risorse pregiate e garantendo alta efficienza e ridotti autoconsumi (vapore ed acqua calda vengono ceduti alla Raffineria ENI R&M ed utilizzati per preriscaldare diversi flussi in entrata nel ciclo termico, massimizzando la resa globale dell'impianto). Peraltro, il consumo di risorse idriche verrà ridotto dal momento che le tre turbine a vapore con condensatore saranno sostituite da solo due turbine a vapore a pura contropressione.
- Scarichi Idrici: nessun refluo viene direttamente immesso nel corpo recettore; tutti i reflui di centrale sono collettati e convogliati nelle fogne di Centrale che, superato il limite di batteria di stabilimento, vanno ai sistemi di trattamento gestiti dalla Raffineria ENI R&M a norma di legge e secondo le migliori tecniche disponibili.

**CONSIDERATO** che l'adeguamento della Centrale di Cogenerazione a progetto è localizzato in aree non sottoposte ad alcun vincolo ai sensi della Pianificazione di Bacino e non interferisce perciò, né con le prescrizioni specifiche, né con gli obiettivi del PAI;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'elettrodotto, le opere in progetto nella localizzazione individuata non interferiscono con aree vincolate ai sensi della Pianificazione di Bacino e non interferiscono, perciò, né con le prescrizioni specifiche, né con gli obiettivi del PAI;

**CONSIDERATO** che il Progetto in esame non prevede alcuna modifica della rete infrastrutturale viaria attuale. Non si rilevano quindi interferenze fra la realizzazione del progetto e la politica del Piano Regionale dei Trasporti;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le aree della rete Natura 2000, nell'area vasta sono presenti:

- SIC IT9130008 "Posidonieto Isola San Pietro – Torre Canneto";
- SIC IT9130004 "Mar Piccolo";
- SIC IT9130006 "Pineta dell'Arco Ionico";
- SIC IT913002 "Masserie Torre Bianca";
- SIC/ZPS IT9130007 "Area delle Gravine".

**CONSIDERATO** che sono altresì presenti:

- l'Important Bird Area (IBA) 139 "Gravine", parzialmente coincidente con il SIC/ZPS IT9130007 "Area delle Gravine";
- il Parco Naturale Regionale "Terra delle Gravine";
- la Riserva Naturale Orientata "Palude La Vela".

**CONSIDERATO** che il Proponente ha presentato una valutazione di incidenza il cui contenuto sarà meglio esposto nel prosieguo del presente parere e che, sulla base di tale valutazione, non appare prevedibile alcuna incidenza significativa e irreversibile sull'integrità dei Siti Natura 2000 presenti nell'area di interesse;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il Piano Urbanistico Territoriale Tematico/Paesaggio (PUTT/p), sulla base di quanto evidenziato dal Proponente, l'area di prevista realizzazione delle opere in progetto ricade all'interno di un Ambito Territoriale Esteso di Valore Normale ("E"), che le Norme Tecniche di Attuazione (NTA) definiscono, all'Art. 2.01, Comma 1.5, come ambito "laddove non è direttamente dichiarabile un significativo valore paesaggistico"

**CONSIDERATO** che l'area della Centrale si trova nelle vicinanze di un ambito definito dal PUTT/p come area dal Valore Distinguibile ("C"), riferito a situazioni di presenza di un bene costitutivo, anche in assenza di prescrizioni vincolistiche esistenti, per il quale vanno perseguiti obiettivi di salvaguardia e valorizzazione dell'assetto attuale se qualificato, e trasformazione, se compromesso, compatibilmente con la qualificazione paesaggistica ma, che tuttavia, la Centrale si inserisce all'interno dell'area industriale retrostante il Porto di Taranto, nei confini della Raffineria e pertanto la sua localizzazione non contrasta con il PUTT/p, sebbene vadano perseguiti i citati obiettivi di salvaguardia;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'elettrodotto di collegamento che attraverserà aree attualmente incolte, questo sarà realizzato in un'area che ricade all'interno di un Ambito Territoriale Esteso di Valore normale "E" e si trova nelle vicinanze di un'area dal Valore distinguibile "C";

**CONSIDERATO** che l'estremità meridionale del tracciato dista circa 100 m dalle segnalazioni (SB7) e (SB8); l'estremità settentrionale si trova a circa 80 m a S-SE dalla SB19, chiesa medievale di S. Maria del Soccorso e che il progetto di allacciamento alla RTN si inserisce all'interno dell'area industriale retrostante il Porto di Taranto e, accanto al futuro allacciamento alla RTN, è già posizionato l'allacciamento esistente alla stessa rete;

**CONSIDERATO** che l'area della nuova sottostazione elettrica è ubicata all'esterno della recinzione della Raffineria ENI R&M, oltre il limite settentrionale della stessa, in particolare si segnala che l'area della nuova sottostazione elettrica è ubicata all'esterno della recinzione della Raffineria ENI R&M, oltre il limite settentrionale della stessa, in località Mass. Santa Chiara, su un pianoro leggermente rialzato rispetto alla piana circostante, attualmente alterato morfologicamente dalla presenza degli impianti industriali;

**CONSIDERATO** che l'area della nuova sottostazione elettrica è posta, inoltre, a circa 100 m a N di una cava per l'estrazione di materiale da costruzione (di epoca indeterminabile), individuata durante indagini di scavo SBAP (2006-2008) (SB7) e a circa 130 m a NE dalla Chiesa di Santa Chiara alle Pertose (SB8), chiesa rupestre ipogeica situata a ridosso di una piccola gravina, ora non più esistente, che andava dalla Masseria del Foggione fino a Santa Maria della Giustizia;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il Piano Regolatore Generale del Comune di Taranto (PRG) approvato nel 1974, questo non presenta elementi di discordanza con il progetto essendo l'area della Centrale, proposta per l'insediamento dell'impianto collocata all'interno della Raffineria ENI R&M è già utilizzata al medesimo scopo. Tale porzione di territorio, caratterizzata dalla presenza di grandi industrie e dalla scarsa presenza di insediamenti abitativi, è classificata come 'zona industriale';

**CONSIDERATO** che la Centrale verrà localizzata all'interno dell'area dello Stabilimento Eni e risulta esterna alle aree individuate dal Piano Regolatore Portuale e Piano Operativo Triennale Portuale 2012-2014, che sono di competenza esclusiva di Autorità Portuale. Pertanto non si rilevano interferenze tra la realizzazione del progetto e le indicazioni dei Piani in esame;

**CONSIDERATO e VALUTATO**, in conclusione che dall'insieme dei documenti programmatici considerati dal Proponente emerge che l'impianto in oggetto non contrasta con nessuno degli indirizzi europei, nazionali e locali. Anzi va sottolineato che la realizzazione dell'intervento permetterà la dismissione di impianti esistenti obsoleti con tecnologia tradizionale e di eliminare l'utilizzo di olio combustibile, ottenendo una consistente riduzione delle emissioni in atmosfera;

Per quanto riguarda il Quadro di riferimento progettuale – centrale

**CONSIDERATO** che, la centrale per cui è previsto il progetto "Adeguamento della Centrale di Cogenerazione" oggetto del presente parere, è situata all'interno della Raffineria ENI R&M di Taranto; la Raffineria e la centrale presentano collegamenti tecnici dal momento che la Raffineria trasferisce alla centrale fuel gas e fuel oil come combustibili e riceve vapore tecnologico, energia elettrica, aria strumenti, acqua demineralizzata e degasata;

*[Handwritten signatures]*

**CONSIDERATO** che, inoltre, la Raffineria invia acqua mare alla centrale per il funzionamento degli impianti di quest'ultima. Le acque di Raffreddamento impianti della CTE Eni vengono convogliate allo scarico finale ("Scarico A" di Raffineria);

**CONSIDERATO** che, in sintesi, le attività svolte dalla centrale a servizio della Raffineria sono:

- trattamento delle condense di vapore (esenti da idrocarburi);
- produzione di aria strumenti;
- produzione di acqua demineralizzata/degasata a partire dall'acqua trattata nell'impianto di "water reuse" e da acqua di mare (tramite impianti di osmosi inversa);
- gestione e distribuzione acqua mare alla Raffineria;
- produzione acqua calda e temperata.

**CONSIDERATO** che, nell'assetto attuale, la Centrale Termoelettrica ha una potenza installata pari a circa 86 MW elettrici e 410 MW termici ed è costituita da tre caldaie a fuoco diretto (alimentate con olio/gas di Raffineria), un turbogas da 40 MWe con caldaia a recupero e da quattro turbine a vapore, tre delle quali a condensazione/estrazione da 12,5 MWe e una a contropressione da 8,5 MWe;

**CONSIDERATO** che la Centrale Termoelettrica esistente è costituita da un gruppo di cogenerazione raffreddato ad acqua mare costituito da:

- un turbogas-alternatore (TG 7501-G5) da 40 MWe una caldaia a recupero (F-7503) da 90 t/h di vapore AP (delle quali, 25 t/h prodotte con la post-combustione) e 10 t/h di vapore MP
- tre turboalternatori a vapore a condensazione ed estrazione da 12,5 MWe (TG1-P7515A, TG2-P7515B e TG3-P7515C)
- un turboalternatore a vapore a contropressione da 8,5 MWe (TG4 P7515D)
- tre caldaie a fuoco diretto (F-7502 da 140 t/h di vapore, F7501B e F7501C da 70 t/h di vapore ciascuna);

**CONSIDERATO** che la centrale nel suo assetto attuale è autorizzata con Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) DVA-DEC-2010-274 del 24/05/2010 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana Serie Generale n. 134 dell'11/06/2010);

**CONSIDERATO** che anche la raffineria è autorizzata mediante AIA rilasciata con Decreto DVA-DEC-2010-273 del 24/05/2010 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana Serie Generale n. 134 dell'11/06/2010);

**CONSIDERATO** che, nello stato attuale, tutte le fonti di emissioni atmosferiche degli Impianti della Centrale termoelettrica (caldaie CTE e Turbogas) vengono convogliate in un unico camino, (denominato punto di emissione E-3) che presenta le seguenti caratteristiche:

Camino E-3	
Portata media dei fumi (secchi al 15% <sub>v</sub> di O <sub>2</sub> )	765.323,0 Nm <sup>3</sup> /h
Temperatura fumi	188 °C
Diametro allo sbocco	4,08 m
Altezza del rilascio	100 m

**CONSIDERATO** che il quadro emissivo autorizzato con Decreto AIA Prot. n. DVA-DEC-2010-0000274 del 25/5/2010 è riassunto nella seguente tabella:

*[Handwritten notes and signatures]*

*[Handwritten notes and signatures]*

Sorgenti	Portata fumi <sup>1)</sup> Nm <sup>3</sup> /h	Concentrazioni			
		NO <sub>x</sub> mg/Nm <sup>3</sup>	SO <sub>2</sub> mg/Nm <sup>3</sup>	Polveri mg/Nm <sup>3</sup>	CO mg/Nm <sup>3</sup>
Camino E3	765.323	175 <sup>(2)</sup>	300 <sup>(2)</sup>	20	100

1. Portata fumi secchi al 15% di O<sub>2</sub>.
2. Il Decreto AIA n.DVA-DEC-2010-0000274 del 24/05/2010, autorizza il camino E03 ad un limite emissivo massimo per gli NO<sub>x</sub> pari a 1000 t/a e per gli SO<sub>2</sub> pari a 1420 t/a.

**CONSIDERATO** che le emissioni annuali attualmente autorizzate dal Decreto AIA citato (1000 t/a di NO<sub>x</sub> e 1420 t/a di SO<sub>2</sub>) sono state oggetto di una ulteriore riduzione del 10% e del 44% rispettivamente per NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub>, in ottemperanza al parere della Commissione Istruttoria AIA-IPPC DVA-2011-0018792 del 18/07/2011, conseguente al piano di fattibilità richiesto dalla prescrizione n.6.9 del Decreto AIA. Tali riduzioni sono raggiungibili tramite misure di carattere gestionale (regolazione del vapore in iniezione alla turbina TG-7501 e gestione appropriata annuale del mix di combustibile in alimentazione alla centrale);

**CONSIDERATO** che nel 2011 dal camino E3 sono stati emessi i seguenti quantitativi di sostanze inquinanti, misurati con il sistema di monitoraggio in continuo (CEMS):

Inquinante	Emissioni (t)
NO <sub>x</sub>	419,7
SO <sub>2</sub>	290,5
Polveri	28,0
CO	61,4

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda gli effluenti liquidi, le acque reflue derivanti dal processo, da drenaggi e spurghi delle varie apparecchiature d'impianto e dalla raccolta delle acque piovane potenzialmente inquinabili da oli o prodotti chimici sono convogliate, attraverso i diversi sistemi di fognatura della Raffineria, all'impianto trattamento reflui di Raffineria;

**CONSIDERATO** che l'acqua mare di raffreddamento viene convogliata direttamente nel canale finale di Raffineria (Scarico A) e da qui nel corpo idrico recettore Mar Grande di Taranto;

**CONSIDERATO** che la gestione dei rifiuti viene effettuata secondo il Sistema di Gestione Ambientale di Stabilimento che prevede che i rifiuti vengano depositati, separatamente per ogni categoria, in un'area avente caratteristiche idonee (pavimentazione impermeabile, dimensioni adeguate alla quantità di rifiuto da depositare, tettoia, cordolatura di contenimento dell'area sotto la tettoia) e che lo smaltimento rifiuti viene eseguito, a norma di legge, da ditte specializzate e autorizzate che dimostrano adeguate competenze in questo campo;

**CONSIDERATO** che, il progetto "Adeguamento della Centrale di Cogenerazione", come anticipato, prevede la sostituzione delle apparecchiature più obsolete attualmente installate con un turboalternatore a gas con caldaia a recupero, alimentati a gas naturale, da circa 42 MWe (simile a quello esistente), di una caldaia a fuoco diretto da 110 t/h di vapore alimentata a gas naturale e/o a fuel-gas di Raffineria e una turbina a vapore a contropressione da 12 MWe;

**CONSIDERATO** che le apparecchiature dismesse saranno le tre turbine a vapore a condensazione ed estrazione (installate nel 1966) e le tre caldaie funzionanti sia a fuel gas che ad olio combustibile, che quindi non sarà più utilizzato in Stabilimento e che saranno mantenuti in linea, invece, il turboalternatore a gas con caldaia a recupero da 40 MWe e una turbina a vapore a contropressione da 8,5 MWe;

**CONSIDERATO** che il progetto consente di restare entro il limite di potenza termica attualmente installata, 410 MWt, pur incrementando leggermente la potenza elettrica, da 86 a 102,5 MWe, grazie ad un migliore rendimento dei nuovi impianti rispetto a quelli attuali;

**CONSIDERATO** che la dismissione delle turbine a vapore a condensazione ed estrazione, grazie all'eliminazione del circuito di raffreddamento acqua mare dei condensatori permetterà anche di ridurre le fasi di manutenzione, rendendo così più regolare l'esercizio della Centrale;

**CONSIDERATO** altresì che il progetto prevede lo smantellamento delle caldaie a fuoco diretto esistenti e l'eliminazione dell'utilizzo di olio combustibile;

**CONSIDERATO** che le nuove apparecchiature che saranno installate sono:

- un gruppo di cogenerazione costituito da:
  - un turboalternatore a gas (TG-7601) da 42 MWe ca.;
  - una caldaia a recupero (F-7601) da 105 t/h di vapore AP (delle quali, 45 t/h prodotte con la post-combustione) e 13 t/h di vapore BP.
- una caldaia a fuoco diretto (F-7602) da 110 t/h di vapore di AP.
- una turbina a vapore (TP-7601), di taglia pari a circa 12 MWe nominali, alimentata dal collettore di AP di centrale, a contropressione in MP, con coda finale per l'elaborazione di parte del vapore dalla media alla BP;

**CONSIDERATO**, pertanto, che a progetto di adeguamento realizzato, la Centrale sarà pertanto alimentata a fuel-gas di Raffineria e gas naturale, secondo il seguente schema:

- turbogas esistente TG-7501 e caldaia a recupero F-7503: fuel gas di Raffineria
- nuovo turbogas TG-7601 e caldaia a recupero F-7601: gas naturale
- caldaia a fuoco diretto F-7602: fuel gas di Raffineria e/o gas naturale

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la fase di cantiere, gli interventi relativi al progetto "Adeguamento della Centrale di Cogenerazione" saranno realizzati su un terreno interno alla Raffineria ENI R&M, di proprietà della stessa, avente una superficie di circa 10.590 m<sup>2</sup> secondo un profilo irregolare; il terreno si presenta in rilievo rispetto al piano campagna della Raffineria mediamente di circa 4,0 m e libero da strutture;

**CONSIDERATO** che l'area di cantierizzazione delle imprese sarà ubicata a nord della Raffineria, al di fuori del recinto fiscale, in un'area di proprietà della Raffineria attualmente adibita a parcheggio;

**CONSIDERATO** che la fase di costruzione durerà un arco di tempo complessivo pari a circa 18 mesi, le presenze medie in cantiere sono stimate pari a circa 200 unità nell'intero periodo, con un picco intorno alle 300 unità nei periodi di massima attività. Il programma di realizzazione dell'intervento di Adeguamento della Centrale di Cogenerazione è previsto per una durata complessiva pari a circa 26 mesi. L'area di costruzione rimarrà impegnata per tutto il periodo previsto per le fasi di costruzione, collaudo ed avviamento delle nuove installazioni, per una durata complessiva pari a circa 20 mesi;

**CONSIDERATO** che gli impatti relativi alla fase di cantiere saranno valutati nel prosieguo del presente parere, nell'ambito delle sezioni relative all'analisi degli impatti sui comparti ambientali;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la centrale nella sua configurazione post-operam, lo schema di funzionamento della Centrale di Cogenerazione nella configurazione di progetto prevede che:

- i due turbogas, quando in funzione, sono sempre al 100% di carico;
- quando la caldaia F-7602 è ferma, la post-combustione delle caldaie a recupero (F-7503 ed F-7601) dei turbogas sono entrambe accese ad un carico termico di circa 15 MWt;
- quando è fermo il turbogas TG-7501 (TG5), la produzione di vapore della caldaia F-7602 è sufficiente da poter evitare di attivare la post combustione del TG-7601 (TG6);
- quando è fermo il turbogas TG6, il TG5 dovrà funzionare con la post-combustione accesa, con un carico termico di 13 MWt, per produrre vapore sufficiente sia al fabbisogno di vapore da esportare sia a quello di media pressione necessario al sistema DeNOx del TG5 stesso.

**CONSIDERATO** che, inoltre, il TG5 e la sua caldaia a recupero sono sempre alimentati con fuel gas di Raffineria, il TG6 e la sua caldaia a recupero sono sempre alimentati con gas naturale mentre la caldaia F-

7602 normalmente è alimentata con una miscela di fuel gas e di gas naturale tranne nei periodi di fermata del TG5, durante i quali viene alimentata solo a fuel gas di Raffineria;

**CONSIDERATO** che, pertanto, gli scenari di funzionamento ipotizzabili per la nuova centrale sono i seguenti:

<b>Scenario di "Normale funzionamento"</b>			
Apparecchiatura	Carico termico	Esercizio (h/a)	Alimentazione
TG-7501 (no Post Combustione)	100%	7.260	Fuel gas
TG-7601 (no Post Combustione)	100%	7.260	Gas naturale
Caldaia F-7602	40%	7.260	Fuel gas + Gas naturale

<b>Scenario a Caldaia F7505 ferma</b>			
Apparecchiatura	Carico termico	Esercizio (h/a)	Alimentazione
TG-7501 + Post Combustione	100% + 60%	500	Fuel gas
TG-7601 + Post Combustione	100% + 43%	500	Gas naturale

<b>Scenario a TG5 fermo</b>			
Apparecchiatura	Carico termico	Esercizio (h/a)	Alimentazione
TG-7601 (no Post Combustione)	100%	500	Gas naturale
Caldaia F-7602	100%	500	Fuel gas

<b>Scenario a TG6 fermo</b>			
Apparecchiatura	Carico Termico	Esercizio (h/a)	Alimentazione
TG-7501 + Post Combustione	100% + 37%	500	Fuel gas
Caldaia F-7602	100%	500	Fuel gas + Gas naturale

**CONSIDERATO** che il Proponente ha effettuato una stima del numero massimo di transitori ipotizzabili e dell'indice di funzionamento normale, pervenendo ai seguenti risultati:

- per TG5+F7503 e TG6+F7601:  $1 - 2.75 \times (43.5/8260) \rightarrow 98.6\%$
- per F7602:  $1 - 2.75 \times (33.2/8260) \rightarrow 98.9\%$

**CONSIDERATO e VALUTATO**, pertanto, che l'indice di funzionamento normale è tale da poter considerare che per la centrale esaminata l'incidenza dei transitori scarsamente significativa;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la connessione alla rete gas, sulla base di quanto dichiarato dal Proponente, il collegamento avverrà con una derivazione la cui autorizzazione e futura realizzazione sarà a cura di Snam Rete Gas;

Per quanto riguarda il Quadro di riferimento progettuale – elettrodotto

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'elettrodotto di collegamento, il Proponente afferma di aver ricevuto da Terna Rete Italia un preventivo di modifica della connessione tale da configurare un'opera connessa non prevista nell'iniziale documentazione progettuale e che tale modifica è stata trasmessa nell'ambito della risposta alla richiesta di integrazioni, inserendo i dettagli progettuali, come di seguito descritto;



**CONSIDERATO** che, allo stato attuale, la connessione della centrale di Taranto è realizzata in antenna con un elettrodotto in aereo a 150 kV in semplice terna, della Rete di Trasmissione Nazionale, facente capo ad una Stazione elettrica in aereo, costituita di un unico stallo;

**CONSIDERATO** che la modifica consiste in un collegamento costituito in entra – esce con l'ingresso in una nuova Stazione Elettrica per cui si rende necessaria la costruzione delle seguenti opere:

- un elettrodotto in aereo a 150 kV in semplice terna che si svilupperà dalla futura stazione elettrica alla linea Taranto Ovest – Taranto Molo che, con l'elettrodotto esistente, formerà il raccordo in entra – esce;
- una Stazione Elettrica in blindato (GIS) di Connessione alla RTN a 150 kV;
- tre raccordi a 150 kV in semplice terna, in cavo sotterraneo, due per il collegamento di quest'ultima ai due elettrodotti di entra – esce, l'altro per il collegamento con la Stazione esistente di Enipower, ubicata all'interno della Raffineria eni Divisione Refining & Marketing (R&M);

**CONSIDERATO** che la nuova Stazione Elettrica a 150 kV in blindato sarà installata in un edificio (di nuova realizzazione e di area di circa 23 x 23 m) posto all'interno dell'area già ora utilizzata come stazione elettrica per lo stallo di arrivo dell'esistente linea 150 kV.

**CONSIDERATO** che, relativamente all'elettrodotto in progetto, l'unico comune interessato dal suo passaggio è il comune di Taranto. Le opere attraversate sono due strade di collegamento tra stabilimenti della Zona Industriale di Taranto;

**CONSIDERATO** che il tracciato è previsto in aereo dall'elettrodotto della Rete Nazionale di Trasmissione Taranto Ovest - Taranto Molo, in corrispondenza del sostegno n. 41P e si dispone parallelo, ad una distanza di circa 20 m, all'esistente elettrodotto di connessione dello Stabilimento EniPower di Taranto. Dopo un percorso di circa 700 m il tracciato termina con un sostegno di transizione da aereo in cavo. Il tracciato prosegue poi in cavo sotterraneo raggiungendo l'area destinata alla Nuova Stazione di connessione in blindato (GIS) dopo un percorso di circa 40 m circa su strade vicinali e di circa 60 m all'interno della recinzione esistente della stazione e che un terzo cavo collegherà la Nuova Stazione con l'attuale Stazione in blindato a 150 kV, non più alimentata dalla linea in antenna;

**CONSIDERATO** che la lunghezza totale del tracciato è di 800 m circa in aereo, e di 200 m circa in cavo sotterraneo; le caratteristiche elettriche dell'elettrodotto in esame, per ciascuna terna, sono le seguenti:

Frequenza nominale	50 Hz
Tensione nominale	150 kV
Corrente nominale	500 A
Potenza nominale	130 MVA
Corrente max (norma CEI 11-60)	870 A
Potenza max (norma CEI 11-60)	226 MVA

E che la portata in corrente in servizio normale del conduttore sarà conforme a quanto prescritto dalla norma CEI 11-60, per elettrodotti a 150 kV in zona A;

**CONSIDERATO** che la seguente tabella riporta le principali caratteristiche tecniche della Stazione Elettrica:

Tensione massima sezione 150 kV	170 kV
Frequenza nominale	50 Hz
Corrente limite di funzionamento permanente: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potere di interruzione interruttori 150 kV</li> <li>• Corrente di breve durata 150 kV</li> </ul>	50 kA 50 kA
Condizioni ambientali limite	-25/+40 °C
Salinità di tenuta superficiale degli isolamenti - Elementi 150 kV	40 g/l

**CONSIDERATO** che la nuova Stazione Elettrica di Connessione sarà composta da una sezione a 150 kV del tipo unificato TERNA con isolamento in SF6 e sarà costituita da:

- n° 1 sistema a doppia sbarra;
- n° 3 moduli linea;
- n° 1 modulo parallelo sbarre;
- n° 1 modulo sez. sbarre e misure;
- spazio per n° 2 moduli futuri.

**CONSIDERATO** che l'edificio della stazione in progetto, formato da un corpo di dimensioni in pianta circa 23 x 23 m ed altezza fuori terra di circa 10,50 m, sarà destinato a contenere l'impianto in blindato, i quadri di comando e controllo della stazione, gli apparati di teleoperazione e i vettori. Inoltre ospiterà le batterie, i quadri MT e BT in corrente continua e corrente alternata per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza, gli uffici ed i servizi per il personale di manutenzione. Sarà destinato ad ospitare anche i quadri contenenti i Dispositivi Generali ed i quadri arrivo linea e dove si attesteranno le due linee a media tensione di alimentazione dei servizi ausiliari della stazione e le consegne dei sistemi di telecomunicazioni. È previsto anche un locale magazzino dove si terranno apparecchiature di scorta e attrezzature. La superficie occupata sarà di circa 530 m2 con un volume di circa 5.600 m3;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la fase di cantiere per la realizzazione del nuovo collegamento e della stazione elettrica il programma dei lavori prevede, in linea di massima, che le attività di costruzione durino circa 9 mesi;

**CONSIDERATO** che il cantiere, che sarà ubicato in un'area idonea, impiegherà un numero di persone da un minimo di 3 - 4 ad un massimo di circa 12 durante la fase di tesatura e di stendimento del cavo sotterraneo, ed occuperà le seguenti aree:

- circa 1000 m2 per piazzali, deposito materiali e carpenterie;
- un eventuale capannone della superficie di 100 m2 per lo stoccaggio di conduttori, terminali cavo, morsetterie, ecc.;
- altri spazi coperti per circa 20 m2, per la sistemazione di uffici, servizi igienici, ecc.

**CONSIDERATO** che il cantiere sarà organizzato per squadre specializzate nelle varie fasi di attività (scavo delle fondazioni, getto dei blocchi di fondazione, montaggio dei tralici, posa e tesatura dei conduttori), che svolgeranno il loro lavoro in successione sulle piazzole di realizzazione dei sostegni e che in ogni piazzola è prevedibile un'attività continuativa di 20 giorni, che, tenendo conto dei tempi di stagionatura dei getti di calcestruzzo, salgono a 50 giorni complessivi;

**CONSIDERATO** che le aree interessate dai lavori sono molto contenute, circa 100 m2 a sostegno.

**CONSIDERATO** che per il rifornimento dei materiali di costruzione e per l'accesso dei mezzi alle piazzole si utilizzerà la viabilità esistente ed in limitati casi si realizzeranno brevi raccordi temporanei, evitando per il possibile importanti tagli di vegetazione. A fine attività tali raccordi saranno demoliti e verranno ripristinate le condizioni preesistenti;

**CONSIDERATO** che il cantiere impiegherà orientativamente nelle varie fasi di attività i seguenti mezzi:

- un autocarro da trasporto;
- un escavatore;

- un'autobetoniera;
- una autogru per il montaggio dei sostegni;
- un'attrezzatura di tesatura, costituita da un argano e da un freno;
- 12 carrucole per lo stendimento dei conduttori e delle corde di guardia;
- corde metalliche per l'esecuzione del tiro.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la realizzazione della tratta in cavo sotterraneo dell'elettrodotto, la realizzazione è suddivisibile in tre fasi principali: la prima consiste nell'esecuzione degli scavi di trincea del letto di posa; la seconda riguarda lo stendimento del cavo di energia e del cavo a fibra ottica sopra il letto di posa ed il rinterro; la terza vede la realizzazione dei terminali cavo e che i servizi di cantiere saranno in comune con quelli della tratta in aereo;

**CONSIDERATO** che il programma dei lavori prevede, in linea di massima, che le attività di costruzione durino sempre circa 9 mesi, in parallelo con la costruzione della tratta in aereo;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la stazione elettrica, per la realizzazione della stazione elettrica di connessione sono previste le seguenti fasi di costruzione principali:

- scavi dell'area della Stazione per una profondità di 2,0 m circa;
- costruzione delle fondazioni in c.a. dell'edificio e delle apparecchiature (posizionamento delle armature, casserature, getto e vibratura del calcestruzzo);
- costruzione dei cavidotti e messa in opera della rete di terra e predisposizione degli ancoraggi per le apparecchiature GIS;
- costruzione della struttura in c.a. dell'edificio (pilastri e travi e delle apparecchiature (posizionamento delle armature, casserature, getto e vibratura del calcestruzzo);
- montaggio del carro ponte;
- esecuzione delle tamponature;
- realizzazione dell'impianto elettrico, idraulico;
- montaggio delle apparecchiature GIS (Sbarre, TA, TV, Scaricatori, Sezionatori, Interruttori, ecc.) messa in opera dei collegamenti con i terminali cavo relativi ai raccordi con la RTN e con il GIS esistente;
- montaggio del Sistema di Comando e Controllo (posa cavetterie, quadri ecc.).

**CONSIDERATO** che il programma dei lavori prevede, in linea di massima, che le attività di costruzione durino 20 mesi;

**CONSIDERATO** che il cantiere, che sarà ubicato parte nell'area stessa della Stazione e parte in un'area posta nelle vicinanze, impiegherà:

- un numero di persone da un minimo di 10 ad un massimo di ca. 20 durante la fase di montaggio della apparecchiature GIS.
- circa 2.000 m<sup>2</sup> per piazzali, deposito materiali e carpenterie;
- un capannone della superficie di 200 m<sup>2</sup> per lo stoccaggio di quadri e apparecchiature BT.
- altri spazi coperti per circa 40 m<sup>2</sup>, per la sistemazione di uffici, servizi igienici, ecc.

#### Valutazione dell'opzione '0'

**CONSIDERATO** che, la configurazione impiantistica prevede, come altrove sottolineato, che la presenza della centrale sia funzionale alle attività della Raffineria, in tal senso l'opzione '0' prevedrebbe il funzionamento della centrale nel suo assetto attuale;

**CONSIDERATO** che la Centrale nella configurazione attuale, a causa dell'obsolescenza di alcuni degli impianti installati (alcuni dei quali hanno superato i 45 anni di vita), difficilmente può assicurare nei prossimi anni adeguata continuità della produzione e della fornitura di vapore tecnologico ai reparti produttivi della Raffineria ENI R&M, come anche rappresentato nell'ambito della nota dell'8 agosto 2013 della Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche div. IV -

Dipartimento per l'Energia, con la quale tale Dipartimento evidenziava "[...] una non sufficiente potenza e una scarsa flessibilità del sistema di alimentazione complessivo della raffineria, che va rinnovato ed adeguato alle necessità dell'impianto nonché l'urgenza del completamento dell'istruttoria;

**CONSIDERATO** che nell'ipotesi, quindi, di non realizzazione del progetto "Adeguamento della Centrale di Cogenerazione", si concretizzerebbe il rischio di fermate della produzione della Raffineria ENI R&M;

**CONSIDERATO**, altresì, che, in assenza della realizzazione dell'intervento proposto energia elettrica e vapore continuerebbero ad essere prodotti con efficienze minori rispetto a quelle offerte dal nuovo progetto e quindi, a parità di produzione, con consumi di combustibili più elevati; a scapito della competitività e, soprattutto in prestazioni ambientali;

**CONSIDERATO** che tutte le nuove apparecchiature saranno conformi alle più evolute tecnologie che rappresentano le "Best Available Technology" attuali, secondo i criteri di massimo contenimento possibile delle emissioni in atmosfera e ottenimento di una maggiore efficienza rispetto gli impianti attualmente installati e che l'intervento, nel suo complesso, comporterebbe inoltre:

- la riduzione dei costi di produzione grazie alla maggiore efficienza ed affidabilità delle nuove apparecchiature;
- il contenimento delle emissioni di NOX grazie alla migliore tecnologia delle nuove apparecchiature

**CONSIDERATO e VALUTATO**, pertanto che, l'intervento si configura come un intervento di adeguamento degli impianti esistenti con risanamento ambientale e che pertanto la sua mancata realizzazione non rappresenti l'opzione preferibile dal punto di vista ambientale e della sicurezza di approvvigionamento energetico;

#### Per quanto riguarda il Quadro di riferimento ambientale – centrale

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'inquadramento territoriale dell'area di intervento, questa è ubicata nella grande area industriale della città di Taranto, a circa nord ovest della città, su ambedue i lati della SS7 Appia, all'interno della Raffineria ENI. Ai confini dello stabilimento siderurgico sito in prossimità della Raffineria sono presenti zone ad alta densità di popolazione rappresentate principalmente dal quartiere Tamburi di Taranto, a circa 1600 m dal perimetro in direzione sud - est. A distanze superiori (dell'ordine di alcuni chilometri) vi sono altri insediamenti urbani costituiti dai Comuni di Statte, Crispiano e Massafra. Lo specchio di mare antistante l'area industriale comprensiva dell'area portuale movimentata da 30 a 40 milioni di tonnellate di merci; insieme ai cantieri militari e civili, il porto di Taranto costituisce un'attività industriale primaria a rilevante impatto ambientale;

#### Atmosfera

**CONSIDERATO** che la caratterizzazione meteorologica dell'area di interesse è stata effettuata sulla base dei dati storici riportati nell'archivio SCIA (<http://www.scia.sinanet.apat.it>) e nel sito internet del Servizio Maerografico (<http://www.idromare.it>). Le stazioni di rilevamento dei dati climatologici per gli anni 1990-2011 prese in considerazione per la caratterizzazione locale dell'area sono:

Stazione	Coordinate	H slm (m)	Dist. (km)	Rete
Marina di Ginosa	(16.88, 40.44)	12	27	Sinottica UGM-ENAV
Grottaglie	(17.40, 40.52)	69	18	Sinottica UGM-ENAV
Taranto	(17.30, 40.45)	22	10	UCEA-UCOS
Taranto Mareografico	(17.22, 40.47)	0	3	Servizio Mareografico

**CONSIDERATO** che il regime pluviometrico è caratterizzato da una spiccata variabilità nel rateo di precipitazioni nel corso dell'anno. In particolare le precipitazioni tendono ad accumularsi nel periodo autunnale e invernale e ad essere scarse nel periodo estivo. La precipitazione estiva media nelle stazioni considerate è in genere attorno ai 20 mm, con valori minimi anche nulli, mentre i mesi più piovosi sono ottobre, novembre e dicembre con valori medi compresi all'incirca tra 55 mm e 80 mm, e un valore massimo pari a circa 390 mm nel novembre 2004 a Marina di Ginosa;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la temperatura, nei mesi di dicembre, gennaio e febbraio la temperatura media ha i suoi valori minimi, che sono compresi tra 6.0 °C (Grottaglie, febbraio 1993) e 8.7 °C (Mareografico, febbraio 2005). Nei mesi di luglio e agosto si raggiungono i valori massimi della temperatura media, compresi tra 28.2 °C (Taranto, agosto 2003) e 30.8 °C (Grottaglie, agosto 2003);

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'umidità relativa, i mesi più secchi risultano quelli estivi, in particolare luglio, con valori minimi di umidità relativa variabili nelle tre stazioni dal 38% al 54% circa. I mesi in cui si registrano i maggiori valori di umidità relativa sono invece novembre e dicembre. Tali valori sono compresi tra l'83% circa di Taranto e il 93% circa di Marina di Ginosa;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il regime anemometrico:

- la velocità media mensile del vento nel periodo considerato (1990-2011) è compresa tra 1.5 m/s e 4.3 m/s nella stazione di Grottaglie, tra 2.7 m/s e 5.5 m/s nella stazione Mareografico, e tra 3.2 m/s e 5.8 m/s nella stazione di Marina di Ginosa. Si sottolineano, però, le basse percentuali di validità dei dati, rispettivamente 9.1% e 16.3% per le stazioni Grottaglie e Mareografico;
- La rosa dei venti ottenuta dai dati misurati dalla stazione sinottica UGM Enav di Marina di Ginosa indica una direzione prevalente da Ovest Nord Ovest, caratterizzata anche da valori di velocità superiori a 10 m/s. Circa l'11% delle misure indicano condizioni di calma (vento di velocità inferiore a 0.5 m/s).
- La rosa dei venti ottenuta dai dati misurati dalla stazione sinottica Ugm Enav di Grottaglie, infine, è caratterizzata da un numero di calme pari quasi al 47% dei dati misurati. La direzione prevalente è Nord Nord Ovest, ma anche la direzione Sud Sud Est è caratterizzata da numerose osservazioni.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la caratterizzazione della qualità dell'aria *ante operam*, sono stati utilizzati i dati 2011 registrati nelle stazioni di:

- Statte (Scuola elementare) a Nord di Taranto, a circa 8 km dalla zona oggetto di studio;
- Statte (SS7 Wind) a Nord Ovest di Taranto, a circa 4 km dalla zona oggetto di studio;
- Machiavelli e Archimede collocate a Est dell'area di studio, ad una distanza di circa 3 km;
- centralina di monitoraggio Paolo VI a Nord Est dell'area industriale, a circa 6 km di distanza;
- Stazione Alto Adige, collocata nella città di Taranto;
- Carcere, posta in prossimità della casa circondariale;
- A Sud di Taranto vi sono le stazioni di monitoraggio di San Vito e Talsano, poste rispettivamente a circa 8 e 12 km dalla zona industriale;

Gli inquinanti monitorati per ognuna sono:

	SO2	NOX	NO2	PM10	PM2.5	CO	C6H6
Talsano	X	X	X	X			
San Vito	X	X	X	X			
Paolo VI	X	X	X	X	X		
Machiavelli	X	X	X	X	X	X	X
Carcere	X	X	X	X			
Archimede	X	X	X	X		X	
Alto Adige	X	X	X	X	X		X
Statte (Elementare)	X	X	X	X			
Statte (SS7 Wind)	X	X	X	X		X	X

**CONSIDERATO** che, sulla base dei dati registrati è emerso quanto segue:

- Per quanto riguarda il biossido di azoto, nel 2011 non sono stati registrati superamenti del valore limite medio orario pari a 200 µg/m<sup>3</sup>. I valori massimi della media orario sono stati registrati nelle centraline di Carcere (174,9 µg/m<sup>3</sup>) e Alto Adige (171,8 µg/m<sup>3</sup>). Per quanto riguarda la media annuale, il limite di legge di 40 µg/m<sup>3</sup> non è stato mai superato, anche se il valore registrato nella stazione Alto Adige vi si è avvicinato (35,1 µg/m<sup>3</sup>); la concentrazione limite stabilita dal D. Lgs. 155/2010 per la protezione della vegetazione, pari, a 30 µg /m<sup>3</sup>, è stato superato in tre centraline, Alto Adige, Archimede e Machiavelli;

- Per quanto riguarda il monossido di carbonio, solo tre delle centraline considerate misurano i valori medi orari (Machiavelli, Archimede e Statte Wind) ma i dati relativi ad Archimede non sono stati processati a causa della bassa percentuale di validità dei dati (13,7%). In ambedue le centraline i valori massimi della media mobile su 8 ore sono stati inferiori ai livelli di cui al D.lgs. 155/2010 (10 mg/m<sup>3</sup>), in particolare il valore massimo della media mobile su 8 ore nella stazione Archimede è stato pari a 2.0 mg/m<sup>3</sup>, mentre nella stazione Statte Wind la massima media mobile di 8 ore è 1.3 mg/m<sup>3</sup>;
- Per quanto riguarda il PM10, il valore massimo della media giornaliera è stato pari a 165.8 µg/m<sup>3</sup> nella stazione Paolo VI. In tutte le stazioni viene superato il valore limite di 50 µg/m<sup>3</sup> stabilito dal D.Lgs. 155/2010. In due stazioni, Machiavelli e Archimede, si eccede anche il massimo numero di superamenti consentito (35). In nessuna stazione di misura la media annuale delle concentrazioni di PM10 supera il valore limite di 40 µg/m<sup>3</sup> stabilito dal D.Lgs. 155/2010. Il valore medio annuale più elevato, pari a 36.8 µg/m<sup>3</sup> si è registrato nella centralina di via Machiavelli, come mostrato nella seguente tabella:

PM10	Media annuale	Massimo giornaliero	Percentile 90.41	Superamenti
Alto Adige	26.6	63.8	37.3	10
Archimede	36.5	111.4	51.8	45
Carcere	21.5	52.8	32.3	3
Machiavelli	36.8	159.4	52.3	46
Paolo VI	21.8	165.8	30.9	1
San Vito	23.3	59.1	34.3	6
Statte Elementare	22.2	54.3	33.7	4
Statte Wind	25.9	64.8	40.3	9
Talsano	26.2	72.3	38.1	10

- Per quanto riguarda il PM2,5, il dato viene rilevato nelle stazioni di Machiavelli, Paolo VI e Alto Adige. Il valore limite di 25 µg/m<sup>3</sup> stabilito dal D.Lgs. 155/2010 non viene mai superato. Il massimo valore della media annuale è pari a 18.6 µg/m<sup>3</sup> nella stazione Machiavelli;
- Per quanto riguarda il biossido di zolfo, non è stato registrato alcun superamento dei valori di concentrazione media oraria. I valori più elevati si sono registrati nella stazione Paolo VI (153.2 µg/m<sup>3</sup>) e di Statte Wind (98.9 µg/m<sup>3</sup>). Non è stato registrato altresì alcun superamento della media giornaliera e annua e i valori più elevati sono sempre stati registrati nella stazione Paolo VI;
- Per quanto riguarda il benzene, le misure sono state effettuate in tre stazioni: Alto Adige, Machiavelli e Statte Wind. I dati orari sono stati trattati per ottenere la media annuale che deve essere confrontata con il limite di legge di 5 µg/m<sup>3</sup> fissato dal D.Lgs. 155/2010 e in tutte le stazioni sono sempre inferiori rispetto al valore limite;
- Per quanto riguarda la caratterizzazione dei livelli di ozono, solo le centraline di Talsano e Statte Elementare effettuano misure di O<sub>3</sub>. In questo caso i dati analizzati sono riferiti al 2009, 2010 e 2011. Si osserva innanzitutto che il valore relativo alla soglia di informazione (180 µg/m<sup>3</sup> come media su 1 ora) non è mai stato superato, e quindi tanto meno è stato superato il livello di allarme (240 µg/m<sup>3</sup> come media su 1 ora per tre ore consecutive). A partire dalle medie orarie sono state calcolate le medie mobili di 8 ore per Statte Elementare e Talsano. La massima media mobile di 8 ore è stata pari a 143 µg/m<sup>3</sup> per la stazione Statte Elementare e 147 µg/m<sup>3</sup> per la stazione Talsano, valori maggiori del limite di 120 µg/m<sup>3</sup> stabilito per la protezione della salute umana. Il numero di superamenti è stato pari a 36 per Statte Elementare, e 56 per Talsano. Poiché il D.Lgs. 155/2010 stabilisce un numero massimo di superamenti pari a 25 per anno civile come media su tre anni, sono stati reperiti i superamenti per gli anni 2009 e 2010 dalle relazioni mensili di qualità dell'aria di ARPA Puglia. Il numero medio di superamenti su tre anni (approssimato all'intero più vicino) è minore del massimo stabilito; il valore limite stabilito per la protezione della vegetazione è stato superato nell'anno 2011 in entrambe le stazioni;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la valutazione degli impatti in fase di cantiere, le emissioni atmosferiche generate durante la fase di cantiere sono dovute a:

- i motori dei mezzi di lavoro (emissione di CO, NOx, COV, polveri) – fattori di emissione SCAB Fleet Average Emission Factors del 2010;
- il movimento di terra (sollevamento polveri) – metodologia AP-42 della US-EPA (AP-42 Fifth Edition, Volume I, Chapter 13, 13.2.4 Aggregate Handling and Storage Piles);
- il moto dei mezzi di lavoro (sollevamento polveri) – Metodologia AP-42 della US-EPA (capitolo “Unpaved Roads”);
- Il movimento di terra durante le fasi di scavo (sollevamento polveri) – metodologia AP-42 della US-EPA (capitolo “western surface coal mining”);
- l’erosione del vento (sollevamento polveri) – metodologia AP-42 (capitolo “Industrial wind erosion”).

**CONSIDERATO** che le attività di cantiere previste per il progetto di adeguamento della CTE di Taranto prevedono l’allestimento di un cantiere nei pressi delle nuove installazioni. In particolare al fine di valutare le emissioni indotte dai motori dei mezzi di lavoro, la fase di cantiere è stata suddivisa in macrofasi di lavoro che si alterneranno durante l’effettiva durata delle attività di costruzione, ovvero: movimento terra/opere civili, opere meccaniche e lavori elettrico-strumentali;

**CONSIDERATO** che, al fine di individuare uno scenario emissivo realistico, è stato ipotizzato, per ogni macrofase di lavoro, il funzionamento simultaneo di un determinato numero e tipologia di mezzi di lavoro. Per ogni macrofase, sono stati individuati la tipologia di mezzi di cantiere, il numero di tali mezzi e il numero di ore giornaliere di impiego. Applicando i fattori di emissione SCAB Fleet Average Emission Factors dei mezzi di costruzione relativi all’anno 2010, tenendo conto del numero di mezzi impiegati e del numero di ore di lavoro giornaliere di ciascuno di essi, si ottengono le emissioni giornaliere in kg/giorno;

**CONSIDERATO** che nelle simulazioni di dispersione atmosferica degli inquinanti emessi durante la fase di cantiere è stato considerato, cautelativamente, uno scenario emissivo caratterizzato dall’emissione contemporanea generata dalle macrofasi più impattanti in termini di emissione di inquinanti in atmosfera per la costruzione relativa al progetto di adeguamento della CTE di Taranto. In particolare, per gli inquinanti gassosi, il Proponente ha considerato quale macrofase più impattante, quella relativa alle opere meccaniche. Le emissioni di COV, CO e NOx sono state calcolate come somma delle emissioni derivanti dai motori dei veicoli dei lavoratori e dai motori dei veicoli dei lavoratori circolanti nelle aree di cantiere;

**CONSIDERATO** che le emissioni giornaliere di polveri (simulate come PM10), invece, considerate in input alle simulazioni di dispersione atmosferica, sono state ottenute come somma delle polveri emesse dai motori dei mezzi, dalla movimentazione terre e dal risollevarimento dovuto al moto dei mezzi (per la fase più impattante relativa a movimentazione terra e opere civili). Il contributo dell’erosione del vento è stato trascurato in quanto non significativo;

**CONSIDERATO** che l’area è indicativa e considera conservativamente la zona di realizzazione delle nuove sorgenti emissive. Il cantiere nel modello di dispersione atmosferica viene descritto come una sorgente areale. Le emissioni giornaliere calcolate sono state quindi distribuite sull’area di 11.700 m<sup>2</sup>, considerando un’attività lavorativa di 8 ore al giorno. Nelle rimanenti ore del giorno le emissioni da cantiere sono state considerate nulle.

**CONSIDERATO** che, cautelativamente, le emissioni sono poi state considerate ‘attive’ per tutti i giorni della settimana e per tutto l’anno di simulazione (2011). I risultati ottenuti sono da considerarsi come cautelativi, perché le emissioni non avverranno contemporaneamente, non interesseranno tutta la superficie del cantiere e non saranno attive per tutti i giorni della settimana;

**CONSIDERATO** che, per la stima degli impatti in fase di cantiere il modello di dispersione utilizzato è il CALPUFF con preprocessore meteorologico CALMET, secondo quanto dettagliato nel prosieguo del presente parere;

**CONSIDERATO** che, ai fini della valutazione degli impatti, per quanto riguarda gli ossidi di azoto, per il confronto con il limite di qualità dell’aria posto al solo biossido di azoto, cautelativamente si è ipotizzato che

tutto l'NOx coincide con l'NO<sub>2</sub>, ovvero si è considerata la completa trasformazione in NO<sub>2</sub> degli NOx e si è ipotizzato che il particolato coincida con il PM10;

**CONSIDERATO** che, sulla base di quanto premesso, i risultati della simulazione sono presentati nella seguente tabella:

Simulazioni effettuate durante la fase di cantiere				
Inquinante/Statistica	Valore µg/m <sup>3</sup>	X (m)	Y (m)	Limite normativo µg/m <sup>3</sup>
NOx - Massimo orario	108.7	685500	4485000	200 µg/m <sup>3</sup> da non superare più di 18 volte per anno civile
CO - Media 8 ore	14.4	685250	4484500	10 mg/m <sup>3</sup>
PM10 - Media sulle 24 ore	3.9	685250	4484500	50 µg/m <sup>3</sup> da non superare più di 35 volte per anno civile
COV - Media sulle 3 ore	9.8	685250	4484500	200 µg/m <sup>3</sup>

**CONSIDERATO** che, al fine di mitigare al massimo le emissioni in fase di cantiere, occorrerebbe che venissero rispettate opportune misure operative e gestionali, quali, ad esempio:

- limitazione delle manovre di mezzi e macchinari allo stretto necessario;
- pulizia sistematica di strade e piazzali;
- dispositivi di controllo delle polveri quali irrorazione con acqua delle superfici emittitrici;
- pavimentazione di tutte le aree che già in fase di cantiere potranno essere asfaltate;
- lavaggio delle ruote dei veicoli all'uscita delle aree polverose di cantiere, tramite la costruzione di una specifica piattaforma in cemento ove i mezzi dovranno obbligatoriamente transitare e sostare, in uscita, per il lavaggio dei pneumatici;
- realizzazione di opportuni scivoli per limitare il sollevamento di polveri durante lo scarico dei materiali dagli automezzi;
- limitazione della velocità dei mezzi nelle strade interne al cantiere;
- ottimizzazione dell'utilizzo dei mezzi, evitando di tenere inutilmente accesi i motori.

**CONSIDERATO** inoltre che il Proponente afferma che effettuerà un controllo dei fornitori, tramite prescrizioni contrattuali e verifiche periodiche in campo dell'attività svolta, garantendo che i mezzi, siano essi abilitati a viaggiare su strada o meno (macchine operatrici), siano conformi alle normative vigenti (es: marcatura CE) e in regola con i controlli periodici (es: controllo fumi durante le revisioni) ed in buone condizioni di manutenzione;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che la stima presentata dal Proponente è conservativa per le ipotesi fatte e sopra richiamate, nonché la completa reversibilità degli impatti generati in tale fase, si ritiene che l'impatto sulla componente atmosfera della fase di realizzazione dell'impianto sia basso e del tutto reversibile, purché vengano messe in atto le opportune misure di mitigazione;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la valutazione degli impatti in fase di esercizio, l'attuale centrale è caratterizzata da un camino (E3) che convoglia i fumi della turbina a gas TG5 (TG7501) con relativa caldaia a recupero (F7503) e delle caldaie a fuoco diretto (F7502, F7501B, F7501C), mentre nella configurazione futura, i punti emissivi saranno due, con le caratteristiche geometriche descritte in tabella:

- il camino E3 convoglierà esclusivamente i fumi del TG5 e della sua caldaia a recupero F7503;
- il camino ME-7601 a due canne, una (ME-7601/A) dedicata ai fumi derivanti dal nuovo turbogas con caldaia a recupero (TG7601 + F7601) e l'altra (ME-7601/B) dedicata ai fumi della nuova caldaia a fuoco diretto (F7602);

Sorgente	Altezza	Diametro	x (m)*	y (m)*
E3	100	4.08	685857	4484639
ME-7601/A	60	2.92	685782	4484614
ME-7601/B	60	1.85	685781	4484611

\* Coordinate UTM, zona 33T.

**CONSIDERATO** che relativamente alla configurazione *post operam* le emissioni di NOx al camino E3 passeranno da 175 mg/Nm<sup>3</sup> a 50 mg/Nm<sup>3</sup> su base secca al 15 % di O<sub>2</sub> grazie alla disinstallazione delle tre



caldaie a fuoco diretto alimentate anche ad olio combustibile esistenti, e grazie al sistema DeNOx con iniezione di vapore sul turbogas TG5 esistente;

**CONSIDERATO** che le nuove sorgenti di emissione in atmosfera previste a progetto risultano conformi alle più evolute tecnologie che rappresentano le "Best Available Technology" attuali; in particolare, la nuova turbina a gas TG6 sarà dotata di combustori di tipo DLN, a bassa emissione, che garantiranno un valore di NOx all'emissione pari a 30 mg/Nm<sup>3</sup> al 15% di O<sub>2</sub> su base secca;

**CONSIDERATO**, inoltre, che le emissioni di polveri e SO<sub>2</sub> subiranno una netta riduzione grazie alla sostituzione dell'olio combustibile con il gas naturale;

**CONSIDERATO** che sono di seguito riassunte le caratteristiche dei punti di emissione che sono base per il modello di dispersione:

ANTE OPERAM												
Sorgente	Item	Portata fumi <sub>ref</sub>	Temp. uscita fumi	Vel. uscita fumi	NOx <sub>ref</sub>	SO <sub>2ref</sub>	CO <sub>ref</sub>	Polveri <sub>ref</sub>	NOx	SO <sub>2</sub>	CO	Polveri
		(Nm <sup>3</sup> /h)	°C	m/s	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	g/s	g/s	g/s	g/s
E3	TG5 + F7503 F7502 F7501B/C	763902	187.85	27.41*	175	300	100	20	37.13	63.66	21.22	4.24
POST. OPERAM												
Sorgente	Item	Portata fumi <sub>ref</sub>	Temp. uscita fumi	Vel. uscita fumi	NOx <sub>ref</sub>	SO <sub>2ref</sub>	CO <sub>ref</sub>	Polveri <sub>ref</sub>	NOx	SO <sub>2</sub>	CO	Polveri
		(Nm <sup>3</sup> /h)	°C	m/s	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	g/s	g/s	g/s	g/s
E3	TG5 + F7503	452657	170	14.5	50	18	30	-	6.29	2.26	3.77	-
ME-7601/A	TG6 + F7601	493836	108	24.05	30	-	30	-	4.12	-	4.12	-
ME-7601/A	TG6 (senza F7601)	390908	127	25	30	-	30	-	3.26	-	3.26	-
ME-7601/B	F7602	96460	187	20	100	35	100	-	2.68	0.94	2.68	-

Nota: La portata fumi e le concentrazioni di inquinanti rif. si riferiscono per il camino E3 e per il camino ME-7601/A al 15% di O<sub>2</sub> su base secca, per il camino ME-7601/B della nuova caldaia a fuoco diretto al 3% di O<sub>2</sub> su base secca.

\*La velocità di uscita fumi della sorgente E3 nella configurazione ante operam è stata calcolata cautelativamente dalla portata fumi su base secca.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda gli scenari *post operam*, si sono ipotizzati quattro scenari di funzionamento: uno di normale funzionamento e tre scenari con un gruppo in manutenzione;

**CONSIDERATO** che si è ritenuto necessario procedere così dal momento che, rispetto alla configurazione *post operam* di normale funzionamento, le configurazioni relative ai casi di manutenzione della nuova caldaia (F7602) e del turbogas con caldaia a recupero esistente (TG5 + F7503) presentano al camino ME-7601/A (della nuova TG6 + F7601) una portata fumi maggiore, al fine di soddisfare fabbisogni di raffineria in termini di vapore, per cui negli scenari di manutenzione della nuova caldaia (F7602) o del TG5 + F7503 è necessario attivare anche la post combustione della caldaia a recupero della nuova turbina a gas TG6;

**CONSIDERATO** che, ai fini delle simulazioni, cautelativamente le emissioni relative agli scenari di manutenzione sono state considerate attive su tutto l'anno di simulazione (2011);

**CONSIDERATO** che, al fine di valutare gli effetti emissivi cumulati del sito, dal momento che la centrale è ubicata all'interno della Raffineria ENI R&M, ai fini della valutazione degli impatti, è stato considerato anche il contributo globale indotto dalle sorgenti emissive della centrale e della Raffineria ENI R&M;

**CONSIDERATO** che, anche per la stima degli impatti in fase di esercizio il modello di dispersione utilizzato è il CALPUFF con preprocessore meteorologico CALMET;

**CONSIDERATO** che il dominio di simulazione del modello meteorologico diagnostico CALMET è situato interamente all'interno della Regione Puglia, ed interessa quasi esclusivamente il territorio della provincia di Taranto, fatta eccezione per una piccola area nord orientale appartenente alla provincia di Brindisi. La dimensione del dominio di simulazione è di 40x40 km<sup>2</sup>;

**CONSIDERATO** che il modello CALMET necessita in ingresso di misure meteorologiche al suolo con risoluzione oraria e di almeno un profilo verticale con risoluzione temporale non superiore alle 12 ore. Tali informazioni sono state ottenute:

- dai radiosondaggi effettuati nell'aeroporto di Brindisi Casale (dati in quota),
- dai dati misurati dalla stazione di Taranto del Servizio Mareografico dell'I.S.P.R.A. (dati in superficie),
- dai dati misurati dalle stazioni ARPA Puglia di Grottaglie, San Vito e Machiavelli (dati in superficie).

**CONSIDERATO** che la zona di studio è situata all'interno di un'area con orografia molto complessa, caratterizzata anche dalla presenza dell'interfaccia terra mare. L'orografia media e l'utilizzo del suolo sono stati determinati per ogni cella del dominio di calcolo descritto. Sia i dati di orografia così ottenuti che i dati di utilizzo del suolo (derivati da CORINE) sono stati verificati utilizzando mappe satellitari;

**CONSIDERATO** che le simulazioni di dispersione sono state effettuate su un sottodominio del dominio meteorologico di 20x20 km<sup>2</sup> centrato sull'area industriale, all'interno di tale dominio è stato definito il dominio di campionamento delle concentrazioni, di dimensione pari a 17x17 km<sup>2</sup>. Il grigliato di output delle concentrazioni ha maglie quadrate di dimensione pari a 250 m;

**CONSIDERATO** che le simulazioni di dispersione atmosferica degli inquinanti sono state effettuate utilizzando il modello CALPUFF. Il modello è stato utilizzato con le seguenti opzioni:

- è stata calcolata la deposizione secca ed umida degli inquinanti al fine di ottenere una stima il più possibile realistica delle concentrazioni;
- è stata simulata la dispersione in condizioni convettive per mezzo delle probabilità density functions (PDF) in modo tale da riprodurre il comportamento asimmetrico degli updrafts e dei downdrafts;
- è stato utilizzato un file descrittivo numericamente la costa al fine di considerare la formazione del TIBL (Thermal Internal Boundary Layer) nel passaggio degli inquinanti dal mare alla terraferma;
- è stato considerato il building down wash ante e post operam;

**CONSIDERATO** che, anche per la stima degli impatti in fase di esercizio si è ipotizzato che tutto l'NOx coincida con l'NO<sub>2</sub>, ovvero si è considerata la completa trasformazione in NO<sub>2</sub> degli NOx e si è ipotizzato che il particolato coincida con il PM<sub>10</sub>;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la concentrazione al suolo degli NOx, il valore massimo del percentile orario all'esterno del perimetro di impianto vale 11.4 µg/m<sup>3</sup>, risulta cioè minore del valore limite di 200 µg/m<sup>3</sup> stabilito dal D.Lgs. 155/2010 e del valore per lo scenario ante operam, che risulta pari a 22.5 µg/m<sup>3</sup>;

**CONSIDERATO** che il massimo valore della concentrazione media annuale di NOx vale 0.6 µg/m<sup>3</sup>, e risulta quindi inferiore rispetto al valore limite di 30 µg/m<sup>3</sup> stabilito dal D.Lgs. 155/2010 (limite posto al globale degli ossidi di azoto, per la protezione della vegetazione) e al valore per lo scenario ante operam che è risultato pari a 0.9 µg/m<sup>3</sup>;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che la diminuzione delle concentrazioni al suolo di NOx rispetto alla configurazione ante operam è dovuta al fatto che, con il progetto di adeguamento, in conseguenza alla disinstallazione delle tre caldaie a fuoco diretto esistenti alimentate anche ad olio combustibile, e grazie al sistema DeNOx con iniezione di vapore sul turbogas TG5 esistente, è prevista una diminuzione rispetto alla fase ante operam delle emissioni di NOx al camino E3. Inoltre, la nuova turbina a gas, TG6, sarà dotata di combustori di tipo DLN che garantiranno una bassa emissione di NOx;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la concentrazione al suolo di SO<sub>2</sub>, nello scenario ante operam, il valore massimo del percentile orario all'esterno del perimetro di impianto vale 25.6 µg/m<sup>3</sup>, risulta cioè molto minore del valore limite di 350 µg/m<sup>3</sup> stabilito dal D.Lgs. 155/2010. Il valore massimo del percentile giornaliero all'esterno del perimetro di impianto vale 7.1 µg/m<sup>3</sup>, risulta cioè molto minore del valore limite di 125 µg/m<sup>3</sup> stabilito dal D.Lgs. 155/2010. Il massimo valore della concentrazione media annuale di SO<sub>2</sub> vale 1.5 µg/m<sup>3</sup>, e risulta quindi inferiore rispetto al valore limite di 20 µg/m<sup>3</sup> stabilito dal D.Lgs. 155/2010;

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda l'analisi dello scenario di esercizio post operam, il valore massimo del percentile orario all'esterno del perimetro di impianto vale  $2.6 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , risulta cioè molto minore del valore limite di  $350 \mu\text{g}/\text{m}^3$  stabilito dal D.Lgs. 155/2010 e si riduce di un ordine di grandezza rispetto al valore predetto per lo scenario ante operam; il valore massimo del percentile giornaliero all'esterno del perimetro di impianto vale  $0.7 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , risulta cioè molto minore del valore limite di  $125 \mu\text{g}/\text{m}^3$  stabilito dal D.Lgs. 155/2010 e del valore ante operam. Il massimo valore della concentrazione media annuale di  $\text{SO}_2$  vale  $0.2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , e risulta quindi inferiore rispetto al valore limite di  $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$  stabilito dal D.Lgs. 155/2010 e al valore predetto per l'ante operam.

**CONSIDERATO e VALUTATO** che la diminuzione delle concentrazioni al suolo di  $\text{SO}_2$  rispetto alla configurazione ante operam è dovuta principalmente al fatto che, nella configurazione futura, verranno disinstallate le tre caldaie a fuoco diretto esistenti e quindi nella Centrale non verrà più utilizzato olio, ma esclusivamente fuel gas di raffineria e gas naturale;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il  $\text{PM}_{10}$ , il valore massimo del percentile giornaliero all'esterno del perimetro di impianto vale  $0.3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , risulta cioè minore del valore limite di  $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$  stabilito dal D.Lgs. 155/2010. Il massimo valore della concentrazione media annuale di  $\text{PM}_{10}$  vale  $0.1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , e risulta quindi inferiore rispetto al valore limite di  $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$  stabilito dal D.Lgs. 155/2010;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, l'abbandono dell'olio combustibile in favore dell'utilizzo di fuel gas di raffineria e gas naturale permetterà una generale riduzione delle emissioni in atmosfera. In particolare l'emissione di particolato nello scenario futuro post operam si può ritenere trascurabile;

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda il  $\text{CO}$ , il valore massimo della media mobile su 8 ore cade all'esterno del perimetro di impianto vale  $26.8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , risulta cioè minore del valore limite di  $10000 \mu\text{g}/\text{m}^3$  stabilito dal D.Lgs. 155/2010. Nel post operam, il valore massimo all'esterno del perimetro di impianto vale  $17.2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , risulta cioè minore del valore limite di  $10000 \mu\text{g}/\text{m}^3$  stabilito dal D.Lgs. 155/2010 e del valore predetto per l'ante operam.

**CONSIDERATO e VALUTATO** che anche per il monossido di carbonio, la diminuzione delle concentrazioni al suolo rispetto alla configurazione ante operam è dovuta principalmente al fatto che, nella configurazione futura, verranno disinstallate le tre caldaie a fuoco diretto esistenti e quindi nella Centrale non verrà più utilizzato olio, ma esclusivamente fuel gas di raffineria e gas naturale;

**CONSIDERATO** che, oltre allo scenario di esercizio normale, sono state valutate le ricadute nel caso degli scenari di manutenzione, sempre nell'ipotesi cautelativa di emissioni 'attive' su tutto l'anno di simulazione:

1. Post Operam con manutenzione F7602,
2. Post Operam con manutenzione TG5 + F7503,
3. Post Operam con manutenzione TG6 + F7601;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, per quanto riguarda le concentrazioni di  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}$ , polveri, per tutti gli scenari di manutenzione considerati, i valori trovati risultano minori dei valori limite di riferimento stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 e del valore predetto per lo scenario post operam di normale funzionamento;

**CONSIDERATO** altresì che il Proponente ha svolto una valutazione delle ricadute al suolo cumulando gli effetti della presenza della raffineria sullo stesso sito della centrale, prendendo quale riferimento le centraline utilizzate nella caratterizzazione ante-operam e i recettori sensibili nell'intorno del sito, verificando che in tutti i casi i valori ottenuti si attestano sempre al di sotto dei limiti normativi di riferimento;

**CONSIDERATO** che gli impatti sulla qualità dell'aria, per lo scenario ante e post operam, risultano ampiamente entro i limiti normativi. Inoltre, sulla base dello Studio di Impatto ambientale, relativamente al contributo della CTE EniPower, le concentrazioni predette per lo scenario post operam, a fronte di una riduzione delle concentrazioni di inquinanti emesse dalle sorgenti di impianto (anche dal camino esistente), risultano inferiori rispetto a quanto predetto per lo scenario ante operam e trascurabili sia se confrontate con i

limiti di qualità dell'aria stabiliti dalla normativa vigente sia se confrontate con i valori misurati presso le stazioni di monitoraggio ARPA;

**CONSIDERATO e VALUTATO**, in conclusione che, la riduzione delle emissioni in atmosfera, confermato anche dalle simulazioni, è implicito valutando le caratteristiche del progetto di adeguamento che prevede di disinstallare le tre caldaie a fuoco diretto esistenti (F7502, F7501B, F7501C), attualmente convogliate al camino E3 ed alimentate anche ad olio combustibile, in modo da eliminare l'utilizzo di olio e limitare, quindi, l'alimentazione della Centrale all'utilizzo di fuel gas di raffineria e gas naturale, permettendo così una riduzione generale delle emissioni di inquinanti in atmosfera, in particolare di SO<sub>2</sub> e polveri, e di installare turbogas TG6 con bruciatori DLN e dotare di sistema DeNOX con iniezione di vapore il turbogas TG5 esistente;

**CONSIDERATO**, inoltre che, nell'ambito della richiesta di integrazioni, è stato richiesto al Proponente di effettuare un approfondimento per valutare l'incremento degli inquinanti secondari, quali O<sub>3</sub> e particolato fine e ultrafine, a causa dell'emissione di precursori emessi direttamente dalle sorgenti EniPower e di raffineria ENI R&M;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda il PM<sub>2,5</sub>, la sua formazione per effetto delle emissioni della centrale Enipower e della raffineria è stata stimata per mezzo del modello CALPUFF (versione 5.8) tramite il modulo MESOPUFF II. I processi chimici inclusi nel meccanismo MESOPUFF II sono la conversione del biossido di zolfo in solfato e la conversione degli ossidi di azoto in nitrati. Le reazioni di ossidazione in fase gas per gli ossidi di azoto e di zolfo coinvolgono i radicali liberi, e quindi sono accoppiate all'ossidazione dei composti organici reattivi;

**CONSIDERATO** che le specie chimiche trattate dal meccanismo MESOPUFF II sono SO<sub>2</sub>, SO<sub>4</sub><sup>=</sup>, NO<sub>x</sub>, HNO<sub>3</sub> e NO<sub>3</sub><sup>-</sup> e che il biossido di zolfo e gli ossidi di azoto sono emessi dalle sorgenti, mentre gli altri tre inquinanti vengono formati in atmosfera. La somma delle loro concentrazioni andrà poi a costituire la concentrazione di particolato secondario;

**CONSIDERATO** che l'incremento della concentrazione di particolato secondario è stato valutato con CAMx per mezzo del particulate source apportionment tool (PSAT), mentre in CALPUFF è stato utilizzato lo schema MESOPUFF II che considera la trasformazione di ossidi di azoto in nitrati e del biossido di zolfo in solfati;

**CONSIDERATO** che le configurazioni di esercizio considerate ai fini delle simulazioni di dispersione di inquinanti in atmosfera, in analogia con quanto già effettuato ai fini del SIA, sono relative alla configurazione di impianto nel suo stato attuale (ante operam) e a quella nel suo stato futuro (post operam) a progetto di adeguamento della Centrale di Cogenerazione realizzato;

**CONSIDERATO** che i valori di concentrazione sono stati calcolati su un dominio quadrato di 20x20 km<sup>2</sup> con griglie di dimensione 250 m, oltre che in corrispondenza dei ricettori sensibili individuati e delle centraline ARPA di qualità dell'aria presenti nell'area in esame. Le simulazioni di dispersione atmosferica degli inquinanti sono state effettuate, in analogia a quanto prodotto per il SIA, utilizzando il modello CALPUFF con le seguenti opzioni:

- è stata calcolata la deposizione secca ed umida degli inquinanti al fine di ottenere una stima il più possibile realistica delle concentrazioni;
- è stata simulata la dispersione in condizioni convettive per mezzo delle probability density functions (PDF) in modo tale da riprodurre il comportamento asimmetrico degli updrafts e dei downdrafts;
- è stato utilizzato un file descrittivo numericamente la costa al fine di considerare la formazione del TIBL (Thermal Internal Boundary Layer) nel passaggio degli inquinanti dal mare alla terraferma.
- è stato considerato il building downwash.

**CONSIDERATO** che, nello scenario post operam, il valore massimo della media annuale di particolato secondario predetto all'esterno del perimetro di impianto vale 0.090 µg/m<sup>3</sup> (inferiore rispetto al valore ante operam pari a 0.109 µg/m<sup>3</sup>), risultando quindi sempre sempre diverse centinaia di volte minore rispetto al valore

limite (pari a 25 µg/m<sup>3</sup>, come media annua). Tale valore viene predetto nel punto di coordinate UTM 33T (687500, 4485750). Il valore maggiore, tra quelli predetti presso i recettori discreti individuati di cui alla sezione 6.2, è risultato invece pari a 0.075 µg/m<sup>3</sup> e viene predetto in corrispondenza alla centralina di misura Paolo VI;

**CONSIDERATO e VALUTATO**, in particolare che, al di là dei valori di concentrazione, lo scenario post operam è migliorativo per la qualità dell'aria rispetto allo scenario ante operam e che la massima media annuale sul dominio infatti diminuisce in termini relativi del 17% (non considerando il fatto che i massimi vengono predetti in punti diversi nei due scenari);

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'ozono, il meccanismo di formazione per reazioni che, nella bassa troposfera, coinvolgono prevalentemente ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e composti organici volatili (COV), mentre nella libera troposfera, si aggiungono ai precursori dell'ozono anche il monossido di carbonio (CO) e il metano (CH<sub>4</sub>);

**CONSIDERATO** che, sulla base del SIA, il Proponente afferma che i modelli di simulazione in grado di determinare gli effetti di singole sorgenti sui livelli di ozono, la US-EPA ha recentemente riconosciuto che essi devono ancora essere sviluppati e valutati, e nessuno è stato approvato come generalmente applicabile per utilizzi di regolamentazione e, pertanto, il Proponente ha effettuato valutazioni sulla base delle quantità di precursori emessi ante e post operam a carico della centrale e della raffineria;

**CONSIDERATO** che, in conclusione, le due tabelle sotto riportate riassumono i quantitativi di NO<sub>x</sub>, CO, COV e metano considerati e le emissioni totali equivalenti di precursori dell'ozono PO<sub>3</sub> (t/anno) così generate, ante e post operam:

	CH <sub>4</sub> (t)	CO (t)	COV (t)	NO <sub>x</sub> (t)	P <sub>o3</sub> (t)
Enipower	10.25	669.18	13.93	1171.06	1516.23
Raffineria	62.71	161.31	419.65	975.13	1627.93
<b>Totale</b>	<b>72.96</b>	<b>830.49</b>	<b>433.58</b>	<b>2146.19</b>	<b>3144.16</b>

Ante operam – emissioni precursori (O<sub>3</sub> t/anno)

	CH <sub>4</sub> (t)	CO (t)	COV (t)	NO <sub>x</sub> (t)	P <sub>o3</sub> (t)
Enipower	102.60	306.19	35.19	385.49	540.611
Raffineria	62.71	161.31	419.65	975.13	1627.929
<b>Totale</b>	<b>165.31</b>	<b>467.50</b>	<b>454.85</b>	<b>1360.62</b>	<b>2168.54</b>

Post operam- emissioni precursori (O<sub>3</sub> t/anno)

**CONSIDERATO** altresì che, a seguito degli approfondimenti che il Proponente ha prodotto con riferimento alle emissioni da COV nell'ambito della istruttoria AIA che, con riferimento alle emissioni da COV e che queste rispetto all'assetto ante-operam risulteranno ridotte da 24t/anno a 9t/anno alla massima capacità produttiva;

**CONSIDERATO** che, sulla base del confronto dei dati di emissione dei precursori dell'ozono della Provincia di Taranto che il Proponente ha dedotto da quanto pubblicato sul web dall'ARPA Puglia (Inventario Regionale delle emissioni in atmosfera), il Proponente conclude che le emissioni di precursori dell'ozono dalla Centrale Enipower e dalla Raffineria rappresentano il 3.36% del totale nella Provincia di Taranto nello scenario ante operam, e decrescono al 2.32% nello scenario post operam;

**CONSIDERATO** altresì che esistono studi che evidenziano che la formazione dell'ozono coinvolge precursori emessi anche a distanze molto più rilevanti, con effetti anche multi regionali e multinazionali;

**CONSIDERATO e VALUTATO**, pertanto, che, al di là dei potenziali effetti a scala locale, le emissioni totali equivalenti dei precursori dell'ozono dovute alla raffineria e alla centrale Enipower costituiscono solo una percentuale rispetto alle stesse emissioni sull'intera Provincia di Taranto. Tale percentuale inoltre diminuisce nel passaggio dallo scenario ante operam allo scenario post operam, quindi il contributo dell'impianto alla formazione dell'ozono è destinato a diminuire;

Ambiente idrico superficiale

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'idrografia superficiale, nelle vicinanze della Centrale non sono presenti corsi d'acqua: il Fiume Tara ed il Fiume Galeso, infatti, sono ubicati a più di 4 km dalla Centrale stessa. Si evidenzia la presenza di un reticolo idrografico minore, nell'area delimitata ad Ovest dal Canale della Stornara e ad Est dalla viabilità che congiunge Bivio Bellavista con Masseria Tre Palmenti Vecchia, ad Ovest del sito di ubicazione della Centrale Termoelettrica;

**CONSIDERATO** che, considerando il territorio provinciale quale area vasta di riferimento, il territorio appare caratterizzato, per le condizioni climatiche e geomorfologiche, dalla sostanziale carenza di idrografia superficiale attiva;

**CONSIDERATO** che l'area tarantina è contraddistinta da un'idrografia superficiale estremamente povera, per la presenza di fenomeni carsici e per le caratteristiche del regime delle precipitazioni. L'elevata permeabilità secondaria degli ammassi rocciosi carbonatici ha determinato un maggiore sviluppo di una circolazione idrica profonda a scapito di quella superficiale. Solo il Fiume Galeso, il Canale d'Aiedda, il Fiume Tara e il Fiume Patemisco sono caratterizzati da un regime idrico perenne, mentre gli altri corsi d'acqua presentano un regime stagionale;

**CONSIDERATO** che i corsi d'acqua presenti nell'area in esame sono di modesta entità e presentano un forte apporto di reflui inquinanti di varia natura e provenienza, in particolare dai depuratori presenti nella zona, non sempre adeguati;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'ambiente marino, Taranto è caratterizzata dalla presenza di due insenature, il Mar Grande e il Mare Piccolo, che nel corso dei secoli hanno costituito gli elementi fondamentali nello sviluppo della città;

**CONSIDERATO** che il Mare Piccolo rappresenta un singolare esempio di insenatura marina praticamente separata dal mare aperto. Il bacino del Mare Piccolo è suddiviso in due seni, aventi rispettivamente, il primo, una superficie di 8,1 Km<sup>2</sup> ed il secondo di 12,4 Km<sup>2</sup>, per una superficie totale di circa 20,5 Km<sup>2</sup> e un perimetro di costa che si estende per circa 28 Km;

**CONSIDERATO** che oltre l'isola si trova il Mar Grande, chiamato più frequentemente "Rada" in quanto vi sostano le navi in attesa. Il Mar Grande è separato dal Mar Ionio - Golfo di Taranto, dalle Isole Cheradi, San Pietro e San Paolo, e da Capo San Vito. Complessivamente si estende per una superficie di oltre 50 Km<sup>2</sup>. La costa occidentale di Taranto si distende lungo il mar Ionio, con la presenza delle spiagge di Chiatona e di Ginosa;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda lo stato qualitativo delle acque marine, il Proponente ha acquisito i dati nel corso della campagna di monitoraggio condotta nel periodo 2003 – 2008 da ARPA Puglia e riportati nella Relazione sullo Stato Qualitativo dei Corpi Idrici Superficiali del Giugno 2009 contenuta nel PTA della Regione Puglia approvato con DCR No. 230 del 20 Ottobre 2009:

- il tenore di ossigeno disciolto nelle acque superficiali evidenzia percentuali di saturazione generalmente prossime o superiori al 100% per gran parte dell'anno, con un lieve calo compreso fra 80÷90% di saturazione presente nel periodo Aprile-Maggio;
- la trasparenza delle acque ha registrato un valore medio su base annua di circa 10±4 m di profondità, con misurazioni eccezionali spinte sino a valori di 18-20 m rilevate in Agosto-Settembre;
- in relazione ai nutrienti che influiscono sul regime trofico di quest'area costiera, le concentrazioni dei nitriti risultano in media attestate sul valore di 5,8±4,4 g/l, con un andamento nel corso dell'anno che registra valori tendenzialmente più alti (10÷20 g/l) nei mesi autunnali (Ottobre-Novembre);
- per quanto riguarda i nitrati, invece, i valori più bassi tendono a concentrarsi nel periodo Agosto-Dicembre (quasi sempre < 50 g/l), mentre da Gennaio a Giugno si osservano ampie oscillazioni delle concentrazioni di azoto nitrico, con valori massimi (250÷300 g/l) associati ai mesi invernali (Gennaio, Febbraio) e via via in diminuzione con l'ingresso nella stagione primaverile;

- i valori riferiti alla concentrazione di ammoniaca indissociata (NH<sub>3</sub>) non sembrano legati a evidenti fattori di stagionalità; si può rilevare un'ampia variabilità dei dati, anche in ambito mensile, e riferirsi ad un valore medio su base annuale pari a 20.3±24.1 g/l, con picchi più o meno frequenti compresi fra i 60÷120 g/l;
- gli ortofosfati si evidenziano con concentrazioni in media raggruppate intorno ai 7.4±8.6 g/l con massimi stagionali compresi fra 35÷55 g/l in ottobre-novembre e meno pronunciati (15÷25 g/l) in Gennaio-Marzo;
- i valori di clorofilla risultano in media attestati sui 0,4±0,4 g/l durante il corso dell'anno, con sporadici picchi compresi fra 1÷2 g/l ed una singola rilevazione intorno a 7,2 g/l (Dicembre).

**CONSIDERATO** che, in base ai risultati di questo monitoraggio, si evidenzia che la stazione più prossima all'area portuale tarantina (stazione di Foce Lato posta ad una distanza di circa 14 km in direzione Ovest) presenta per l'anno 2008 una media annua dell'indice TRIX pari a circa 4.5, valore che evidenzia uno stato trofico buono;

**CONSIDERATO** che relativamente agli impatti potenziali sull'ambiente idrico superficiale questi sono ascrivibili sia alla fase di cantiere sia alla fase di esercizio, sono:

- consumo di risorse a seguito di prelievi idrici per le necessità del cantiere e operative;
- alterazione delle caratteristiche di qualità delle acque imputabile allo scarico di effluenti liquidi;
- contaminazione delle acque per effetto di spillamenti/spandimenti dai mezzi utilizzati per la costruzione o dagli equipment in fase di esercizio

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la fase di cantiere, il Proponente prevede un consumo giornaliero massimo di acqua per usi sanitari pari a 0,06 m<sup>3</sup> per ciascuno degli addetti. Considerando una presenza media nel cantiere di circa 200 addetti e una durata del cantiere stimata in 600 giorni (20 mesi), si può determinare un consumo complessivo di acqua per usi sanitari durante la fase di costruzione di circa 7.200 m<sup>3</sup>;

**CONSIDERATO** che è richiesto un consumo di acqua anche per le fondazioni, stimato in circa 910 m<sup>3</sup>, mentre un limitato quantitativo di acqua è previsto anche per i lavaggi delle caldaie e per i collaudi idraulici che, dove possibile, il Proponente afferma che le acque utilizzate per Hydrotest saranno recuperate e riutilizzate allo stesso scopo, al fine di militare lo spreco di risorse idriche;

**CONSIDERATO** che l'approvvigionamento dell'acqua, sia quella per usi sanitari che quella che sarà utilizzata per la costruzione ed i collaudi, avverrà tramite autobotti;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che l'approvvigionamento idrico in fase di cantiere non è di entità rilevante e comporta impatti non significativi;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la gestione degli scarichi di reflui in fase di cantiere, nell'area di cantierizzazione delle imprese sarà realizzata, a cura di ciascuna impresa, la raccolta dell'acqua sanitaria in fosse settiche, con vasca chiusa; l'acqua raccolta sarà periodicamente prelevata tramite autobotte per il relativo trattamento, a norma di legge, all'esterno dell'area di cantierizzazione. Nell'area di cantiere è previsto l'uso di servizi chimici portatili;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le acque utilizzate per i collaudi, queste, non contenendo additivi chimici e non essendo contaminate da idrocarburi perché fatte circolare attraverso macchinari nuovi, saranno smaltite attraverso la rete fognaria di Raffineria;

**CONSIDERATO** che riguardo le acque reflue derivanti dai lavaggi chimici delle caldaie, queste saranno raccolte e prelevate da una società specializzata per il relativo trattamento, a norma di legge, al di fuori della Raffineria;

**CONSIDERATO** che le acque meteoriche verranno predisposte scoline di drenaggio per l'allontanamento delle stesse dalle aree di lavoro a terra;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che alla luce delle misure gestionali descritte dal Proponente e delle temporaneità delle attività di cantiere gli impatti possa essere ritenuti non significativi;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda gli impatti potenziali da spillamenti e spandimenti accidentali, sia in fase di cantiere che in fase di esercizio, si metteranno in opera tutti gli accorgimenti per evitare che gli eventi accidentali si verifichino e si farà in modo che, anche in fase di esercizio, la contaminazione delle acque per effetto di spillamenti e la corretta progettazione della pavimentazione e della rete di drenaggio consentiranno di evitare la contaminazione dei corpi idrici anche in caso di evento accidentale. In fase di cantiere, inoltre, le imprese esecutrici dei lavori oltre ad essere obbligate ad adottare tutte le precauzioni idonee ad evitare tali situazioni, a lavoro finito, sono obbligate a riconsegnare l'area nelle originarie condizioni di pulizia e sicurezza ambientale.

**CONSIDERATO** che, con riferimento alla fase di cantiere, sono previste le seguenti misure di mitigazione:

- saranno evitati sversamenti di sostanze potenzialmente inquinanti sul suolo;
- la movimentazione delle sostanze potenzialmente inquinanti sarà effettuato solo in aree impermeabilizzate predisposte allo scopo.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda i prelievi idrici in fase di esercizio, sarà necessario l'utilizzo delle seguenti tipologie di acqua:

- Acqua mare per raffreddamento delle apparecchiature
- Acqua dissalata impiegata per la produzione di acqua DEMI

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda i prelievi idrici, rispetto allo scenario di massima capacità produttiva autorizzata, lo scenario futuro a progetto di "Adeguamento della Centrale di Cogenerazione" realizzato comporta un minor consumo di acqua mare: infatti non sarà più necessaria l'acqua mare per il raffreddamento dei condensatori delle turbine a vapore a condensazione, che nello scenario futuro verranno dismesse;

**CONSIDERATO** che il fabbisogno di acqua DEMI della centrale per i nuovi dispositivi è pari a circa 2,1 t/h che saranno prodotti dall'impianto acqua DEMI della centrale a partire da acqua dissalata proveniente dall'impianto Water reuse e dagli impianti ausiliari di Raffineria;

**CONSIDERATO** che, nella seguente tabella è riportata la stima del consumo di acqua per i nuovi impianti a progetto:

	Quantità (t/h)
Acqua mare	675
Acqua dissalata	2,1 <sup>(1)</sup>

Nota:

- (1) Il fabbisogno di acqua dissalata è valutato pari alla richiesta di acqua DEMI dei nuovi impianti, anche se bisogna considerare che la produzione di acqua DEMI a partire da acqua dissalata determina la produzione e lo scarico di un certo quantitativo di salamoia che può variare dallo 0,03% allo 0,2% circa dell'acqua dissalata in ingresso all'impianto.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda gli scarichi nei corpi idrici superficiali in fase di esercizio, le acque reflue derivanti dal processo e dalla raccolta delle acque meteoriche sono convogliate, attraverso i diversi sistemi di fognatura della Raffineria, all'impianto trattamento reflui di Raffineria;

**CONSIDERATO** che l'acqua mare di raffreddamento viene convogliata nello Scarico A di Raffineria e da qui nel Mar Grande di Taranto;

**CONSIDERATO** che la centrale non dispone di punti di scarico dei reflui esterni ai confini della Raffineria;



**CONSIDERATO** che è inoltre previsto un quantitativo, valutabile in circa 6 m<sup>3</sup>/anno, di acqua di lavaggio dei compressori delle turbine a gas. Questi reflui saranno raccolti in apposita vasca e periodicamente smaltiti a norma di legge;

**CONSIDERATO** che, al fine di stimare l'entità e l'estensione del pennacchio termico associato allo scarico dell'impianto EniPower sono state condotte delle simulazioni modellistiche mediante il codice di calcolo MIKE 3, sviluppato da DHI - Water & Environment, è un modello baroclinico tridimensionale non-idrostatico, applicabile in un'ampia gamma di scenari ambientali, quali aree marine, zone costiere, laghi ed estuari;

**CONSIDERATO** che il dominio di simulazione si estende su un'area di circa 9 km<sup>2</sup> all'interno del Porto Fuori Rada, compreso tra Punta Rondinella e il Molo Polisettoriale. Tale estensione è stata scelta a valle di analisi preliminari, che hanno mostrato come i pennacchi analizzati, anche in condizioni peggiorative, non si estendano oltre l'area portuale indagata;

**CONSIDERATO** che il dominio di calcolo è stato discretizzato sul piano orizzontale mediante una griglia triangolare, infittita in corrispondenza dello scarico, e su quello verticale in 5 strati di spessore variabile a seconda della profondità. La batimetria è stata ricostruita sulla base dei dati forniti dall'Autorità Portuale di Taranto;

**CONSIDERATO** che, ai fini della caratterizzazione ambientale e meteomarina del sito sono stati analizzati i dati misurati negli ultimi 5 anni dalla Stazione di Taranto della Rete Mareografica Nazionale, ubicata nel Porto di Taranto e dunque ben rappresentativa del contesto in oggetto. Oltre ai valori della temperatura dell'acqua mare, sono stati analizzati i dati di temperatura dell'aria, in quanto il modello utilizzato tiene in considerazione anche lo scambio termico con l'atmosfera;

**CONSIDERATO** che in base alla caratterizzazione del sito condotta sono dunque stati individuati tre differenti scenari stagionali, scenario estivo, invernale e primaverile, caratterizzati ognuno da diverse condizioni di stratificazione della colonna d'acqua, temperatura marina, condizioni di vento;

**CONSIDERATO** che le simulazioni sono state condotte con riferimento a due configurazioni di esercizio dell'impianto:

- Scenario attuale (massima capacità produttiva attuale autorizzata);
- Scenario futuro di progetto.

**CONSIDERATO** che rispetto allo scenario attuale di massima capacità produttiva autorizzata, lo scenario futuro a progetto di "Adeguamento della Centrale di Cogenerazione" realizzato comporta un minor consumo di acqua mare: infatti non sarà più necessaria l'acqua mare per il raffreddamento dei condensatori delle turbine a vapore a condensazione, che nello scenario futuro verranno dismesse. L'acqua mare sarà funzionale solo al raffreddamento degli impianti e, rispetto allo scenario autorizzato, al raffreddamento dei sistemi di lubrificazione e dei generatori elettrici delle nuove macchine;

**CONSIDERATO** che i parametri di scarico associati a tali configurazioni sono riportati nella seguente tabella:

Configurazioni di esercizio della centrale	Volume annuo [m <sup>3</sup> /anno]		Portata scarico [m <sup>3</sup> /s]
	Raffineria	CTE Enipower	
Attuale (massima capacità produttiva attuale autorizzata)	82 mln <sup>(1)</sup>	31 mln <sup>(1)</sup>	3.58
Futuro di progetto	82 mln <sup>(1)</sup>	12 mln	2.98

<sup>(1)</sup>: rif. Allegato D.7 dell'AIA di Raffineria eni R&M presentato nel maggio 2008 in richiesta alle integrazioni del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con protocollo DSA - 2008 - 0008520 del 27/03/2008.

**CONSIDERATO** che, sintetizzando le conclusioni della simulazione effettuata:

- nello scenario estivo, le simulazioni effettuate negli scenari estivi consentono di stimare, per le configurazioni analizzate, un incremento di temperatura dell'acqua mare a 1000 m dal punto di scarico inferiore ai limiti di legge (+ 3 °C ai sensi del D.Lgs. 152/06).

Scenario	Incremento [°C]
Scenario Attuale (massima capacità produttiva attuale autorizzata) - E1	+0.9
Scenario Futuro di progetto - E2	+0.7

- nello scenario invernale, le simulazioni effettuate negli scenari estivi consentono di stimare quanto segue:

Scenario	Incremento [°C]
Scenario Attuale (massima capacità produttiva attuale autorizzata) - I1	+2.4
Scenario Futuro di progetto - I2	+2.2

- nello scenario primaverile/autunnale, le simulazioni effettuate negli scenari estivi consentono di stimare quanto segue:

Scenario	Incremento [°C]
Scenario Attuale (massima capacità produttiva attuale autorizzata) - PA1	+1.85
Scenario Futuro di progetto - PA2	+1.65

**CONSIDERATO** che, come per gli altri scenari analizzati, anche per gli scenari primaverili-autunnali, l'incremento di temperatura dell'acqua mare a 1000 m dal punto di scarico risulta inferiore ai limiti di legge;

**CONSIDERATO** che i risultati delle simulazioni hanno mostrato che, in tutti gli scenari considerati, l'incremento di temperatura dell'acqua mare a 1000 m dal punto di scarico risulta inferiore ai limiti di legge (+ 3 °C ai sensi del D.Lgs 152/06);

**CONSIDERATO** e **VALUTATO** che, sulla base dei dati di progetto e delle simulazioni, le differenze tra lo stato futuro e la massima capacità produttiva attuale autorizzata sono migliorative, dovute alla riduzione dell'apporto della portata proveniente dalla centrale EniPower prevista a seguito della realizzazione del progetto di adeguamento della stessa;

**VALUTATO**, pertanto, che gli impatti derivanti dal progetto in esame sono considerati non significativi, se non migliorativi rispetto alla situazione attuale;

**CONSIDERATO** e **VALUTATO** che, per quanto riguarda gli impatti potenziali da spillamenti e sversamenti accidentali in fase di esercizio, i serbatoi di stoccaggio contenenti sostanze inquinanti saranno dotati di bacini di contenimento di capacità superiore a quella dei volumi dei serbatoi;

Suolo, sottosuolo e ambiente idrico sotterraneo

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la caratterizzazione geologica dell'area, le caratteristiche geologiche generali dell'area di Taranto costituiscono, nel panorama della regione pugliese, un'unità ben

definita, caratterizzata da una successione calcarea mesozoica che si estende verso occidente, oltre le Murge e Taranto, a formare il substrato della fossa pliocenica della valle del Bradano;

**CONSIDERATO** che nell'area di ubicazione della Centrale di Cogenerazione il Proponente evidenzia la presenza di depositi di spiaggia;

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda la caratterizzazione dei terreni nell'area di interesse relativamente alla realizzazione del progetto di adeguamento della Centrale si evidenzia la presenza di "Terreni argillosi e argillo-limosi";

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la sismicità, il territorio della Provincia di Taranto è caratterizzato da valori di pericolosità sismica relativamente bassi;

**CONSIDERATO** che la Regione Puglia, con Delibera 2 Marzo 2004 n.153, ha recepito i disposti dell'O.P.C.M. 20 Marzo 2003 n.3274 recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica", suddividendo il territorio regionale nelle quattro zone previste dalla nuova normativa e, su tale base, l'area del Comune di Taranto, e quindi la Centrale, si trova in zona 3, corrispondente ad un basso livello di pericolosità;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la caratterizzazione chimica dei suoli in corrispondenza del sito di interesse è stata eseguita per la realizzazione del Piano di Caratterizzazione rev.2. nell'area della Raffineria, approvato dal Ministero dell'Ambiente con verbale del 26 marzo 2002 prot. n. 2992/RIBO/DI/B relativo alla Conferenza dei Servizi svoltasi a Roma il 15 gennaio 2002;

**CONSIDERATO** che i risultati delle analisi sui campioni di terreno prelevati durante le campagne di indagine condotte nel 2002 e nel 2003 (per la ricerca di metalli ed idrocarburi) ed il supplemento di indagine eseguito nel 2004 (per la ricerca di piombo tetraetile, diossine e furani) hanno mostrato valori di concentrazione ampiamente inferiori ai limiti imposti per i siti industriali dall'allora vigente D.M. 471/99;

**CONSIDERATO** che, a fronte dei risultati ottenuti dalla caratterizzazione ed a seguito dei risultati delle analisi di controverifica eseguite da ARPA-TA sul 10% dei campioni, la Raffineria ha ottenuto in sede di Conferenza dei Servizi (3 agosto 2005) la restituzione agli usi legittimi delle aree risultate conformi ai limiti del D.M. 471/99 per le aree interessate dal progetto in esame;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'uso del suolo, la Centrale è ubicata all'interno dell'area industriale retrostante il Porto di Taranto. Nei dintorni di tale area è possibile osservare prevalentemente aree classificate con il Codice Corine 121 "Insediamento Industriale, Commerciale e dei Grandi Impianti di Servizi", oltre che alcuni "Seminativi in Aree non Irrigue" (Codice Corine 211) e l'area di Punta della Rondinella, classificata come "Area con Vegetazione Rada" (Codice Corine 333);

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la caratterizzazione idrogeologica, secondo quanto riportato nel SIA, la successione stratigrafica dell'area di bacino è sintetizzabile nel seguito:

- depositi di "fondo marino" o depositi palustri;
- conglomerati poligenici ed eterometrici terrazzati (post Calabriano) [DMT];
- sabbie calcareo-quarzose con livelli arenacei in eteropia con livelli calcarenitici (Calabriano-Tirreniano) [DMT];
- argille più o meno marnose e sabbiose grigio-azzurre (Calabriano);
- calcareniti, talora alla base con conglomerati (Calabriano);
- calcari e Calcari dolomitici stratificati – Calcari di Altamura (Cretaceo Sup.);

**CONSIDERATO** che il comparto fisico-geografico di pertinenza degli acquiferi dell'"Arco Jonico Tarantino", stante l'estensione territoriale piuttosto vasta, ad occidente e, in modo meno esteso, a oriente del golfo di Taranto, viene investito in realtà da due sistemi acquiferi:

- quello associato alla “cosiddetta” falda profonda, che si esplica ora a pelo libero ora in pressione, localizzata nel basamento carbonatico mesozoico (a cui si associa come livello base quello del mare);
- quello superficiale, circolante nei depositi marini terrazzati sovrastanti le argille del ciclo sedimentario della Fossa Bradanica;

**CONSIDERATO** che le acque sotterranee della raffineria circolano in un modesto acquifero costituito da limi sabbiosi e sabbie limose, in alcune aree anche in terreni di origine carbonatica. Questa modesta falda acquifera è idraulicamente condizionata dalla presenza di un esteso livello impermeabile basale intercettato localmente ad una profondità minima di 4,8 e massima di 6,6 metri dal piano di campagna;

**CONSIDERATO** che, per l'area Nuova Turbogas, ubicata nell'Area Omogenea denominata F, la direzione di deflusso è ricavata in particolare da due piezometri (P229 e P086) ubicati rispettivamente a monte e valle idraulica dell'area. La principale direzione di deflusso è quindi orientata da Est-Nord-Est verso Sud-Sud-Ovest;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la caratterizzazione qualitativa dell'area in esame, da parametri valutati nell'ambito del Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia, si può desumere il quadro del processo di salinizzazione delle acque sotterranee circolanti negli acquiferi del tarantino;

**CONSIDERATO** che il sottosuolo delle aree oggetto di indagine è interessato dalla presenza di una modesta falda superficiale circolante in terreni alluvionali a bassa permeabilità, poggiante sullo strato impermeabile delle Argille del Bradano, che costituiscono la base impermeabile di questo acquifero; il 2 Settembre 2004 il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, di concerto con il Ministro delle Attività Produttive e con il Ministro della Salute, ha decretato di approvare il progetto definitivo di bonifica della falda della Raffineria di Taranto, presentato nel mese di Gennaio 2004;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la produzione di rifiuti in fase di cantiere, sono costituiti essenzialmente da materiali di imballaggio di apparecchi e macchinari, oltre ai normali rifiuti solidi derivanti dalle attività connesse alla presenza del personale, questi ultimi valutabili in un massimo di circa 0,7 kg/giorno/addetto. Considerando una presenza media nel cantiere di circa 200 addetti, il Proponente stima una produzione giornaliera media di rifiuti pari a:  $0,7 \text{ kg/addetto} \times 200 \text{ addetti} = 140,0 \text{ kg}$ ;

**CONSIDERATO** che i sottoprodotti sono costituiti prevalentemente dagli sfridi di lavorazione (tubazioni, materiali di coibentazione, ecc.) per un quantitativo complessivo stimabile in circa 10,0 t.

**CONSIDERATO** che ai rifiuti sopraelencati vanno aggiunti quelli prodotti a seguito dello smantellamento delle tre caldaie a fuoco diretto (F-7501 B/C ed F-7502) e delle tre turbine a vapore (TP-7515 A/B/C) che sono stati stimati come segue:

- caldaie a fuoco diretto e turbine a vapore: circa 3020 t di rottami metallici (acciaio, acciaio al carbonio, alluminio, rame)
- calcestruzzo dei basamenti delle turbine a vapore: circa 630 m<sup>3</sup>

**CONSIDERATO** altresì che dovrà essere inoltre smaltito il terreno risultante dalle attività di scavo che non sarà riutilizzato per reinterri. Il quantitativo di tale terreno è stato valutato in circa 30.400 m<sup>3</sup>;

**CONSIDERATO** che, il Proponente afferma che tutti i rifiuti prodotti durante la fase di costruzione saranno smaltiti in discariche autorizzate in conformità alla normativa vigente;

**CONSIDERATO** che, il Proponente ha stimato nel dettaglio:

- le tipologie ed i quantitativi dei materiali di risulta che si stima saranno prodotti durante la fase di cantiere;
- indicazione preliminare del corrispondente codice CER;
- indicazione delle corrispondenti operazioni di smaltimento/recupero che si prevede di effettuare.

*Handwritten initials and marks at the top right of the page.*

Fase di cantiere (demolizioni e costruzione)			
Rifiuti riportati nel SIA	CER	Impianto di destinazione (ipotesi)	Quantità stimate [t]
Cemento	17 01 01	Smaltimento in discarica RNP / Trattamento C9	1575
Ferro ed acciaio da recupero	17 04 05	Impianti di recupero/stoccaggio materiali metallici (R4 - R13)	3020
Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	17 05 03*	Smaltimento in discarica RP (D1)	10
Altri rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	17.09.03*	Smaltimento in discarica RP (D1)	84
Terre e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 17.05.03 / terre e rocce contenenti sostanze pericolose	17 05 04/ 17 05 05*	Riutilizzo ai sensi del D.M. 161/12	60010

Per quanto riguarda le terre e rocce si veda il prosieguo del presente parere in merito all'analisi del Piano Utilizzo Terre e Rocce ai sensi del DM 161/12

**CONSIDERATO** che, relativamente all'esercizio dell'impianto, poiché il quantitativo di rifiuti prodotti dalla Centrale di Cogenerazione non è costante ma varia di anno in anno, in funzione delle diverse attività (pulizia, manutenzione, ecc.) che vengono effettuate, il Proponente non fornisce una stima quantitativa dei rifiuti prodotti nella configurazione futura, tuttavia nell'assetto di esercizio futuro non prevede nuove tipologie di rifiuti o variazioni della quantità di rifiuti prodotti (nonché modalità di recupero/smaltimento differenti) rispetto alla situazione *ante operam*;

**CONSIDERATO** che per i rifiuti prodotti durante la fase di esercizio, il Proponente prevede di avvalersi, come potenziali siti di smaltimento/recupero, di quelli già utilizzati nel 2011 e comunque si riserva di selezionarne altri, idoneamente adeguati e autorizzati, durante la fase di lavori e a seguito dei risultati analitici di caratterizzazione dei rifiuti;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, sulla base di quanto dichiarato dal Proponente, tutti i rifiuti prodotti dalla Centrale, pericolosi e non pericolosi, saranno comunque gestiti in conformità alla normativa vigente, così come dettagliato nella procedura di Gestione Rifiuti di Stabilimento (inclusa nel Sistema di Gestione Ambientale della Centrale);

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le terre e rocce da scavo prodotte in fase di cantiere per la realizzazione del progetto, il Proponente ha predisposto un Piano per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo e che tale Piano, sulla base della analisi effettuata, appare conforme rispetto al DM 161/12;

**CONSIDERATO** che, sulla base del citato piano, la Raffineria è organizzata in quattro aree produttive così schematizzate:

1. Area caricamento rete (ex-Deint): raggruppa le pensiline di carico dei prodotti a mezzo autobotti (ATB).
2. Area impianti: raggruppa gli impianti di produzione di GPL, benzina, cherosene, gasolio, Olio combustibile e bitumi e comprende l'originario complesso Hydroskimming, i gruppi di Conversione Termica e d'Idroconversione dei residui.
3. Area Stoccaggio: comprende serbatoi di stoccaggio con una capacità complessiva di circa 2 milioni di m3.
4. Pontile e Campo Boe: utilizzati per la spedizione/ricezione dei prodotti finiti/semilavorati via mare.

La Centrale Termoelettrica ed i correlati impianti ausiliari è ubicata all'interno della suddetta area impianti occupando un'area di ca. 25.000 m2;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'inquadramento geologico e geotecnico dell'area di indagine, indagini sono state condotte nel 1992 ed hanno messo in luce la presenza di condizioni stratigrafiche in accordo con quanto già noto sul sito della raffineria sulla base dei risultati di indagini precedenti e che ulteriori informazioni derivano dall'esame dei dati rilevati in sito durante le attività di caratterizzazione del

*Handwritten signatures and marks at the bottom of the page, including the number '13' and '15'.*

suolo e del sottosuolo terminate nei primi mesi del 2005 che ha consentito di costruire lo schema stratigrafico esposto nella seguente tabella;

**CONSIDERATO** che i terreni estratti dai sondaggi sono stati associati a quattro Unità lito-stratigrafiche denominate U1, U2, U3 e U4, dove l'unità U1 rappresenta i terreni più superficiali e l'unità U4 quelli più profondi:

Unità	Descrizione	Sottounità	Spessore medio	Descrizione
A	Complesso dei terreni superficiali	U1	4 m	Unità costituita da terreni di riporto, terreni vegetali relitti e/o terreni sabbiosi (alluvioni recenti o dune costiere). U1 è stata descritta come: U1a quando prevale la componente sabbiosa; U1b quando prevale la componente sabbioso-limosa; U1c quando prevale la componente sabbioso-ghiaiosa e livelli cementati.
		U2	4,5 m	Unità costituita da terreni a prevalenza carbonatica compatti e/o sciolti. U2 è stata descritta come: U2a quando i terreni risultano prevalentemente compatti; U2b quando risultano prevalentemente sciolti.
		U3	2 m	Unità costituita da terreni sabbioso limoso o limoso sabbiosi.
B	Argille plioceniche (Argille del Bradano)		Prof. massima: 13,4 m da p.c.	Unità costituita da terreni prevalentemente marnoso argillosi di colore grigio-azzurro o grigio-verde con talora intercalazioni sabbiose.
C	Calcari (Calcari di Altamura)		ca. 300 m	Unità costituita da calcari compatti biancastri e grigi, con intercalati calcarei dolomitici e dolomie compatti di colore grigio scuro

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'inquadramento idrogeologico, come già sopra richiamato le acque sotterranee della raffineria circolano in un modesto acquifero costituito da limi sabbiosi e sabbie limose, in alcune aree anche in terreni di origine carbonatica;

**CONSIDERATO** che i dati di soggiacenza raccolti in corrispondenza dei piezometri monitorati (si veda sopra), essendo noti i valori di quota assoluta sul livello del mare delle teste pozzo dei piezometri in cui sono stati rilevati, hanno permesso di ricostruire la morfologia della superficie di falda in termini di metri s.l.m.;

**CONSIDERATO** che la ricostruzione dell'andamento della superficie piezometrica presenta, nel complesso, un drenaggio radiale centrifugo delle acque dal settore centrale della raffineria verso le porzioni perimetrali: in particolare, nel settore orientale del sito, la direzione di deflusso è verso Est, mentre nel settore settentrionale e occidentale le acque defluiscono verso la vicina linea di costa;

**CONSIDERATO**, inoltre, che il Proponente riassume la storia del sito e delle attività svolte su di esso dal 1967, anno di inizio produzione della raffineria. I principali cambiamenti sono avvenuti nel 1983 con la realizzazione di un impianto di conversione termica a due stadi (Visbreaking, Thermal Cracking) e nel 1994 con un impianto di conversione spinta in presenza di idrogeno (RHU);

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la stima dei quantitativi delle terre da scavo, il Proponente afferma che gli interventi relativi al progetto "Adeguamento della Centrale di Cogenerazione" saranno realizzati su un terreno interno alla Raffineria ENI R&M, di proprietà della stessa, avente una superficie di ca. 10.600 mq secondo un profilo irregolare.

**CONSIDERATO** che il terreno si presenta in rilievo rispetto al piano campagna ("p.c.") della Raffineria mediamente di ca. 4,0 m per una estensione di ca. 6.000 mq, mentre la superficie restante risulta essere alla quota di Raffineria (ca. 4.600 mq);

**CONSIDERATO** che il Proponente afferma che gli scavi saranno eseguiti secondo il seguente criterio:

1. si provvederà ad una preliminare rimozione di circa 20 cm dello strato superficiale di terreno;
2. livellamento del terreno nell'area d'intervento fino al p.c. di Raffineria e rimozione del terreno;

3. scavo generale o in sezione ristretta in corrispondenza delle fondazioni o di opere interrato e successivo riempimento con materiale proveniente dagli scavi o di riporto da cava al termine dell'esecuzione delle opere;
4. esecuzione delle fondazioni (la necessità di eventuali opere di palificazione dovrà essere definita in accordo alla relazione geotecnica);
5. riempimento finale dell'area fino al livello di pavimentazione.

**CONSIDERATO** che nell'area dell'intervento è, inoltre, prevista la realizzazione dei seguenti fabbricati:

- Fabbricato Sala Controllo (CE-1);
- Fabbricato Stazione Gas.

**CONSIDERATO** che l'esecuzione delle opere di cui sopra richiede operazioni di scavo valutabili complessivamente in ca. 35.300 mc, incluso scotico superficiale, scavi e livellamenti;

**CONSIDERATO** che, in via preliminare il Proponente prevede di eseguire l'attività di scotico di terreno superficiale su tutta l'area d'intervento (ca. 10.600 mq), per uno spessore di ca. 0,20 m, determinando un volume di ca. 2.100 mc: tale materiale di risulta, generato nelle operazioni di preparazione del cantiere e che tale materiale sarà cautelativamente smaltito come rifiuto;

**CONSIDERATO** che, a seguito di tale attività, l'esecuzione delle opere di cui sopra richiede operazioni di scavo valutabili complessivamente in ca. 33.200 mc.: il livellamento del terreno da una quota di ca. 4,0 m al di sopra del p.c. della Raffineria fino al p.c. stesso interesserà una superficie di ca. 6.000 mq, determinando un volume di terre e rocce da scavo di ca. 24.000 mc. In seguito saranno eseguiti gli scavi per la realizzazione delle nuove fondazioni e per i fabbricati della Sala Controllo e Stazione Gas, per un totale di ca. 9.200 mc di terre da scavo;

**CONSIDERATO** che in caso gli scavi raggiungano la quota statica di falda, il terreno saturo scavato sarà gestito cautelativamente come rifiuto ai sensi della normativa vigente. Inoltre, saranno attivati sistemi di aggettamento delle acque sotterranee per non intercettare l'acqua di falda in fase di scavo e mantenere il piano di scavo asciutto in fase di lavoro e posa fondazioni;

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda la stima delle quantità delle terre da riutilizzare:

- terminate le fondazioni, si procederà alla prima operazione di riutilizzo del terreno conforme alle CSC di riferimento per il ritombamento dello scavo, mediante reinterro del terreno scavato per un volume di ca. 4.900 mc.
- Ai fini di massimizzare il riutilizzo delle terre da scavo, si prevede l'impiego del terreno scavato per eseguire un rilevato complessivo del piano campagna dell'area ubicata in area Torce in corrispondenza della zona Ovest della Raffineria (in seguito "area di destinazione"). Il rilevato nell'area di destinazione sarà effettuato con il terreno scavato (ca. 33.200 mc) al netto di quanto riutilizzato per il ritombamento degli scavi (ca. 4.900 mc): il volume di terreno riutilizzato per il rilevato sarà dunque di ca. 28.300 mc. Al termine delle attività di posa del terreno, si eseguiranno le operazioni di costipamento per raccordare il profilo del rilevato al piano campagna.

**CONSIDERATO** che il sito industriale si trova in parte alla sommità di un terrazzo morfologico ed in parte lungo la scarpata e al piede del terrazzo che degrada verso il mare. L'area di destinazione si trova lungo la scarpata e al piede del suddetto terrazzo morfologico;

**CONSIDERATO** che tutte le volumetrie citate sono state stimate in base ai calcoli preliminari delle fondazioni e delle opere civili previste e pertanto si ritengono modifiche non sostanziali variazioni dei volumi complessivamente dell'ordine del 20%. In caso di riutilizzo del volume in banco superiore al 20% il Piano di Utilizzo sarà aggiornato secondo quanto previsto dal DM 161/12 (art.8, comma 2 lettera a e comma 3), diversamente l'eventuale materiale di scavo disponibile per il rilevato in area destinazione ed eccedente il volume in banco di cui alla Tabella 4-A sarà gestito come rifiuto secondo normativa vigente;

**CONSIDERATO** che gli interventi di normale pratica industriale che potranno essere eseguiti nel sito sono:

- la riduzione della presenza nel materiale da scavo degli elementi/materiali antropici (ivi inclusi, a titolo esemplificativo, frammenti di vetroresina, cementiti, bentoniti);
- la selezione granulometrica del materiale da scavo;
- la riduzione volumetrica del materiale da scavo.

**CONSIDERATO** che le indagini già effettuate per le caratterizzazioni dell'area in esame, sulla base di quanto dichiarato dal Proponente, risultano conformi ai criteri operativi di caratterizzazione definiti nel DM 161/12 per la verifica di sussistenza dei requisiti ambientali. La caratterizzazione sarà completata mediante l'esecuzione di indagini integrative per garantire la rappresentatività della caratterizzazione stessa nell'area di intervento;

**CONSIDERATO** che le attività di caratterizzazione integrativa di seguito descritte saranno eseguite in accordo con:

- Procedure di campionamento in fase di progettazione previste dall'Allegato 2 del Regolamento;
- Protocolli operativi - relativi alle modalità di carotaggio/analisi di caratterizzazione/metodiche di analisi dei campioni prelevati in fase di caratterizzazione - previsti nel Piano Definitivo di Bonifica dei Suoli (PDBS), autorizzato dal MATTM.

**CONSIDERATO** che considerando un'estensione complessiva dell'area di intervento di ca. 10.000 mq, sono richiesti 7 punti di indagine rappresentativi dell'area di intervento e che nell'area di intervento sono già stati effettuati n.4 sondaggi (S076, S077, S263 e S264) nell'ambito della caratterizzazione ambientale dell'iter di bonifica e pertanto dovranno essere realizzati n.3 sondaggi integrativi, da ubicarsi nelle aree precedentemente non ancora indagate;

**CONSIDERATO** che il Proponente identifica i nuovi punti di indagine in planimetria, nonché le modalità di campionamento e le analisi che saranno svolte, ovvero:

- metalli: Arsenico, Cadmio, Nichel, Piombo, Rame, Zinco, Mercurio, Cromo totale, Cromo VI;
- idrocarburi: idrocarburi pesanti C>12.

**CONSIDERATO** che il laboratorio incaricato dovrà essere accreditato ACCREDIA per i parametri previsti dal set analitico individuato. Le analisi chimico-fisiche saranno condotte adottando metodologie ufficialmente riconosciute, tali da garantire l'ottenimento di valori 10 volte inferiori rispetto ai valori di concentrazione limite. Nell'impossibilità di raggiungere tali limiti di quantificazione saranno utilizzate le migliori metodologie analitiche ufficialmente riconosciute che presentino un limite di quantificazione il più prossimo ai valori di cui sopra (ovvero 10 volte inferiori rispetto ai valori di concentrazione limite);

**CONSIDERATO** che i terreni derivanti dagli scavi dei lotti di caratterizzazione relativi ai sondaggi integrativi da eseguire saranno dunque:

- riutilizzati, qualora tutti i campioni di terreno del punto di indagine rappresentativo del lotto risultino conformi alle CSC di riferimento per tutto il set analitico;
- gestiti come rifiuto, in caso non riutilizzabili alle condizioni di cui sopra.

**CONSIDERATO** che, ai sensi del DM 161/2012, il Proponente individua altresì le procedure operative per gli scavi e i percorsi per il trasporto delle terre da scavo da riutilizzare, ovvero le strade interne al sito e la viabilità di cantiere, sempre interna al sito;

**CONSIDERATO** che per l'eventuale deposito del materiale da scavo da gestire come rifiuto e di materiali antropici rinvenuti eventualmente in fase di scavo potrebbe essere impiegato il deposito temporaneo rifiuti, identificato come deposito temporaneo n.1 nella scheda B.12 e come "area n.20" nella relativa planimetria in Allegato B22 dell'Autorizzazione Integrata Ambientale inerente il progetto di Adeguamento della centrale.

**CONSIDERATO** che l'area di deposito è impermeabilizzata e recintata, ha un'estensione di ca. 97 mq ed è dotata di pozzetti di raccolta delle acque;



**CONSIDERATO** che il materiale scavato da gestire come rifiuto potrà essere trasportato con mezzi dedicati dall'area di scavo verso il deposito temporaneo, in attesa di conferimento agli impianti di destinazione finale. I percorsi previsti per le movimentazioni di cui sopra saranno le strade interne al sito e la viabilità di cantiere;

**CONSIDERATO** che in virtù dell'estensione limitata del deposito temporaneo, il materiale scavato da gestire come rifiuto sarà in prevalenza caricato direttamente su mezzi di trasporto per il conferimento agli impianti di destinazione finale;

**CONSIDERATO**, infine, che nell'ambito del Piano di utilizzo terre, il Proponente individua, infine, le modalità operative che saranno seguite nel deposito del materiale scavato in attesa di utilizzo, nel riutilizzo delle terre da scavo e nella gestione dei terreni e/o eventuali altri materiali da conferire presso impianto esterno;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che il Piano di Utilizzo terre presentato è conforme ai requisiti del DM 161/2012;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la limitazione all'uso del suolo, si evidenzia che sia le aree temporanee di cantiere sia l'area occupata degli interventi per l'adeguamento della Centrale di Cogenerazione (superficie pari a circa 10.590 m2) sono inserite all'interno dell'area industriale retrostante il Porto di Taranto in aree riservate a tali attività.

**VALUTATO** che il consumo e la limitazione d'uso di suolo costituiscono un impatto non significativo;

Area di intervento – SIN Taranto

**CONSIDERATO** che l'area di Centrale rientra nel Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Taranto, perimetrato con DM Ambiente 10 Gennaio 2000. Il sito di Taranto è compreso nel Piano Nazionale di Bonifica;

**CONSIDERATO** che l'analisi dei dati, aggiornata al 2009, è stata condotta su aree territoriali raggruppate come di seguito specificato:

- aree demaniali di competenza dell'Autorità Portuale;
- aree pubbliche, comprendenti le aree demaniali e le aree del Comune di Taranto
- ricadenti nel SIN;
- aree di interesse pubblico (es. Canale d'Aiedda, gravina Leucaspide, distripark etc..).
- aree con industrie private.

**CONSIDERATO** che nonostante per circa il 60% delle aree non sia ancora stato presentato il PdC, è da segnalare che le aree di maggior interesse sono già state caratterizzate o in fase di caratterizzazione. Se si considerassero nel calcolo solo le aree industriali (inclusa l'area della centrale in esame) con aziende operanti, la percentuale di caratterizzazione sarebbe pari al 90%;

**CONSIDERATO** che a seguito di chiarimenti forniti dal Proponente nell'ambito della risposta alla richiesta di integrazioni e da confronto con i servizi competenti del Ministero dell'ambiente, l'area interessata dall'intervento ricade all'interno della zona omogenea, denominata F nella planimetria presentata dal Proponente con il progetto di bonifica (nota ENI R&M prot. n. 241 del 19/12/2012) e analizzata ai fini della conferenza dei servizi decisoria del 16/7/2013. Come risulta dal verbale della citata conferenza dei servizi decisoria, l'area F è ricompresa tra le aree per le quali si ritiene *'concluso positivamente il procedimento di bonifica dei suoli di cui al Decreto del Ministro dell'Ambiente e T.T.M. n. 3822/QdV/M/ del 27/7/2007'*;

Paesaggio

**CONSIDERATO** che l'area interessata dal progetto della Centrale non risulta sottoposta a vincoli paesaggistici ai sensi dell'art. 134 del D.Lgs. 42/2004;

**CONSIDERATO** che, tuttavia, nelle immediate vicinanze del sito in esame sono localizzate:

- Sul lato opposto della SS n.106 “Jonica” rispetto al sito di intervento si scorge uno dei monumenti di maggiore interesse di Taranto, il Complesso Conventuale “La Giustizia” (Chiesa di Santa Maria della Giustizia), bene architettonico vincolato ai sensi del D.Lgs. 42/2004
- Masseria Montello bene architettonico vincolato ai sensi del D.Lgs. 42/2004 insieme all’omonima Torre, confinante ad ovest con la nuova Centrale;

**CONSIDERATO** che il Proponente ha effettuato una stima della sensibilità paesaggistica dell’area, analizzando le componenti Morfologico Strutturale, vedutistica e simbolica, riscontrando globalmente valori di sensibilità bassi, fatta eccezione per i valori storico testimoniali dell’area nonché la singolarità paesaggistica, particolarmente ricollegata ai beni vincolati di cui sopra;

**CONSIDERATO** che il progetto di “Adeguamento della Centrale di Cogenerazione” di Taranto prevede l’installazione di un nuovo turbogas con caldaia a recupero (TG-7601 + F7601), di una nuova caldaia a fuoco diretto (F-7602) e di una nuova turbina a vapore a contropressione (TP-7601);

**CONSIDERATO** che verrà introdotto un nuovo camino dell’altezza di 60 metri costituito da due canne, una adibita ai fumi derivanti dal nuovo turbogas e dalla nuova caldaia a recupero (TG7601 + F7601) e l’altra adibita ai fumi della nuova caldaia a fuoco diretto (F-7602), ed una nuova struttura adibita alla turbina a vapore a contropressione, che prenderà il posto di una delle tre turbine a vapore che saranno dismesse;

**CONSIDERATO** che verranno disinstallate le tre caldaie a fuoco diretto esistenti (F-7502, F-7501B, F-7501C);

**CONSIDERATO** che sia la nuova turbina a gas che il relativo alternatore elettrico verranno installati all’interno di un cabinato, dotato di sistema di ventilazione, realizzato con struttura in carpenteria metallica e pannelli isolanti per installazione all’aperto. Il cabinato della turbina a gas avrà le seguenti dimensioni:

Lunghezza: 12,0 m

Larghezza: 4,0 m

Altezza: 4,0 m

Mentre quello dell’alternatore sarà caratterizzato dalle seguenti dimensioni:

Lunghezza: 7,0 m

Larghezza: 3,6 m

Altezza: 3,0 m

**CONSIDERATO** che saranno inoltre previsti in prossimità della turbina a gas alcuni container, per alloggiare i quadri elettrostrumentali di controllo e protezione di turbina a gas di dimensioni

Lunghezza: 12,0 m

Larghezza: 5,0 m

Altezza: 3,0 m

**CONSIDERATO** che il progetto prevede anche la realizzazione di un nuovo fabbricato denominato Fabbricato Sala Controllo (CE-1), dotato di un piano rialzato, un primo piano ed un vano cavi seminterrato per consentire il passaggio dei cavi elettrici, Lo schema strutturale del fabbricato in carpenteria metallica sarà costituito da telai con nodi bullonati in entrambe le direzioni senza controventature verticali. Le solette portaquadri saranno realizzate in calcestruzzo armato con rete elettrosaldata e lamiera grecata collaborante;

**CONSIDERATO**, altresì, che dal momento che il nuovo turbogas e parzialmente anche la nuova caldaia a fuoco diretto verranno alimentate a gas naturale, nell’area della stazione gas naturale è prevista infine la realizzazione di un Fabbricato Stazione Gas;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le misure di mitigazione previste, si sottolinea quanto segue:

- nella fase di primo insediamento della raffineria si è ritenuto di intervenire prevedendo il ripristino di elementi arborei disposti in modo da mascherare l’impatto visivo degli impianti dalla SS n.106 “Jonica” che lambisce il confine meridionale degli stessi. La disposizione strategica della vegetazione ha permesso dunque di creare delle quinte verdi che, se da un lato svolgono un’azione

di “barriera” dall’altro hanno la funzione di creare punti di fuga visuale alternativi che distolgano lo sguardo dagli elementi di nuova introduzione.

- Verranno effettuate scelte cromatiche e di materiali con lo scopo di inserire i nuovi volumi nel paesaggio circostante non negandone la natura tecnologica. Lo studio è quindi frutto dell’analisi del contesto paesaggistico della zona e di esperienze progettuali in analoghi interventi.
- Tutti i materiali impiegati avranno richiami nel costruito esistente o, in alternativa, caratteristiche di lucentezza e riflessione in grado di “assorbire” e “restituire” i colori circostanti inserendosi quindi senza traumi nel contesto.
- Per i tamponamenti dei volumi tecnici saranno adottati pannelli in lamiera grecata con diverse tonalità di azzurro che bene si armonizzano con l’esistente, mentre per gli elementi a sviluppo verticale come il camino la proposta prevede elementi in grigliato a maglia aperta che consentono l’individuazione geometrica formale dell’elemento attenuandone nel contempo l’impatto visivo grazie all’effetto “smaterializzante” proprio dei grigliati;

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda l’impatto da inquinamento luminoso, va considerato che in prossimità dell’area di studio sono già presenti altri insediamenti antropici ben illuminati e percepibili durante il buio delle ore serali e notturne. Anche i nuovi fabbricati in progetto saranno opportunamente illuminati, al fine della sicurezza degli stessi secondo i dettami della legislazione vigente in materia e al fine di contenere al massimo gli impatti saranno scelti elementi illuminanti di tipologia tale da limitare una diffusione della luce all’esterno dell’area di impianto e verso l’alto;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la stima degli impatti in fase di cantiere, questi sono legati:

- alla movimentazione dei mezzi d’opera ed all’aumento del traffico pesante nelle strade prossime all’area di studio, traffico costituito prevalentemente da camion utilizzati per il trasporto del materiale e dei mezzi necessari alla costruzione degli interventi in progetto. Tale flusso si concentrerà su una viabilità diversa a quella che potrà essere interessata dal flusso di traffico del centro di Taranto prossimo al sito di progetto;
- gli impatti sul paesaggio per l’occupazione di suolo per l’insediamento del cantiere, si evidenzia che la morfologia pianeggiante dell’area riduce il bacino di visuale del cantiere stesso fatta eccezione per le strutture che si elevano in altezza

**VALUTATO** che, in considerazione della temporaneità e reversibilità degli impatti sulla componente analizzata, questi possono essere valutati come non significativi;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l’analisi dell’impatto in fase di esercizio, il Proponente ha presentato dei foto inserimenti al fine di valutare il grado di percezione del nuovo impianto, tenendo conto del fatto che la presenza della raffineria a nord dell’intervento e del parco serbatoi a sud ha limitato l’area di intervisibilità ad uno stretto “corridoio” posto in corrispondenza della Strada Statale n.106 “Jonica”, lo stesso è circondato da due estese “zone d’ombra” dalle quali la nuova centrale non è visibile;

**CONSIDERATO** che, dall’analisi dei fotoinserti, la presenza del nuovo camino appare come l’unica nuova struttura percepibile dall’esterno dell’impianto, grazie alla conformazione morfologica dell’area e alla piantumazione arborea che circonda il sito;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che:

- la presenza del nuovo camino risulta certamente incidente sul paesaggio, anche in relazione alla vicinanza con la Torre Montello
- che, tuttavia, il nuovo camino si aggiunge ad un contesto in cui sono presenti ulteriori strutture elevate e di medesima o maggiore perceibilità

**VALUTATO**, pertanto, che l’impatto sulla componente paesaggio possa essere ritenuto nel complesso poco significativo, ovvero presente ma mitigato dal contesto e che tuttavia, l’inserimento delle nuove strutture debba essere approfondito e debbano essere studiate soluzioni progettuali che ne limitino al massimo la

visibilità e che si provveda ad effettuare rilievi di dettaglio sui beni tutelati direttamente interessati dalla realizzazione della centrale in oggetto e delle opere connesse, come sarà specificato nelle prescrizioni ;

Vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi

**CONSIDERATO** che la vegetazione naturale della provincia di Taranto è caratterizzata da svariati habitat e da una notevole biodiversità di specie. Si conservano grandi boschi in cui dominano specie di origine balcanica tra cui Fragni (*Quercus troiana*), il Raponzolo meridionale (*Asyneuma limonifolium*), *Salvia tribola*, *Pholomis fruticosa*, *Campanula versicolor*, *Aegilops uniaristata* e la roverella che si presenta come specie di importanza secondaria;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la vegetazione costiera dello Ionio, le estese pinete d'Aleppo fanno da cornice all'arenile sabbioso, risalendo nell'interno sino a colonizzare la fascia più bassa dell'arco delle gravine. Il litorale ionico è interessato, anche, dalla presenza di dune e garighe. Dal punto di vista fitoclimatico si distingue la zona costiera e la zona collinare immediatamente a ridosso della costa, come corrispondente all'area di distribuzione potenziale dell'*Oleo-Ceratonion*, e la zona collinare propriamente detta, che corrisponde all'area di distribuzione potenziale del *Quercion ilicis*;

**CONSIDERATO** che gli ecosistemi naturali della provincia di Taranto sono compromessi dalle attività antropiche con segni di riduzione e frammentazione degli habitat. Il patrimonio forestale e gli ecosistemi ad esso connessi appaiono minacciati soprattutto dal fenomeno degli incendi boschivi e dalla sostituzione con colture agricole a carattere intensivo;

**CONSIDERATO** che, infatti, nel Mar Grande le polveri provenienti in grandi quantità dagli insediamenti industriali e dal materiale edile derivato dalla costruzione del Nuovo Porto Mercantile, hanno modificato enormemente gli habitat originari, impoverendo ed alterando le biocenosi;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la Provincia di Taranto la valenza faunistica del suo territorio è più significativa in quelle aree sottoposte a regime di tutela o in procinto di esserlo, dove sussistono ancora caratteristiche di naturalità e dove meno spinti sono i fattori di pressione quali incendi, infrastrutture (turistiche, di trasporto, di comunicazione) e sfruttamento delle risorse. Dove tali fattori incidono in maniera sfavorevole il trend di crescita delle popolazioni diminuisce visibilmente;

**CONSIDERATO** che questa tendenza è molto evidente nelle specie legate agli ambienti agricoli e prativi ed in quelle legate a più di un habitat: per quest'ultime gli ambienti aperti (pascoli, prati, coltivi) rivestono un ruolo fondamentale come habitat di alimentazione di molte specie di Vertebrati;

**CONSIDERATO** che anche per le popolazioni di Invertebrati i cambiamenti nelle pratiche agricole tradizionali, il sovrappascolo o la distruzione di formazioni boschive mature possono essere fattori limitanti. Numerose inoltre sono le specie a priorità di conservazione legate alle zone umide (Anfibi, Uccelli);

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda la fauna vertebrata totalizza 286 specie, pari al 58% circa di quelle presenti in Italia, di cui 179 per la classe Uccelli (pari al 72% circa del totale nazionale) e 62% per la classe Mammiferi. Di tutte le specie di cui è nota la presenza, 131 sono inserite nel Libro Rosso degli Animali d'Italia, 84 di esse considerate a rischio di estinzione in Puglia (somma delle specie contenute nelle categorie CR, EN, VU) e 13 in pericolo critico;

**CONSIDERATO** che nella provincia di Taranto sono stati individuati 8 SIC ed una ZPS; la perimetrazione di questi siti coincide, in parte, con l'Area delle Gravine, che conserva ancora oggi una particolare importanza al di fuori del Gargano per la riproduzione del gufo reale e del biancone, e prosegue con le aree caratterizzate dalla presenza di formazioni boschive denominate dal raro Fragno (*Quercus troiana*), essendo il territorio ionico l'unico di tutta l'Europa occidentale dove sono presenti formazioni di questa quercia ad areale balcanico;

**CONSIDERATO** che come già evidenziato in precedenza nessuno dei SIC e delle ZPS più prossimi all'opera in progetto è direttamente interessato dagli interventi, sia durante le fasi di cantiere, sia in fase di esercizio;

**CONSIDERATO** che il Proponente ha effettuato uno studio per la valutazione di incidenza ambientale per valutare gli eventuali effetti derivati dalla realizzazione e dall'esercizio delle opere in progetto nell'intorno di 10 km dell'area dello stabilimento, ove sono presenti le seguenti aree della rete Natura 2000:

SIC/ZPS	Nome Sito	Cod. Natura 2000	Distanza dallo Stabilimento	Direzione
SIC	Masseria Torre Bianca	IT9130002	7.750 km	Nord Est
SIC	Mar Piccolo	IT9130004	4 km.	Est
SIC	Pinete dell'Arco Ionico	IT9130006	4.9 km.	Nord Ovest
SIC/ZPS	Area delle Gravine	IT9130007	4 km.	Nord
SIC	Posidonieto Isola San Pietro – Torre Canneto	IT9130008	5.1 km	Sud

**CONSIDERATO** che nell'area di indagine sono presenti anche:

- l'Important Bird Area (IBA) 139 "Gravine", parzialmente coincidente con il SIC/ZPS IT9130007 "Area delle Gravine";
- il Parco Naturale Regionale "Terra delle Gravine";
- la Riserva Naturale Orientata "Palude La Vela".

**CONSIDERATO** che, il Proponente ha effettuato una caratterizzazione approfondita delle aree della rete natura 2000 di cui si riporta una breve sintesi:

- **SIC "Masseria Torre Bianca" IT9130002:** il sito, con una superficie di 583 ettari, è caratterizzato da un substrato pedologico costituito da terre rosse mediterranee sulle quali possono crescere formazioni xerofile. Il paesaggio si presenta pianeggiante e l'area di sito è totalmente coperta da formazioni ascrivibili alla classe Thero - brachypodietea, habitat individuato dalla Direttiva Habitat come prioritario con il nome di "percorsi substeppici di graminacee e piante annue dei Thero - brachypodietea"

Tipo di sito	B (SIC senza relazioni con un altro sito Natura 2000)
Codice sito	IT9130002
Nome sito	Masseria Torre Bianca
Data di compilazione	Gennaio 1995
Data di aggiornamento	Aprile 202
Data proposta sito come SIC	Giugno 1995
Localizzazione centro sito	Longitudine E 17°19'30" - Latitudine N 40°30'40"
Area	583,00 ha
Altezza	28 m (min) - 28 m (max) - 28 (media)
Regione biogeografica	Mediterranea

Tra le specie di interesse comunitario presenti si segnala 1 specie di anfibi e rettili (Elaphe quatuorlineata) elencata in Allegato II della Direttiva 92/43/CEE "Habitat". Si tratta di specie di interesse comunitario e la loro conservazione richiede la designazione di zone speciali di conservazione;

- **SIC "Mar Piccolo" IT9130004:** il Mar Piccolo di Taranto, con una superficie di 1374 ettari, è un esempio di insenatura marina, quasi del tutto isolata dal mare aperto. Il sito caratterizzato è dalla presenza di depressioni umide costiere con vegetazione alofila, da saline e da un corso d'acqua facente parte del gruppo di brevi ma caratteristici fiumi jonici. Gli habitat prioritari sono rappresentati da Lagune costiere e torbiere boschive. Il sito è caratterizzato da depressioni costiere caratterizzate da ristagno idrico ed elevata alofilia. Il substrato è prevalentemente costituito da argille e limi pleistocenici. Il sito è caratterizzato dalla presenza di depressioni umide costiere con vegetazione alofila, da saline e da un

corso d'acqua facente parte del gruppo di brevi ma caratteristici fiumi ionici. Habitat caratterizzati da vegetazione alofila e subalofila sono di elevato interesse vegetazionale e ad elevata fragilità. Il problema più grande è costituito dalla bonifica delle steppe salate per messa a coltura e per insediamenti abitativi.

Tra le specie di interesse comunitario presenti si segnalano:

- 14 specie di uccelli non elencati in Allegato I della Direttiva 2009/147/CE (ex 79/409/CEE) “Uccelli”;
- 7 specie di uccelli non elencati in Allegato I della Direttiva 2009/147/CE “Uccelli”. Per le specie elencate nell’allegato I alla Direttiva Uccelli sono previste misure speciali di conservazione per quanto riguarda l’habitat, per garantire la sopravvivenza e la riproduzione di dette specie nella loro area di distribuzione;
- 1 specie di anfibi e rettili (*Elaphe quatuorlineata*) ed 1 specie di pesci (*Aphanius fasciatus*) elencate in Allegato II della Direttiva 92/43/CEE “Habitat”. Si tratta di specie di interesse comunitario e la loro conservazione richiede la designazione di zone speciali di conservazione

- **SIC “Pinete dell’Arco Ionico” IT9130006:** il sito, con una superficie di 386 ettari, caratterizzato da un clima spiccatamente caldo-arido dove si insediano due habitat d interesse prioritario quali le dune con foreste di *Pinus pinea*, *Pinus pinaster* e *Pinus halepensis* e dune costiere con *Juniperus spp.*(associazione a Pistacio - *Juniperetum macrocarpae*). L’habitat della pineta si presenta a bassa fragilità, così pure la duna a Ginepri. Le steppe salate di Salinella e i fiumi ionici sono invece habitat ad elevata fragilità. Per la pinete il pericolo più grosso è rappresentato dagli incendi e dagli insediamenti edilizi. La captazione a scopo irriguo è uno dei problemi più grossi per quanto riguarda i fiumi. La stabilità delle dune è minacciata dall’arretramento della linea di costa determinata dal minore apporto a mare di torbide da parte dei fiumi della Basilicata oggetto di captazione con strumenti. Nella seguente tabella sono riportati gli habitat elencati in Allegato I alla Direttiva 92/43/CEE “Habitat” presenti nel sito e la relativa valutazione.

Cod	Denominazione	% Copert. Habitat	Rappresentatività	Superf Relativa (% Naz.)	Stato di Conservaz.	Valutaz. Globale
2270	* Dune con foreste di <i>Pinus pinea</i> e/o <i>Pinus pinaster</i>	60	Eccellente	0-2%	Eccellente	Eccellente
2240	Dune con prati dei <i>Brachypodietalia</i> e vegetazione annua	10	Eccellente	0-2%	Eccellente	Eccellente
2250	* Dune costiere con <i>Juniperus spp.</i>	10	Eccellente	0-2%	Eccellente	Eccellente
2230	Dune con prati dei <i>Malcolmietalia</i>	5	Buona	0-2%	Buono	Buona
1210	Vegetazione annua delle linee di deposito marine	5	Buona	0-2%	Buono	Buona
1510	Steppe salate mediterranee ( <i>Limonieta</i> )	5	Eccellente	0-2%	Buono	Eccellente
9200	* Torbiere boschive	5	Eccellente	0-2%	Buono	Eccellente

\* Habitat prioritari

Tra le specie di interesse comunitario presenti si segnalano:

- 17 specie di uccelli non elencati in Allegato I della Direttiva 2009/147/CE (ex 79/409/CEE) “Uccelli”;
- 12 specie di uccelli non elencati in Allegato I della Direttiva 2009/147/CE “Uccelli”. Per le specie elencate nell’allegato I alla Direttiva Uccelli sono previste misure speciali di conservazione per quanto riguarda l’habitat, per garantire la sopravvivenza e la riproduzione di dette specie nella loro area di distribuzione;
- 2 specie di anfibi e rettili elencate in Allegato II della Direttiva 92/43/CEE “Habitat”. Si tratta di specie di interesse comunitario e la loro conservazione richiede la designazione di zone speciali di conservazione.

- SIC/ZPS “Area delle Gravine” IT9130007: L’area SIC/ZPS è caratterizzata dalla presenza delle “gravine”. Le gravine sono dei canyons di origine erosiva originatisi da corsi d’acqua sovrainposti a fratture della crosta rocciosa superficiale. Esse costituiscono habitat rupestri di grande valore botanico. Nel sito sono presenti alcuni querceti a *Quercus trojana* ben conservati e pinete spontanee a Pino d’Aleppo su calcarenite. Inoltre vi è la presenza di garighe di *Euphorbia spinosa* e boschi di *Quercus virgiliana*. Nell’area di indagine è presente anche l’Important Bird Area (IBA) 139 “Gravine”, parzialmente coincidente con il SIC/ZPS IT9130007 “Area delle Gravine”. Nella seguente tabella si riportano alcune delle specie elencate nella scheda relativa all’IBA in esame.

Specie	Nome scientifico
Nibbio reale	<i>Milvus milvus</i>
Biancone	<i>Circaetus gallicus</i>
Capovaccaio	<i>Neophron percnopterus</i>
Grillaio	<i>Falco naumanni</i>
Lanario	<i>Falco biarmicus</i>
Occhione	<i>Burhinus oedicephalus</i>
Ghiandaia marina	<i>Coracia garrulus</i>
Calandra	<i>Melanocorypha calandra</i>

Altre specie, non qualificanti ma prioritarie sono:

- Nibbio bruno (*Milvus migrans*);
- Gufo reale (*Bubo bubo*);
- Calandrella (*Calandrella brachydactyla*);
- Averla cenerina (*Lanius minor*);
- Averla capirossa (*Lanius senior*).

Il SIC-ZPS “Area delle Gravine” è dotato di un Piano di Gestione adottato con DGR No. 599 del 21 Aprile 2009 (BURP 76/2009) e approvato con DGR No. 2435 del 15 Dicembre 2009 (BURP 5/2010).

Obiettivo generale del Piano di gestione è la conservazione della biodiversità del sito, in termini di specie, comunità e paesaggio. Nell’area delle gravine dell’arco ionico è necessario mantenere, nel breve periodo, gli attuali livelli di popolazione delle specie di interesse comunitario, garantendo la tutela delle aree trofiche principali, rappresentate dagli habitat di tipo steppico (habitat prioritario per la Direttiva Habitat 92/43/CEE), e dei siti di nidificazione. A tale scopo risulta di fondamentale importanza vietare in modo assoluto lo spietramento.

Sarà, altresì, necessario garantire un elevato grado di tutela ai siti di nidificazione di tutte le specie rupicole particolarmente sensibili al disturbo antropico (Capovaccaio, Lanario e Gufo reale).

Nel medio-lungo periodo sarà necessario sviluppare metodiche di ripristino di aree di tipo steppico favorendo, anche attraverso l’adozione di politiche agricole specifiche, il recupero delle aree evolutesi verso formazioni vegetali a gariga o trasformate artificialmente in rimboschimenti di Pinacee.

- SIC “Posidonieto Isola di San Pietro – Torre Canneto” IT9130008: Area SIC istituita per tutelare l’habitat prioritario “praterie a Posidonia oceanica”. Infatti in questa zona, sono presenti superfici popolate da *Posidonia oceanica* che si presenta rigogliosa e con altezza media variabile intorno ai 70-80 cm. Al limite inferiore della prateria è rinvenibile una biocenosi *Coralligena* ricca e diversificata dal punto di vista biologico.

Il coralligeno presenta, infatti, una notevole varietà di specie vegetali come alghe incrostanti Rodoficee (*Peyssonnelia*, *Melobesia*) e Cloroficee (*Codium bursa*, *Halimeda tuna*) ed animali come Poriferi (*Agelas oroides*, *Axinella* spp.), Briozoi (*Schizobrachiella sanguinea*), Anellidi (*Protula* spp., *Hydroides* spp.), Echinodermi (*Echinaster sepositus*) ed infine Tunicati (*Halocynthia papillosa*, *Didemnum* spp.).

Le cause di maggior degrado, più visibili ai margini della prateria, sono quasi certamente legate alla vicinanza dell'area portuale ed industriale (ILVA, Raffineria, ecc.) nonché ad attività di pesca a strascico. Nel sito non si segnalano specie di interesse comunitario.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la metodologia adottata per lo studio di incidenza ambientale, questa è basata sulla composizione di una griglia che evidenzia le interazioni tra opera ed ambiente e si presta particolarmente per la descrizione organica di sistemi complessi, quale quello in esame, in cui sono presenti numerose variabili;

**CONSIDERATO** che, a livello operativo il Proponente ha proceduto alla costruzione di liste di controllo (checklist), sia del progetto che dei suoi prevedibili effetti ambientali nelle loro componenti essenziali, in modo da permettere un'analisi sistematica delle relazioni causa-effetto sia dirette che indirette. L'utilità di questa rappresentazione consiste nel fatto che vengono mantenute in evidenza tutte le relazioni intermedie, anche indirette, che concorrono a determinare l'effetto complessivo sull'ambiente.

**CONSIDERATO** che state individuate quattro checklist così definite:

- le Componenti Ambientali influenzate, con riferimento sia alle componenti fisiche che a quelle socio-economiche in cui è opportuno che il complesso sistema dell'ambiente venga disaggregato per evidenziare ed analizzare a che livello dello stesso agiscano i fattori causali sopra definiti;
- le Attività di Progetto, cioè l'elenco delle caratteristiche del progetto in esame scomposto secondo fasi operative ben distinguibili tra di loro rispetto al tipo di impatto che possono produrre (costruzione ed esercizio);
- i Fattori Causali di Impatto, cioè le azioni fisiche, chimico-fisiche o socio-economiche che possono essere originate da una o più delle attività proposte e che sono individuabili come fattori che possono causare oggettivi e specifici impatti;
- gli Impatti Potenziali, cioè le possibili variazioni delle attuali condizioni ambientali che possono prodursi come conseguenza diretta delle attività proposte e dei relativi fattori causali, oppure come conseguenza del verificarsi di azioni combinate o di effetti sinergici.

**CONSIDERATO** che il Proponente ha effettuato una analisi di significatività degli impatti sulle componenti ambientali;

**CONSIDERATO** che, sulla base di tale analisi di significatività, in considerazione delle caratteristiche del progetto e della distanza dalle aree in esame (per cui la sottrazione di habitat per consumo di suolo dovuto alla presenza dell'opera può ritenersi non significativo) gli impatti potenziali identificati sono:

Fase di cantiere:

- danni alla vegetazione e disturbi alla fauna per effetto dello sviluppo di polveri ed inquinanti dovute alla movimentazione dei terreni in fase di cantiere;
- disturbi alla fauna imputabili alle emissioni sonore da attività di cantiere;

Fase di esercizio:

- interferenze con vegetazione e fauna imputabili alle emissioni di inquinanti in atmosfera e alle emissioni sonore durante l'esercizio della Centrale.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la componente atmosfera:

- in fase di cantiere: sulla base delle simulazioni sopra descritte i limiti di legge per la protezione della vegetazione sono di gran lunga rispettati, anche nel Sito Natura 2000 più vicino all'area di Centrale (SIC/ZPS IT9130007 "Area delle Gravine" localizzato circa 4,5 km in direzione Nord-Nord-Ovest).
- In fase di esercizio: con riferimento agli NO<sub>x</sub>, le simulazioni modellistiche condotte hanno evidenziato che il massimo valore della media annua è pari a 0,6 µg/m<sup>3</sup>. Il massimo valore di media annua stimata in corrispondenza dei Siti Natura 2000 considerati nel presente studio (SIC IT9130004 "Mar Piccolo" localizzato circa 5 km in direzione Est) è pari a circa 0,2 µg/m<sup>3</sup>. In corrispondenza di tutti gli altri Siti Natura 2000 considerati la media annua è inferiore a 0,1 µg/m<sup>3</sup>.

Per quanto riguarda l'SO<sub>2</sub>, invece, le simulazioni modellistiche condotte hanno evidenziato che il massimo valore della media annua è pari a 0,2 µg/m<sup>3</sup>. Il massimo valore di media annua stimata in corrispondenza dei Siti Natura 2000 considerati nel presente studio (SIC IT9130004 "Mar Piccolo"



localizzato circa 5 km in direzione Est) è pari a 0,04 µg/m<sup>3</sup>. In corrispondenza di tutti gli altri Siti Natura 2000 considerati la media annua è inferiore a 0,03µg/m<sup>3</sup>.

Si ricorda che il livello critico per la protezione della vegetazione definito dal D.Lgs 155/2010 è pari per gli NOx a 30 µg/m<sup>3</sup> e per l'SO<sub>2</sub> a 20 µg/m<sup>3</sup>, in termini di media annua.

**VALUTATO** che, considerata la distanza che separa la Centrale dalle aree di pregio naturalistico e le ricadute trascurabili di inquinanti, verificate sia per la fase di cantiere che per la fase di esercizio:

- Si può stimare che gli effetti dovuti all'attività di cantiere, anche in considerazione della temporaneità delle attività correlate con la realizzazione dell'opera in progetto non si origineranno effetti sullo stazionamento e riproduzione della fauna né effetti nocivi sulla vegetazione;
- si può stimare che gli effetti in termini di alterazione delle caratteristiche di qualità dell'aria dovuti all'incremento delle emissioni di inquinanti in atmosfera dall'esercizio della Centrale saranno tali da non generare incidenze negative significative sugli habitat e le specie oggetto di tutela nei Siti Natura 2000 in questione. In particolare si può assumere che non si origineranno effetti sullo stazionamento e riproduzione della fauna né effetti nocivi sulla vegetazione.

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la componente rumore:

- In fase di cantiere: la produzione di emissioni sonore è imputabile principalmente al funzionamento di mezzi e macchinari impiegati durante le attività di costruzione relative alla movimentazione terre e realizzazione opere civili per il progetto di adeguamento della Centrale. Il Proponente ha effettuato simulazioni della propagazione del rumore e, in corrispondenza del Sito Natura 2000 più vicino(SIC/ZPS IT9130007 "Area delle Gravine" localizzato circa 4,5 km in direzione Nord-Nord-Ovest), si ottiene in tal modo un livello di pressione sonora assolutamente trascurabile (circa 30dB(A)). La stima è ampiamente cautelativa, in quanto non si tiene conto dell'attenuazione dovuta all'assorbimento dell'aria e del terreno, né soprattutto della presenza di barriere artificiali. In fase di cantiere saranno comunque prevedere misure di mitigazione, anche a carattere gestionale e organizzativo, idonee a contenere il più possibile il disturbo, con particolare riferimento a: controllo della velocità dei mezzi; mantenimento in buono stato dei macchinari potenzialmente rumorosi; evitare di tenere i mezzi inutilmente accessi; adeguata programmazione del periodo di esecuzione delle attività; opportuna localizzazione degli impianti fissi di cantiere.
- In fase di esercizio: la produzione di emissioni sonore è imputabile principalmente al funzionamento delle nuove macchine installate in Centrale a progetto di adeguamento realizzato. Sulla base delle simulazioni di propagazione effettuate, anche in questo caso, in corrispondenza del Sito Natura 2000 più vicino(SIC/ZPS IT9130007 "Area delle Gravine" localizzato circa 4,5 km in direzione Nord-Nord-Ovest), si ottiene un livello di pressione sonora basso (circa 30dB(A)).

**VALUTATO**, pertanto, che in considerazione della distanza che separa la Centrale dai Siti della Rete Natura 2000 e del contributo che la fase di realizzazione e l'esercizio della Centrale arrecheranno in termini di emissioni sonore si può stimare che gli effetti in termini di alterazione del clima acustico saranno tali da non generare incidenze negative significative sugli habitat e le specie oggetto di tutela nei Siti Natura 2000 in questione. In particolare si può assumere che non si origineranno effetti sullo stazionamento e riproduzione della fauna;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che, per quanto riguarda la coerenza rispetto agli obiettivi del piano di gestione dell'area SIC/ZPS "Area delle Gravine", l'opera non determinerà effetti sugli habitat steppici né su quelli forestali; non si indurrà l'eliminazione o la frammentazione di corridoi ecologici, né il danneggiamento di siti di nidificazione;

**VALUTATO**, in conclusione che, sulla base dello studio di incidenza effettuato, non è prevedibile alcuna incidenza significativa e irreversibile sull'integrità dei Siti Natura 2000 presenti nell'area di interesse (area compresa all'interno di 10 km di raggio dalle aree di intervento);

Rumore e vibrazioni

**CONSIDERATO** che l'amministrazione comunale di Taranto, con deliberazione di Consiglio Comunale n.62 del 27 aprile 1999, ha approvato il Piano di Classificazione Acustica del territorio. Con comunicazione prot. 36633 del giugno 2008 – che il Proponente allega al SIA- la classe acustica dell'area in esame è la classe VI – area esclusivamente industriale, con limite di immissione diurno e notturno pari a 70 dB(A). I valori di emissione da rispettare sono pari a 65 dB(A);

**CONSIDERATO** che, sulla base di quanto dichiarato dal Proponente, oltre all'impianto, anche i ricettori attualmente presenti intorno all'impianto ricadono all'interno della Classe Acustica VI (aree esclusivamente industriali) e, pertanto, il criterio differenziale, inteso come differenza tra il rumore residuo (livello equivalente rilevato in assenza di specifiche sorgenti disturbanti) e il rumore ambientale (rumore residuo sommato al rumore generato dall'impianto), non è applicabile;

**CONSIDERATO** che la caratterizzazione del clima acustico ante-operam è stata effettuata attraverso indagini fonometriche in prossimità del confine di impianto e presso due strutture già considerate come potenziali ricettori in precedenti valutazioni acustiche, ossia la Chiesa di Santa Maria della Giustizia (R1) posta a sud della Raffineria e Torre Montello (R2) posta in prossimità del confine ovest;

**CONSIDERATO** che la campagna di monitoraggio acustico è stata effettuata dal 28 marzo al 1 aprile 2012, mediante tecnica di campionamento, ossia eseguendo per più giorni consecutivi due rilevamenti fonometrici in periodo diurno ed un rilevamento durante il periodo notturno, della durata di almeno 10 minuti ciascuno; presso la Chiesa di Santa Maria della Giustizia il rilievo fonometrico è stato invece effettuato in continuo, attraverso una centralina installata in un'area recintata di pertinenza della struttura;

**CONSIDERATO** che i rilevamenti fonometrici sono stati effettuati in conformità con quanto stabilito dal DM 16/3/1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico", ossia in assenza di precipitazioni atmosferiche, di nebbia e/o neve e con una velocità del vento inferiore a 5 m/s. Durante i rilievi sono stati registrati i parametri meteorologici mediante una centralina installata presso il ricettore R1;

**CONSIDERATO** che il clima acustico dell'area circostante l'impianto è caratterizzato, oltre che dalle emissioni sonore derivante dagli impianti industriali esistente, anche dalle emissioni generate dalla linea ferroviaria e dalla Strada Statale Jonica (SS 106) che si sviluppano in prossimità della Raffineria;

**CONSIDERATO** che al fine di caratterizzare il clima acustico ante-operam, al netto del contributo di sorgenti sonore transienti (quali il traffico veicolare e il traffico ferroviario), si è ritenuto utile utilizzare i valori misurati in termini di livello percentile LAF90;

**CONSIDERATO** che dalla sintesi dei livelli fonometrici, non emergono superamenti dei limiti di normativa;

**CONSIDERATO** che le valutazioni acustiche contenute nel presente studio sono state effettuate mediante l'ausilio del software SoundPLAN ver. 7.0, prodotto dalla Braunstein + Bernt GmbH, che come metodo di calcolo implementa le equazioni di propagazione previste dallo standard ISO 9613/2:1996;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la fase di cantiere, le emissioni sonore derivano principalmente da:

- funzionamento di macchinari e mezzi impiegati nelle attività di costruzione;
- traffico veicolare indotto (pesante e leggero): tale contributo può essere ritenuto trascurabile per la presenza in prossimità dell'impianto della Strada Statale Jonica, caratterizzata da notevoli flussi di traffico, sia leggero che pesante.

**CONSIDERATO** che la verifica dell'impatto acustico derivante dalle attività di cantiere, a livello dei potenziali recettori attualmente presenti nell'area, è stata effettuata in riferimento ai limiti definiti dalla Classificazione Acustica comunale;

**CONSIDERATO** che si sono stimati i livelli di potenza acustica dei macchinari è stata effettuata sulla base delle formule e prescrizioni contenute nel Decreto del 24 luglio 2006;

**CONSIDERATO** altresì che la valutazione dell'impatto acustico è stata effettuata considerando la fase di lavoro alla quale è associata la maggior potenza acustica e che quindi comporta una maggiore emissione di rumore, ovvero quella relativa alla movimentazione terra e costruzione opere civili, la cui potenza acustica totale stimata per questa fase (119.5 dB(A)) è stata attribuita ad una area che potesse ben rappresentare uno scenario realistico e cautelativo per la fase di cantiere; tale area è stata individuata in corrispondenza della zona di realizzazione delle nuove sorgenti, più vicina al limite dell'impianto e ai recettori considerati.

**CONSIDERATO** che, per verificare il rispetto dei limiti, cautelativamente, è stato infine considerato il livello di potenza acustica relativo ad un funzionamento continuo (pari al 100% del periodo di riferimento) delle sorgente individuate;

**CONSIDERATO** che sulla base dei risultati delle simulazioni, il limite massimo di rumorosità consentito pari 70 dB(A), non è mai raggiunto a livello dei potenziali ricettori R1 e R2, presso i quali risultano rispettati anche i limiti di rumore della Classificazione Acustica.

**VALUTATO** che, alla luce delle simulazioni effettuate, in considerazione anche della conservatività delle ipotesi che assumono l'utilizzo simultaneo di tutti i mezzi impiegati e della temporaneità e reversibilità degli impatti, gli effetti sulla componente rumore della fase di cantiere possano essere considerati poco significativi;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la fase di esercizio, lo studio delle emissioni di rumore generate dal nuovo impianto si è articolato attraverso le seguenti fasi procedurali:

- stima delle emissioni sonore delle apparecchiature previste dal progetto, mediante dati forniti dai fornitori, dati di macchine analoghe installate in altri impianti o dati derivanti dall'esperienza;
- calcolo delle relative potenze sonore di progetto;
- realizzazione del modello tridimensionale di simulazione, sviluppato col codice di calcolo SoundPLAN 7.0;
- calcolo dei livelli di emissione sonora su un'ampia area territoriale, fino ai ricettori esterni;
- valutazione dell'impatto acustico prodotto nella configurazione post operam, a progetto realizzato;

**CONSIDERATO** che, inoltre, in fase di studio sono state individuate le opere di contenimento al rumore sulle apparecchiature ed i loro requisiti minimi, allo scopo di poter rispettare i limiti di legge, tra cui:

- limitazione dell'emissione sonora del turbina a gas (TG6) mediante l'installazione di un cabinato insonorizzato;
- limitazione dell'emissione sonora del generatore elettrico della turbina a gas (TG6) mediante l'installazione di un cabinato insonorizzato;
- installazione di un muro di altezza pari a 2.5 m lungo il confine sud della raffineria (in sostituzione della attuale rete metallica);
- innalzamento della porzione di muro lungo il confine ovest della raffineria e del nuovo impianto (attualmente alto circa 2 metri) fino ad un massimo di 4 m;
- muro di contenimento del trasformatore principale (TMM-7601) da prevedere rivolto a protezione dell'esterno dell'impianto.

**CONSIDERATO e VALUTATO** che le elaborazioni effettuate per la stima degli impatti per la fase di esercizio dell'impianto hanno evidenziato il rispetto dei limiti normativi, sia in relazione ai limiti di immissione che ai limiti di emissione, considerando gli accorgimenti tecnici e di insonorizzazione previsti in fase di progetto;

Per quanto riguarda il Quadro di riferimento ambientale – elettrodotto

Atmosfera

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la realizzazione dell'elettrodotto di collegamento gli impatti relativi all'atmosfera sono relativi alla sola fase di cantiere;

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda la stima degli impatti nella fase di costruzione dell'elettrodotto, è stata adottata la medesima metodologia già descritta per la centrale;

**CONSIDERATO** che le attività di cantiere previste per il progetto di realizzazione del collegamento in entra – esce con ingresso in una nuova Stazione Elettrica prevedono l'allestimento di un cantiere nei pressi delle nuove installazioni e che, come per la centrale, al fine di valutare le emissioni indotte dai motori dei mezzi di lavoro, la fase di cantiere è stata suddivisa, in tre differenti macrofasi di lavoro che si alterneranno durante l'effettiva durata delle attività di costruzione per la realizzazione della tratta aerea e della tratta in cavo del nuovo elettrodotto e per la realizzazione della nuova sottostazione elettrica;

**CONSIDERATO** che le macrofasi considerate sono 'movimento terra/opere civili' per le fondazioni, 'montaggi' e 'messa in opera dei conduttori e delle corde di guardia'; per quella della tratta in cavo sono 'movimento terra/opere civili' per gli scavi di trincea del letto di posa, 'stendimento cavi' e 'realizzazione dei terminali cavo'; per quella inerente la sottostazione la fase di cantiere è stata suddivisa in 'movimento terra/opere civili' e 'montaggi/realizzazione opere elettriche e idrauliche';

**CONSIDERATO** che, al fine di individuare uno scenario emissivo realistico e cautelativo, per la realizzazione della tratta aerea e in cavo del nuovo elettrodotto e della nuova sottostazione elettrica, è stato ipotizzato, per la macrofase di lavoro per la quale saranno operativi più mezzi di cantiere ('movimento terra/opere civili') un determinato numero e tipologia di mezzi;

**CONSIDERATO** che applicando i fattori di emissione SCAB Fleet Average Emission Factors dei mezzi di costruzione relativi all'anno 2010, tenendo conto del numero di mezzi impiegati e del numero di ore di lavoro giornaliero di ciascuno di essi, si ottengono le emissioni giornaliere in kg/giorno;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda le emissioni da movimentazione terre, considerando i quantitativi di terra movimentata e dei tempi di movimentazione, come da cronoprogramma, di circa 2 mesi lavorativi, si ottengono circa 12.5 m<sup>3</sup>/g di terra movimentata durante la realizzazione della tratta aerea dell'elettrodotto, 12.5 m<sup>3</sup>/g durante la realizzazione della tratta in cavo dell'elettrodotto e 31.3 m<sup>3</sup>/g durante la realizzazione della sottostazione;

**CONSIDERATO** che, inoltre, sono state anche stimate le emissioni di polvere per risospensione indotte dai mezzi che si muovono all'interno del cantiere;

**CONSIDERATO e VALUTATO** che:

- Dalle simulazioni condotte gli incrementi emissivi relativi alla fase di cantiere appaiono di entità molto limitata;
- la stima delle emissioni è da considerarsi come cautelativa, in quanto l'esercizio effettivo dei mezzi non prevede che le sorgenti siano tutte attive contemporaneamente e per tutti i giorni della settimana;
- La fase di cantiere ha una durata limitata nel tempo e i suoi effetti sulla componente atmosfera sono del tutto reversibili
- Sulla base dell'integrazione al SIA, eventuali interferenze con impatti indotti dalla fase di costruzione della centrale possono ritenersi trascurabili in virtù della ridotta entità degli impatti stessi nonché dell'articolazione dei lavori in programmate fasi temporali e della distanza tra le aree di cantiere di elettrodotto/sottostazione e di centrale;

Terre e rocce da scavo

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda l'elettrodotto il Proponente evidenzia che saranno necessari movimenti di terra nell'ordine dei 500m<sup>3</sup> per tratta per la realizzazione del cavo sotterraneo e 1250m<sup>3</sup> per la sottostazione e che, sulla base di quanto dichiarato dal Proponente nell'integrazione al SIA le terre da scavo provenienti dagli scavi necessari per la realizzazione dell'elettrodotto saranno interamente conferite in discarica;

Paesaggio

**CONSIDERATO** che il tracciato parte in aereo dall'elettrodotto della RTN Taranto Ovest - Taranto Molo, in corrispondenza del sostegno n. 41P, e si dispone parallelo, ad una distanza di circa 20 m, all'esistente elettrodotto di connessione dello Stabilimento Enipower, il tracciato dei due elettrodotti prosegue, quindi, in cavo sotterraneo, raggiungendo l'area destinata alla nuova Stazione di connessione in blindato (GIS) dopo un percorso di circa 40 m;

**CONSIDERATO** che è prevista anche una modifica alla linea elettrica esistente: nella campata di arrivo alla Stazione sarà inserito un sostegno di transizione aereo-cavo nelle vicinanze del corrispondente sostegno della nuova linea;

**CONSIDERATO** che rispetto alla componente Paesaggio, in fase di cantiere, i potenziali impatti sono dovuti alla presenza temporanea di mezzi d'opera e attrezzature nelle aree di cantiere per la realizzazione degli interventi a progetto;

**VALUTATO** che, data la natura temporanea della fase di cantiere, la presenza di mezzi d'opera e attrezzature funzionali alla stessa fase di cantiere sono tali da non alterare l'attuale assetto plani-volumetrico complessivo del sito in analisi e pertanto possono ritenersi trascurabili;

**CONSIDERATO** che, per quello che riguarda la fase di esercizio, il Proponente ha integrato l'analisi dell'intervisibilità con dei nuovi foto-inserimenti da due ulteriori punti di vista;

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda la stazione elettrica, il parcheggio dedicato alle ditte esterne alla raffineria ENI R&M è posto su un piano rialzato di circa tre metri rispetto al piazzale della Stazione elettrica, questa condizione geometrica permette di nascondere alla vista la Stazione da tutti i punti esterni alla raffineria. L'unico punto di potenziale fruizione da cui è possibile scorgere l'intervento in questione è dunque l'area di parcheggio stessa;

**CONSIDERATO** e **VALUTATO** che nonostante la tipologia di fruizione del parcheggio sia prettamente industriale, l'impatto visivo del nuovo volume è ridotto del 50% in altezza a causa della differenza di quota tra i due piazzali; il restante volume visibile si staglia inoltre su uno sfondo già ampiamente caratterizzato da elementi simili. L'attuale traliccio di collegamento con il cavidotto interrato verrà spostato a nord di circa trenta metri senza incrementarne l'impatto visivo;

**CONSIDERATO** che sempre dal parcheggio dedicato alle ditte esterne alla raffineria è visibile il potenziamento dell'elettrodotto di raccordo alla rete elettrica nazionale posta nei pressi della SS n.7 "Appia" e che l'intervento in oggetto comporterà il raddoppio dell'attuale elettrodotto che utilizza piloni di dimensioni e tipologia identici a quelli esistenti, provocando effetto cumulativo seppur limitato dell'impatto visivo per questa tipologia di elementi;

**CONSIDERATO** che, le opere oggetto d'analisi non comporteranno un'alterazione dei caratteri morfologici dell'area di studio, in quanto il nuovo volume della Stazione elettrica sarà ubicato in prossimità della Raffineria ENI senza sottrarre ulteriore superficie naturale ed i nuovi tralicci saranno adiacenti a quelli esistenti. Gli elementi sono allo stato comuni nell'area di studio (tralicci ed edifici industriali esistenti). La Stazione elettrica sorgerà in area industriale e non causerà dunque alcuna alterazione delle caratteristiche

attuali dei luoghi. Le aree interessate si presentano prive da elementi di interesse naturalistico e storico-culturale;

**CONSIDERATO** che l'elemento di maggior impatto sul paesaggio è costituito, limitatamente ad alcune visuali in corrispondenza del parcheggio ENI per le ditte esterne, dalla nuova Stazione elettrica e dai nuovi tralicci di raccordo. Tali strutture sono comunque prossime ad un contesto industriale, dove sono presenti altri complessi, costituiti dalle grosse strutture degli impianti industriali esistenti e che lo skyline attuale non viene modificato.

**CONSIDERATO** che la Stazione elettrica ed i tralicci non sono elementi estranei ai caratteri paesaggistici dell'area di intervento. Come già rilevato per la Centrale, l'area di studio risulta perlopiù interessata da infrastrutture analoghe, dunque l'incremento conseguente alla realizzazione delle nuove opere di modifica alla connessione RTN costituisce un ridotto aggravio di incidenza.

**VALUTATO** che, alla luce di quanto sopra e, quindi, del contesto in cui l'opera si inserisce, fortemente caratterizzato dalla presenza del polo industriale, l'incidenza morfologica e tipologica, quella visiva e simbolica posso essere valutate singolarmente e globalmente come basse, pur rappresentando certamente un impatto sulla componente analizzata;

#### Vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi

**CONSIDERATO** che ad integrazione della valutazione di incidenza presentata per la Centrale, nell'ambito della risposta alla richiesta di integrazioni il Proponente ha presentato una nota al fine di tenere conto degli impatti in fase di cantiere e di esercizio relativi anche all'elettrodotto di connessione;

**CONSIDERATO** che, i siti natura 2000 interessati dall'opera sono i medesimi già descritti per la centrale; Alla luce delle conclusioni di tale integrazione, :

**CONSIDERATO** che, nemmeno per quello che riguarda l'elettrodotto di collegamento e la sottostazione, gli interventi in progetto non ricadono all'interno di alcun Sito della Rete Natura 2000 né all'interno di aree protette soggette a tutela o di aree di interesse naturalistico;

**CONSIDERATO** e **VALUTATO** che, sulla base dell'integrazione allo studio di incidenza ambientale, la valutazione degli impatti indiretti potenzialmente interessanti i siti della Rete Natura 2000 presi in esame ha portato ad escludere incidenze significative e irreversibili sugli habitat e le specie presenti (o potenzialmente presenti) nei siti presi in esame e interferenze incompatibili con le finalità di gestione e di conservazione dei valori naturali tutelati;

#### Rumore e vibrazioni

**CONSIDERATO** che anche per l'elettrodotto e la sottostazione elettrica, le emissioni di rumore sono dovute principalmente ai seguenti aspetti:

- al funzionamento di macchinari e mezzi impiegati nelle attività di costruzione;
- al traffico veicolare indotto (pesante e leggero) il cui contributo, però, si è ritenuto trascurabile per il limitato numero di mezzi coinvolti e la presenza di importanti infrastrutture di trasporto localizzate in prossimità dell'opera;

**CONSIDERATO** che il Proponente ha condotto apposite simulazioni, sulla base della metodologia già descritta per la centrale;

**CONSIDERATO** che la valutazione di impatto acustico derivante dalle attività di cantiere, è stata effettuata, considerando, cautelativamente, lo scenario che corrispondente alla fase di cantiere più rumorosa, ossi quella relativa alla realizzazione della stazione elettrica (Lw pari a 114);

**CONSIDERATO** che eventuali interferenze con impatti indotti dalla fase di costruzione della centrale possono ritenersi trascurabili in virtù della ridotta entità degli impatti stessi, dell'articolazione dei lavori in

programmate fasi temporali, nonché della distanza tra le aree di cantiere di elettrodotto/sottostazione e di centrale.

**CONSIDERATO** che ai fini delle valutazioni acustiche, non essendo presenti nell'area oggetto d'analisi recettori di tipo residenziale, a puro scopo cautelativo sono stati considerati come recettori gli unici fabbricati che ricadono nell'area oggetto d'analisi: la cabina elettrica in muratura presente nel foglio 192 particella 59 e le rovine di una Masseria nel foglio 192 particelle 44, 1228, 142, 40;

**CONSIDERATO** che per l'analisi condotta, il calcolo dei livelli di pressione sonora medi attesi al recettore più vicino è stato eseguito considerando la potenza sonora complessiva concentrata in prossimità della nuova stazione elettrica, la cui distanza minima rispetto ai fabbricati più vicini sopra descritti è di circa 500 m;

**CONSIDERATO** che in riferimento ai potenziali recettori individuati, considerando unicamente l'attenuazione del rumore per divergenza geometrica (trascurando ad esempio l'effetto l'assorbimento del terreno e la presenza di ostacoli tra il potenziale recettore e l'area di cantiere) si può stimare un livello equivalente a livello dei recettori di circa 55.0 dB(A);

**VALUTATO** che dalla stima effettuata non risulta pertanto raggiunto il livello massimo consentito dalla normativa locale per le attività di cantiere (70 dB(A)) e che, inoltre, le attività di cantiere saranno svolte solo in periodo diurno e che pertanto l'impatto relativo alla fase di cantiere possa essere valutato come trascurabile e del tutto reversibile;

**CONSIDERATO** che per quello che riguarda la fase di esercizio, l'impatto acustico dell'opera è legato esclusivamente al caratteristico crepitio generato dall'effetto corona, dovuto alla ionizzazione dell'aria in prossimità dei conduttori quando il potenziale elettrico da essi generato supera la resistenza dielettrica dell'aria e che tale rumore si attenua con la distanza, con un ordine di circa 3 dB(A) al raddoppiare della distanza stessa; a questa attenuazione va aggiunta quella provocata dalla eventuale presenza di barriere quali la vegetazione e/o i manufatti presenti lungo il percorso delle onde sonore;

**VALUTATO** che, in linea generale, l'entità del rumore prodotto per l'effetto corona si può considerare molto modesta e dello stesso ordine di grandezza della rumorosità ambientale, se non inferiore e pertanto trascurabile per le valutazioni di impatto acustico a livello dei potenziali recettori;

#### Campi elettromagnetici

**CONSIDERATO** che, per quanto riguarda i campi elettromagnetici, il calcolo dei campi elettromagnetici è stato effettuato secondo quanto previsto dalla Norma CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche e dal DM (Ministero dell'Ambiente) 29 maggio 2008;

**CONSIDERATO** che si è proceduto al calcolo della DPA imperturbata che si configura come la distanza dall'asse della linea elettrica e la proiezione orizzontale del punto più esterno dell'isolinea 3µT (obiettivo di qualità previsto dal D.P.C.M. 8 luglio 2003) avvolgente il complesso dei conduttori della linea stessa;

**CONSIDERATO** che per quanto concerne i parallelismi e gli incroci il Proponente ha considerato l'elettrodotto in questione linea interferita e la linee AT esistente come linea interferente e ciò nel rispetto della terminologia introdotta dal DM 29 maggio 2008;

**CONSIDERATO** che si è assunta l'intensità di corrente 870 A, in servizio normale, prevista dalla Norma CEI 11-60 nel periodo freddo in zona A, secondo il DM 21 marzo 1988 per le tratte aeree, e tale corrente è stata assunta anche per la tratta in cavo, essendo tutte le tratte in serie;

**VALUTATO** che all'interno delle DPA relative al nuovo elettrodotto ricade l'estremità di un'area recintata (foglio 192, particelle 144 e 116 non identificabile come fabbricato e non presidiata e che pertanto non costituisce un recettore critico ai fini della valutazione degli impatti;

**VALUTATO** in conclusione che:

- Il progetto in esame prevede la sostituzione di diverse apparecchiature della centrale termoelettrica a servizio della Raffineria di Taranto a causa dell'obsolescenza delle stesse e che le scelte progettuali adottate si sono rivolte, ove tecnicamente possibile, verso le Migliori Tecnologie Disponibili;
- La nuova centrale sarà alimentata esclusivamente a gas naturale e fuel gas di raffineria;
- Per quanto riguarda il quadro ambientale:
  - L'intervento determina una riduzione delle emissioni in atmosfera dalla centrale soprattutto in ragione della modifica del mix di combustibili, ma anche delle scelte progettuali orientate verso le Migliori Tecniche Disponibili;
  - Per quanto riguarda i consumi idrici, rispetto allo scenario di massima capacità produttiva autorizzata, lo scenario futuro a progetto di "Adeguamento della Centrale di Cogenerazione" realizzato comporta un minor consumo di acqua mare;
  - Per quanto riguarda la produzione di rifiuti in fase di esercizio non si prevedono nuove tipologie di rifiuti o variazioni della quantità di rifiuti prodotti;
  - Per quanto riguarda l'impatto acustico le elaborazioni effettuate per la stima degli impatti per la fase di esercizio dell'impianto hanno evidenziato il rispetto dei limiti normativi, sia in relazione ai limiti di immissione che ai limiti di emissione, considerando gli accorgimenti tecnici e di insonorizzazione previsti in fase di progetto;

VALUTATA l'univocità dei contenuti, e delle conclusioni istruttorie previsti nel Parere Istruttorio Conclusivo, nel relativo Piano di Monitoraggio e Controllo e nel Parere Congiunto VIA-AIA;

### ESPRIME

**parere favorevole riguardo alla compatibilità ambientale del Progetto di adeguamento della centrale di cogenerazione presso la centrale di Taranto della ENI Divisione Refining & Marketing a condizione che si ottemperi alle seguenti prescrizioni:**

#### Prescrizioni VIA

##### Fase di cantiere

1. Il proponente dovrà assicurare che in fase di costruzione della centrale e dell'elettrodotto, l'impresa appaltatrice adotti tutti gli accorgimenti tecnici nonché di gestione del cantiere atti a ridurre la produzione e la propagazione di polveri. A tal fine, il proponente dovrà inserire all'interno dei capitolati di appalto apposite specifiche atte a garantire:
  - a) una costante bagnatura (con rete di irrigatori mobili e/o con autocisterna) delle piste di cantiere e delle strade utilizzate, pavimentate e non;
  - b) una costante bagnatura (con rete di irrigatori mobili e/o con autocisterna) delle aree interessate da movimentazione di terreno dei cumuli di materiale stoccati nelle aree di cantiere;
  - c) il lavaggio delle ruote dei mezzi pesanti all'uscita delle aree di cantiere, mediante idonei dispositivi e la chiusura dei cassoni degli autocarri utilizzati per il trasporto dei materiali polverulenti con teli protettivi.
2. Il proponente dovrà assicurare che in fase di costruzione della centrale e dell'elettrodotto, l'impresa appaltatrice adotti tutti gli accorgimenti tecnici nonché di gestione del cantiere atti a prevenire gli impatti potenziali da spillamenti e spandimenti accidentali, mediante una corretta progettazione della pavimentazione e della rete di drenaggio e prescrivendo alle imprese esecutrici dei lavori a riconsegnare l'area nelle originarie condizioni di pulizia e sicurezza ambientale;
3. Per quanto riguarda l'impatto acustico nella fase di cantiere:
  - 3.1. gli impianti fissi e le aree di lavorazione più rumorose dovranno essere posizionate alla massima distanza possibile dai ricettori sensibili eventualmente presenti nelle aree limitrofe al cantiere;



3.2. dovrà eventualmente essere previsto l'utilizzo di barriere acustiche mobili da posizionare di volta in volta in prossimità delle lavorazioni più rumorose;

4. *Esecuzione lavori in area SIN Taranto*

4.1. In fase di progettazione esecutiva, i progettisti incaricati dal Proponente dovranno attestare che i lavori da effettuare, sia per quanto riguarda la centrale che l'elettrodotto, non interessano la falda acquifera sottostante. In caso di interferenza con le acque di falda il Proponente dovrà attestare, previa verifica da parte di ARPA Puglia, che gli interventi medesimi non pregiudicano gli interventi di bonifica della falda attivi nel sito. Inoltre dovranno essere adottati da parte degli operatori gli idonei dispositivi ai sensi della vigente normativa in materia di sicurezza del lavoro. Gli Enti di controllo dovranno verificare e attestare che non vi sia il superamento dei limiti normativi vigenti di esposizione professionale. All'esito di tale verifica potranno essere stabiliti gli step progettuali conseguenti;

4.2. L'eventuale acqua emunta contaminata dovrà essere trattata come rifiuto liquido e dovranno essere adottate le idonee misure di prevenzione comunicandole agli Enti di controllo;

4.3. I terreni utilizzati per un eventuale riempimento o livellamento dell'area degli scavi dovranno essere materiali certificati;

Emissioni in atmosfera

5. In ragione della localizzazione della centrale e delle criticità ambientali dell'area in esame, per quello che riguarda le emissioni in atmosfera, in fase di progettazione esecutiva si richiede un approfondimento progettuale volto alla valutazione ed identificazione di ulteriori misure di abbattimento degli NOx in linea con le Migliori Tecnologie Disponibili sul nuovo gruppo TG6, alimentato esclusivamente a gas naturale. Tale approfondimento dovrà essere inviato al MATTM al fini di individuare le opportune procedure per l'autorizzazione di una eventuale modifica progettuale in tal senso.

6. Per quello che riguarda i limiti di emissione, si richiamano le prescrizioni del parere AIA in allegato 1, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente parere.

Ambiente idrico

7. Per quello che riguarda il monitoraggio del rispetto dei limiti normativi di temperatura allo scarico, si faccia riferimento al PMC in allegato 2 al presente parere, che ne costituisce parte integrante e sostanziale.

Salute pubblica

8. Entro il termine dell'espressione dell'intesa Regionale all'autorizzazione ministeriale, il Proponente dovrà integrare l'analisi relativa allo stato di salute della popolazione, considerando dati più recenti rispetto a quelli prodotti e dovrà effettuare una caratterizzazione più approfondita della entità e natura dei rischi sanitari dovuti ai contaminanti oggetto di studio;

Paesaggio

9. Entro il termine dell'espressione dell'intesa Regionale all'autorizzazione ministeriale, in ragione della vicinanza della stazione elettrica con la Chiesa di Santa Chiara alle Pertose, nonché alle dirette interferenze relative alla realizzazione della centrale con il complesso conventuale 'La Giustizia' e con la Masseria e Torre Montello, il Proponente dovrà effettuare un rilievo di dettaglio al fine di rappresentare lo stato di conservazione di detti beni, individuare opportuni parametri di riferimento e individuare misure di monitoraggio nel corso del tempo al fine di valutare la variazione di detti parametri con la finalità di intervenire contro il degrado delle citate strutture con interventi atti a conservarne al massimo i valori costitutivi, in funzione di un loro possibile, pur lontano, recupero e restituzione alla collettività;

10. Alla luce della vicinanza della stazione elettrica e della centrale con i beni tutelati sopra richiamati, in fase di progettazione esecutiva, il Proponente dovrà:

10.1. Produrre una analisi dell'intervisibilità per quello che concerne l'interferenza potenziale della stazione elettrica con la Chiesa di Santa Chiara delle Pertose;

- 10.2. Alla luce della analisi di cui al punto precedente e della analisi già presentata nel SIA per quello che riguarda gli altri beni interessati dalla realizzazione dell'opera, il Proponente dovrà individuare le soluzioni progettuali e le più opportune opere di mitigazione dell'impatto paesaggistico al fine di ridurre al massimo le potenziali interferenze con i beni citati, in considerazione del possibile futuro recupero di cui sopra;

#### Metanodotto

11. Il metanodotto a servizio della centrale di cogenerazione dovrà essere realizzato a valle del completamento del rilevante iter autorizzativo e prima dell'avvio della centrale di cogenerazione nel suo assetto modificato, come autorizzato dal presente parere.

#### Piano di Monitoraggio Ambientale

12. Dovrà essere aggiornato dal Proponente un Piano di Monitoraggio Ambientale per le fasi ante operam, in corso d'opera (cantierizzazione) e post operam con le seguenti specifiche:

- i. dovrà essere aggiornato in conformità ed in continuità con il PMC allegato al presente parere;
- ii. dovrà prevedere la trasmissione a ISPRA di tutti i dati del monitoraggio con periodicità concordata con l'Ente stesso;
- iii. tutti gli oneri per la predisposizione, la pubblicizzazione, la condivisione e l'attuazione del piano saranno a carico del Proponente.

Tale piano dovrà avere i contenuti minimi seguenti:

- a. Sugli effluenti gassosi provenienti dai gruppi a gas dovranno essere previste misurazioni in continuo delle concentrazioni di NOx, CO nonché dell'O<sub>2</sub>, della temperatura, della portata volumetrica e, se necessario, del vapore acqueo. Il sistema di misura in continuo delle emissioni dovrà garantire la corretta rilevazione delle concentrazioni volumetriche di NOx, CO anche durante le fasi di accensione e spegnimento dell'impianto;
- b. La presentazione, ai fini di una verifica di conformità tecnica, del progetto esecutivo e delle modalità di gestione del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni;
- c. Le modalità di segnalazione delle eventuali situazioni di superamento dei limiti e un protocollo operativo da attuare in tali situazioni;
- d. Le campagne di monitoraggio durante le fasi di cantiere, in particolare modo per il clima acustico, dovranno tenere conto del cronoprogramma delle attività che il Proponente fornirà ad ISPRA insieme al PMA;
- e. In fase di progettazione esecutiva verrà predisposto un apposito piano di comunicazione che, anche attraverso la realizzazione di un sito internet, permetta di conoscere in modo semplice ed esaustivo i dati e le informazioni sullo stato di avanzamento dei lavori, sulle attività in corso e sugli esiti dei diversi monitoraggi pianificati nel sito, sia in fase *in corso d'opera che post operam*. I contenuti e le procedure di pubblicazione saranno individuati in accordo con ISPRA.

Il piano verrà verificato da ISPRA in fase ante operam, e, quando sarà raggiunta una piena condivisione, il parere di ISPRA verrà trasmesso al MATTM. Prima dell'avvio della fase di cantiere, inoltre, il Proponente provvederà a trasmettere il piano per opportuna conoscenza ad ARPA Puglia ed alla Regione.

#### **Prescrizioni AIA**

Si faccia riferimento al capitolo 9 del parere istruttoria AIA (CIPPC 00-2014-0001642 del 26/9/2014 e acquisito al prot. CTVA 2014 -3360 del 02/10/2013) in Allegato 1 al presente documento.

**ALLEGATO 1: parere istruttorio AIA (CIPPC 00-2014-0001642 del 26/9/2014 e acquisito al prot. CTVA 2014 -3360 del 02/10/2013)**

**INDICE**

<b>1. <u>DEFINIZIONI</u></b> .....	61
<b>2. <u>INTRODUZIONE</u></b> .....	65
2.1 <u>ATTI PRESUPPOSTI</u> .....	65
2.2 <u>ATTI NORMATIVI E AUTORIZZATIVI</u> .....	66
2.3 <u>ATTIVITÀ ISTRUTTORIE</u> .....	68
<b>3. <u>OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE</u></b> .....	71
<b>4. <u>PREMESSA</u></b> .....	72
<b>5. <u>INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE</u></b> .....	74
5.1. <u>INTRODUZIONE</u> .....	74
5.2. <u>PLANIFICAZIONE DI SETTORE</u> .....	75
5.2.1 <u>Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia</u> .....	75
5.2.2 <u>Piano Regionale della Qualità dell'Aria della Regione Puglia</u> .....	75
5.3. <u>RUMORE</u> .....	76
5.4. <u>SIN</u> .....	76
<b>6. <u>IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA</u></b> .....	77
6.1 <u>GENERALITÀ</u> .....	77
6.2 <u>ASSETTO PRODUTTIVO IMPIANTO</u> .....	78
6.3 <u>CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME, PRODOTTI E</u> <u>COMBUSTIBILI</u> .....	84
6.4 <u>CONSUMI IDRICI</u> .....	85
6.5 <u>ASPETTI ENERGETICI</u> .....	85
6.6 <u>SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA</u> .....	86
6.7 <u>EMISSIONI IN ATMOSFERA</u> .....	90
6.7.1 <u>Emissioni convogliate</u> .....	90
6.7.2 <u>Emissioni non convogliate</u> .....	97
6.8 <u>RIFIUTI</u> .....	98
6.9 <u>RUMORE E VIBRAZIONI</u> .....	99
6.10 <u>SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE</u> .....	101
6.11 <u>EMISSIONI ODORIGENE</u> .....	101
6.12 <u>ALTRE FORME DI INQUINAMENTO</u> .....	101
<b>7. <u>ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA DI AIA E VERIFICA</u></b> <b><u>DI CONFORMITÀ AI CRITERI IPPC</u></b> .....	102
7.1. <u>SISTEMI DI GESTIONE AMBIENTALE</u> .....	102
7.2. <u>USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA</u> .....	102
7.3. <u>UTILIZZO DI MATERIE PRIME</u> .....	102
7.4. <u>ARIA</u> .....	104

Handwritten notes at the bottom of the page, including the number '3', '12', and several illegible signatures and initials.

7.4.1	<u>TG-7501 + F-7503</u> .....	104
7.4.2	<u>TG-7601 + F-7601</u> .....	105
7.4.3	<u>F-7602</u> .....	106
7.5.	<u>ACQUA</u> .....	107
7.6.	<u>RIFIUTI</u> .....	107
7.7.	<u>RUMORE</u> .....	107
7.8.	<u>SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE</u> .....	108
7.9.	<u>ADEGUATO RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL'ATTIVITÀ</u> .....	108
8.	<u>CONSIDERAZIONI FINALI</u> .....	109
9.	<u>PRESCRIZIONI</u> .....	110
9.1.	<u>CAPACITÀ PRODUTTIVA</u> .....	110
9.2.	<u>APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO MATERIE PRIME ED AUSILIARIE E COMBUSTIBILI</u> .....	110
9.3.	<u>ARIA</u> .....	110
9.3.1.	<u>Emissioni convogliate</u> .....	110
9.3.2.	<u>Emissioni diffuse e fuggitive</u> .....	112
9.4.	<u>SCARICHI IDRICI</u> .....	113
9.5.	<u>RIFIUTI</u> .....	113
9.6	<u>RUMORE</u> .....	113
9.7	<u>DISMISSIONI E RIPRISTINO DEI LUOGHI</u> .....	113
9.8.	<u>ALTRE PRESCRIZIONI</u> .....	114
9.9	<u>PRESCRIZIONI DA PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI</u> .....	114
10.	<u>BENEFICI AMBIENTALI</u> .....	115
11.	<u>DURATA RINNOVO E RIESAME</u> .....	116
12.	<u>OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO</u> .....	117
13.	<u>TARIFFA ISTRUTTORIA</u> .....	118
14.	<u>PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO</u> .....	119

## 1. DEFINIZIONI

- Autorità competente (AC)** Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Valutazioni Ambientali.
- Autorità di controllo** L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 29-decies, comma 11 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Puglia.
- Autorizzazione integrata ambientale (AIA)** Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla Parte seconda del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla Parte seconda del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29-terdecies, comma 4 e dei documenti BREF (BAT Reference Documents) pubblicati dalla Commissione europea, nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro del lavoro, della salute e delle politiche sociali, sentita la Conferenza unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281.
- Commissione IPPC** La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..
- Gestore** ENI S.p.A. Raffineria di Taranto, indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..
- Gruppo Istruttore (GI)** Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
- Impianto** L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato XII alla parte II del decreto legislativo 152 del 2006 e ss.mm.ii. e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento.
- Inquinamento** L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.).

**Migliori tecniche disponibili (MTD)** La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.

Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06 e ss.mm.ii..

Si intende per:

1. tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;
2. disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;
3. migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso.

**Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)**

I requisiti di controllo delle emissioni che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione integrata ambientale ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs.152/06 e ss.mm.ii. e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06 e ss.mm.ii., le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs.152/06 e ss.mm.ii..

**Uffici presso i quali sono depositati i documenti**

I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e sono pubblicati sul sito <http://aia.minambiente.it>, al fine della consultazione del pubblico.

**Valori Limite di Emissione (VLE)** La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nell'allegato X alla parte II del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..

V5

S  
R

R





## 2. INTRODUZIONE

### 2.1 Atti presupposti

- Visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25 settembre 2007, registrato alla Corte dei Conti il 9 ottobre 2007 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
- visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/2012/0033 del 17 febbraio 2012 di rinnovo della composizione della Commissione Istruttoria IPPC;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00-2012-1118 del 26 settembre 2012, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Centrale termoelettrica ex Enipower di Taranto al Gruppo Istruttore così costituito:
- Dott. Antonio Fardelli – Referente
  - Cons. Stefano Castiglione
  - Ing. Claudio Rapicetta
  - Ing. Salvatore Tafaro
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00-2013-1359 dell'8 luglio 2013, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Centrale termoelettrica ex Enipower di Taranto al Gruppo Istruttore così costituito:
- Dott. Antonio Fardelli – Referente
  - Cons. Stefano Castiglione
  - Avv. David Roettgen
  - Ing. Claudio Rapicetta
  - Ing. Salvatore Tafaro
- preso atto che sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Ing. Paolo Garofoli - Regione Puglia
  - Dott. Antonio Zanfino - Provincia di Taranto
  - Prof. Aimè Lay-Ekuakille - Comune di Taranto
  - Ing. Mauro De Molfetta - Comune di Statte
- preso atto che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
- Dott.ssa Francesca Giarolli

## 2.2 Atti normativi e autorizzativi

- vista la Direttiva 2008/1/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 gennaio 2008, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Comunità Europea L 24 del 29 gennaio 2008;
- vista la Direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 novembre 2010, relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento), pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L 334 del 17 dicembre 2010;
- visto il Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante: "Norme in materia ambientale" e s.m.i., pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 88 del 14 aprile 2006 – Suppl. Ordinario n. 96;
- visto in particolare quanto previsto alla parte seconda del D.Lgs. n. 152/2006 concernente le Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC);
- visto in particolare l'articolo 6, comma 16, del D.Lgs. n. 152/2006, che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione ambientale integrata tenendo conto dei seguenti principi:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
  - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
  - deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma della quarta parte del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, secondo le disposizioni della medesima quarta parte del decreto;
  - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace ed efficiente;
  - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
  - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi
  - della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale;
- visto l'articolo 29-*sexies*, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. n. 152/2006, a norma del quale i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicato l'impianto;
- visto l'articolo 29-*septies* del D.Lgs. n. 152/2006 (già art. 8 del D.Lgs. n. 59/2005), che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale
- visto il Decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 158 del 10 luglio 2007 ed in particolare l'articolo 10 (rubricato: Commissione istruttoria per l'autorizzazione ambientale integrata - IPPC);

- vista la Circolare Ministeriale 13 luglio 2004, recante: “Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell’inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all’allegato I”, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 167 del 19 luglio 2004;
- vista l’Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per l’esercizio delle centrale termoelettrica della società Enipower S.p.A., ubicata nel comune di Taranto, rilasciata con Decreto DVA–DEC–2010-274 del 24/05/2010 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana Serie Generale n. 134 dell’11/06/2010);
- vista l’Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per l’esercizio della Raffineria della società Eni S.p.A. di Taranto, rilasciata con Decreto DVA–DEC–2010-273 del 24/05/2010 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana Serie Generale n. 134 dell’11/06/2010);
- visto il parere della Commissione Istruttoria AIA-IPPC prot. n. CIPPC- 00- 2011- 0001126 del 23/06/2011 inerente lo studio di fattibilità per DeNOx e DeSOx trasmesso al Gestore con nota del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA-2011-0018792 del 18 luglio 2011;
- esaminati i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l’attuazione della Direttiva 2008/01/CE e precisamente:
- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006;
  - Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE) - Febbraio 2009;
  - Reference Document on General Principles of Monitoring (MON) - Luglio 2003;
  - Reference Document on Industrial Cooling Systems (CVS) - Dicembre 2001;
  - Reference Document on Mineral Oil and Gas Refineries – Febbraio 2003

vs  
w  
R  
W

See  
W  
A

3.15  
Handwritten signature and notes at the bottom of the page.

## 2.2 Attività istruttorie

- Esaminata l'istanza di valutazione di impatto ambientale e contestuale istanza di autorizzazione integrata ambientale ai sensi del D.lgs. 152/06 e s.m.i. presentata in data 28 giugno 2012, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA-00-2012-16008 del 3/07/2012, dalla società Enipower S.p.A., con sede legale in Piazza Vanoni 1, 20097 San Donato Milanese (MI), per il progetto di adeguamento della centrale a cogenerazione di Taranto;
- esaminata la nota n. DVA-4RI-2012-150 del 23/07/2012 con cui la Divisione IV del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare ha comunicato alla Divisione 2VA del medesimo Ministero la presenza degli "elementi minimi necessari alla procedibilità" ai fini dell'ottenimento dell'autorizzazione integrata ambientale, evidenziando, tuttavia, la mancanza dell'attestazione dell'avvenuto pagamento della tariffa istruttoria dovuta ai sensi del decreto interministeriale del 24 aprile 20008 nonché della documentazione da allegare alla domanda di AIA (DM del 07 febbraio 2007);
- esaminata la nota prot, RIST/PAC-B n. 07/12 del 24/07/2012, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA-2012-0017889 del 24/07/2012, con cui la società Enipower S.p.A. ha trasmesso la documentazione richiesta ai fini dell'ottenimento dell'autorizzazione integrata ambientale, nonché l'attestazione del versamento della tariffa richiesta pari a € 32.050,00;
- esaminata la nota n. DVA-2012-18249 del 27/07/2012 con cui il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare ha comunicato al Gestore l'esito positivo della procedibilità dell'istanza;
- vista l'avvenuta pubblicazione sui quotidiani "*Il corriere della sera*" e "*Il nuovo quotidiano di Puglia*" in data 5 luglio 2012 della comunicazione del Gestore della presentazione dell'istanza per l'avvio della procedura di Valutazione di impatto ambientale, che, in virtù del comma 1 dell'art. 10, del D.Lgs. 152/06 e ss. mm. ii., fa luogo della procedura di autorizzazione integrata ambientale, relativa alla modifica della centrale termoelettrica di cogenerazione esistente all'interno della Raffineria ENI Divisione R & M nel comune di Taranto;
- esaminata la nota n. DVA-2013-7013 del 21/03/2013 con cui il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare ha richiesto al Gestore le integrazioni formulate dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota prot. CIPPC-2013-395 del 05/03/2013;
- esaminata la documentazione integrativa all'istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. AMDE – 85/2013 del 16/09/2013, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 19/09/2013, al n. DVA-2013-21386;
- esaminata la nota n. DVA-2013-23094 del 09/10/2013 con cui il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare ha richiesto al Gestore le integrazioni formulate dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota prot. CIPPC-2013-1832 del 01/10/2013;
- vista la nota prot. n. RAFTA/DIR/LA/202 del 19/10/2013, acquisita al protocollo del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA-2013-24156 del 22/10/2013 con cui ENI S.p.A. ha comunicato il subentro ad

- Enipower S.p.A. in qualità di proponente del progetto denominato “Adeguamento della centrale di cogenerazione di Taranto” nei procedimenti autorizzativi in corso;
- esaminata la documentazione integrativa all’istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. N. RAFTA/DIR/LA/213 del 31/10/2013, acquisita al protocollo del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare il 5/11/2013 al n. DVA-2013-25182;
- esaminata la successiva documentazione integrativa all’istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. N. RAFTA/DIR/LA/252 del 3/12/2013, acquisita al protocollo del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare il 4/12/2013 al n. DVA-2013-28208;
- esaminata la relazione istruttoria del 02/12/2013 predisposta da ISPRA
- esaminate le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell’articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per il rilascio del presente parere istruttorio conclusivo e le condizioni e prescrizioni ivi contenute, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l’incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell’Autorità Competente, un riesame dell’autorizzazione rilasciata, fatta salva l’adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti;
- visti gli esiti delle riunioni del Gruppo istruttore:
- del 23 e 24 settembre 2013 di cui al verbale prot. n. CIPP.00.2013\_1823 del 30/09/2013;
  - del 7 novembre 2013 di cui al verbale n. CIPP.00.2013\_2075 del 12/11/2013;
  - dell’11 dicembre 2013 di cui al verbale prot. n. CIPP.00.2013\_2329 del 12/12/2013;
  - del 20 marzo 2014 di cui al verbale prot. n. CIPPC-00-2014-666 del 21/03/2014;
- vista la nota prot. n. CIPPC-00-2014-675 del 24/03/2014 con cui il Presidente della Commissione IPPC ha trasmesso al Referente del Gruppo Istruttore le osservazioni, inerenti le prescrizioni sulle emissioni fuggitive, proposte dal Nucleo di Coordinamento, per l’eventuale adozione nel parere trasmesso dal Referente del Gruppo Istruttore con nota prot. n. CIPPC-00-2014-666 del 21/03/2014;
- vista la mail del 24/03/2014, acquisita al protocollo della Commissione IPPC n. CIPPC-00-2014-728 del 01/04/2014, con cui il Referente del Gruppo Istruttore ha trasmesso ai componenti del Gruppo Istruttore le sopra citate osservazioni espresse dal Nucleo di Coordinamento, al fine di pervenire alla condivisione delle stesse;
- considerata l’approvazione da parte del Gruppo Istruttore delle osservazioni del Nucleo di Coordinamento;
- visti gli esiti della Conferenza dei Servizi del 21/05/2014 di cui al verbale prot. n. DVA/2014/15587 del 22/05/2014, comprensivo della nota della Regione Puglia n. 2088 del 20 maggio 2014;
- visti gli esiti della riunione del Gruppo istruttore del 21/05/2014 di cui al verbale prot. n. CIPP-00-2014-990 del 23/05/2014;
- esaminata la nota del 28 maggio 2014 (prot. n. CIPPC-00\_2014-1052 del 04/06/2014) con

cui il Gestore ha trasmesso le osservazioni al PIC reso con nota prot. n. CIPP-00-2014-868 del 06/05/2014 e le informazioni relative al minimo tecnico, così come indicato nel verbale della Conferenza dei servizi del 21/05/2014 prot. n. DVA/2014/15587 del 22/05/2014;

visti gli esiti della riunione del Gruppo istruttore del 06/06/2014 di cui al verbale prot. n. CIPP-00-2014-1072 del 10/06/2014;

visto il verbale della Conferenza dei Servizi del 01/07/2014 prot. n. DVA/2014/22360 del 07/07/2014;

vista la comunicazione di cui al prot. n. CIPPC-00-2014-1280 del 09/07/2014 con cui il Gruppo istruttore ha condiviso il presente parere revisionato come da mandato conferito dalla Conferenza dei Servizi del 01/07/2014.

*y* *z*

### 3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

Denominazione impianto Eni S.p.A. – Raffineria di Taranto  
Indirizzo Strada Statale “Jonica”, n.106, Taranto  
Sede Legale Piazza Enrico Mattei,1 – 00144 Roma  
Sede Operativa Strada Statale “Jonica” n.106 – 74100 Taranto  
Tipo impianto Esistente (nuova autorizzazione a seguito di ampliamento e/o ristrutturazione impianto e/o sistemi di depurazione che comportino variazione qualitativa o quantitativa dell’inquinamento preesistente)  
Codice attività IPPC Attività Impianti di combustione pot. termica di combustione > 50 MW  
Codice IPPC: 1.1  
Classificazione NACE: Processi di combustione in centrali elettriche e industriali  
Codice: 11.40  
Classificazione NOSE-P: Combustione nelle turbine a gas  
Codice: 101.04  
Gestore Impianto Luca Amoruso  
Contrada Rondinella – 74123 Taranto, Strada Statale “Jonica” n.106  
tel: 099 4782210  
e-mail: [luca.amoruso@eni.com](mailto:luca.amoruso@eni.com);  
pec: [enirmtaranto.dir@pec.eni.it](mailto:enirmtaranto.dir@pec.eni.it)  
Referente IPPC Luca Amoruso  
Contrada Rondinella – 74123 Taranto, Strada Statale “Jonica” n.106  
tel: 099 4782210  
e-mail: [luca.amoruso@eni.com](mailto:luca.amoruso@eni.com)  
pec: [enirmtaranto.dir@pec.eni.it](mailto:enirmtaranto.dir@pec.eni.it)  
Impianto a rischio di incidente rilevante No  
Numero di addetti 40  
Sistema di gestione ambientale ISO 14001

*Q*

*V5*

*R*  
*W*  
*h*  
*u*

*see*

*4*

*3*  
*K*  
*u*

*nu*  
*u*

*in*  
*of*

*of*

#### 4. PREMESSA

L'attuale centrale termoelettrica ex Enipower, ubicata all'interno della Raffineria ENI Divisione Refining & Marketing (R&M) di Taranto, produce energia elettrica e vapore tecnologico a diverse pressioni e temperature. Ha una potenza installata pari a circa 86 MWe e 410 MWt ed è costituita da:

- un gruppo di cogenerazione, alimentato a fuel gas di raffineria, costituito da un turboalternatore a gas da 40 MWe e una caldaia a recupero da 85 t/h di vapore AP e 10 t/h di vapore MP;
- tre turboalternatori a vapore a condensazione ed estrazione da 12,5 MWe;
- un turboalternatore a vapore a contropressione da 8,5 MWe;
- una caldaia da 140 t/h di vapore e due caldaie da 70 t/h di vapore ciascuna, alimentate a fuel gas e olio combustibile.

La centrale dispone anche di un collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN): l'energia elettrica prodotta, oltre a far fronte alle esigenze della raffineria, è ceduta alla RTN se disponibile in eccesso mentre il collegamento serve anche a garantire la fornitura di energia elettrica al sito produttivo in caso di riduzione o di mancanza di energia elettrica di produzione interna per disfunzioni della centrale.

La centrale fornisce energia elettrica e vapore tecnologico alla raffineria e si avvale di strutture ecologiche, quali l'impianto di depurazione delle acque di scarico, e di infrastrutture industriali, quali la presa acqua mare di proprietà della raffineria, nonché di tutti i servizi (portineria, guardiana, mensa, ecc.) già disponibili all'interno del sito industriale.

L'esercizio dell'attuale centrale ex Enipower di Taranto è stato autorizzato con provvedimento di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) DVA-DEC-2010-274 del 24/05/2010.

Con nota prot. AMDE-40/2012 del 28/06/2012, acquisita con prot. DVA-2012-16008 del 03/07/2012, e successiva integrazione prot. RIST/PAC-B n. 07/12 del 24/07/2012, acquisita con prot. DVA-2012-17889 del 24/07/2012, la società Enipower S.p.A. ha presentato, ai sensi dell'art. 23 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., istanza di Valutazione di Impatto Ambientale e contestuale istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale ex art. 29 e seguenti del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. per il progetto di adeguamento della centrale di cogenerazione da 410 MWt di Taranto.

Il progetto proposto prevede la sostituzione, nella centrale di cogenerazione di Taranto, di tre caldaie a fuoco diretto e di tre turbine a vapore esistenti con una turbina a gas alimentata a gas naturale, relativa caldaia a recupero, una caldaia a fuoco diretto a combustibile gassoso ed una turbina a vapore a contropressione. L'adeguamento proposto consentirà di conservare l'attuale potenza termica di 410 MWt, di incrementare la potenza elettrica installata da 86 MWe a circa 103 MWe, grazie ad un migliore rendimento dei nuovi impianti rispetto a quelli attuali, e di adeguare le prestazioni ambientali ed energetiche alle Migliori Tecnologie Disponibili di settore.

Infine, ENI S.p.A. con la nota prot. n. RAFTA/DIR/LA/202 del 19/10/2013, acquisita al protocollo del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA-2013-24156 del 22/10/2013, ha comunicato il subentro ad Enipower S.p.A. in qualità di proponente del progetto denominato "Adeguamento della centrale di cogenerazione di Taranto" nei procedimenti autorizzativi in corso.



*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

153

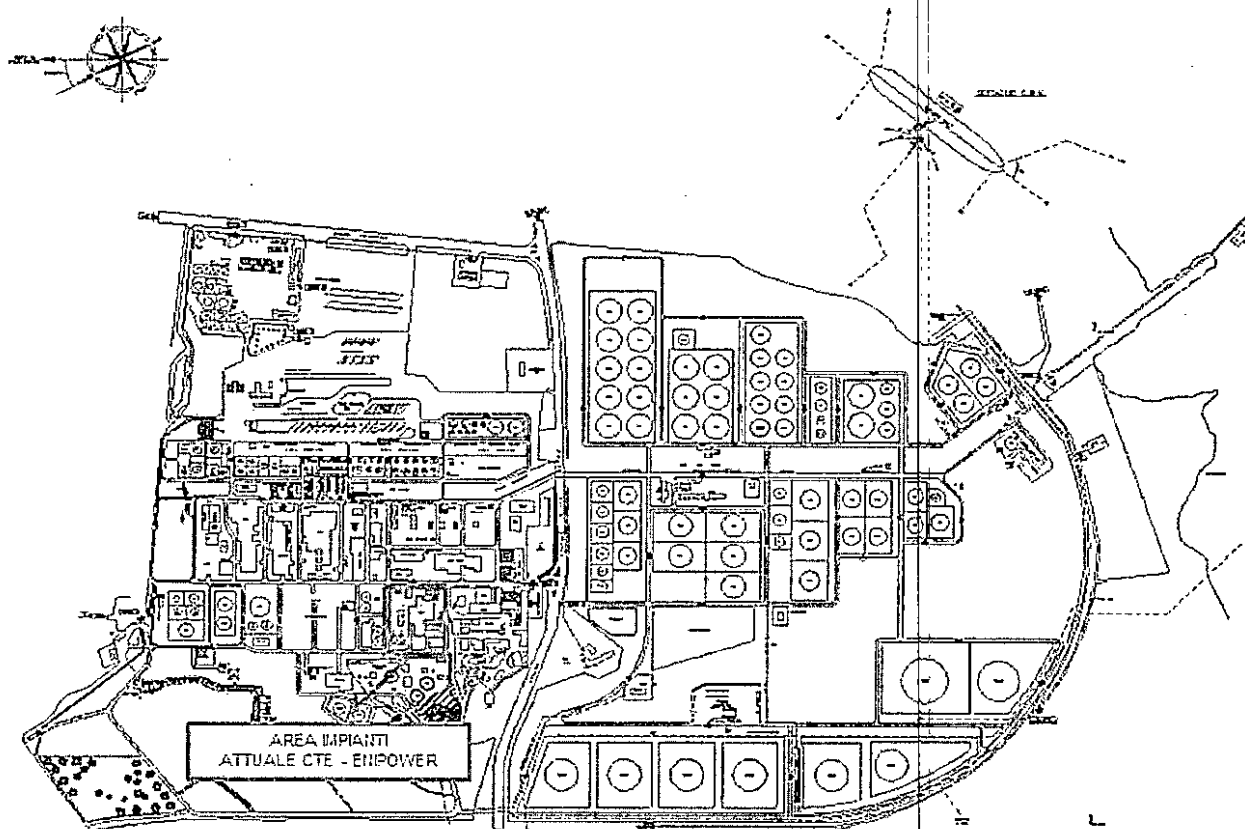
*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

## 5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

### Introduzione

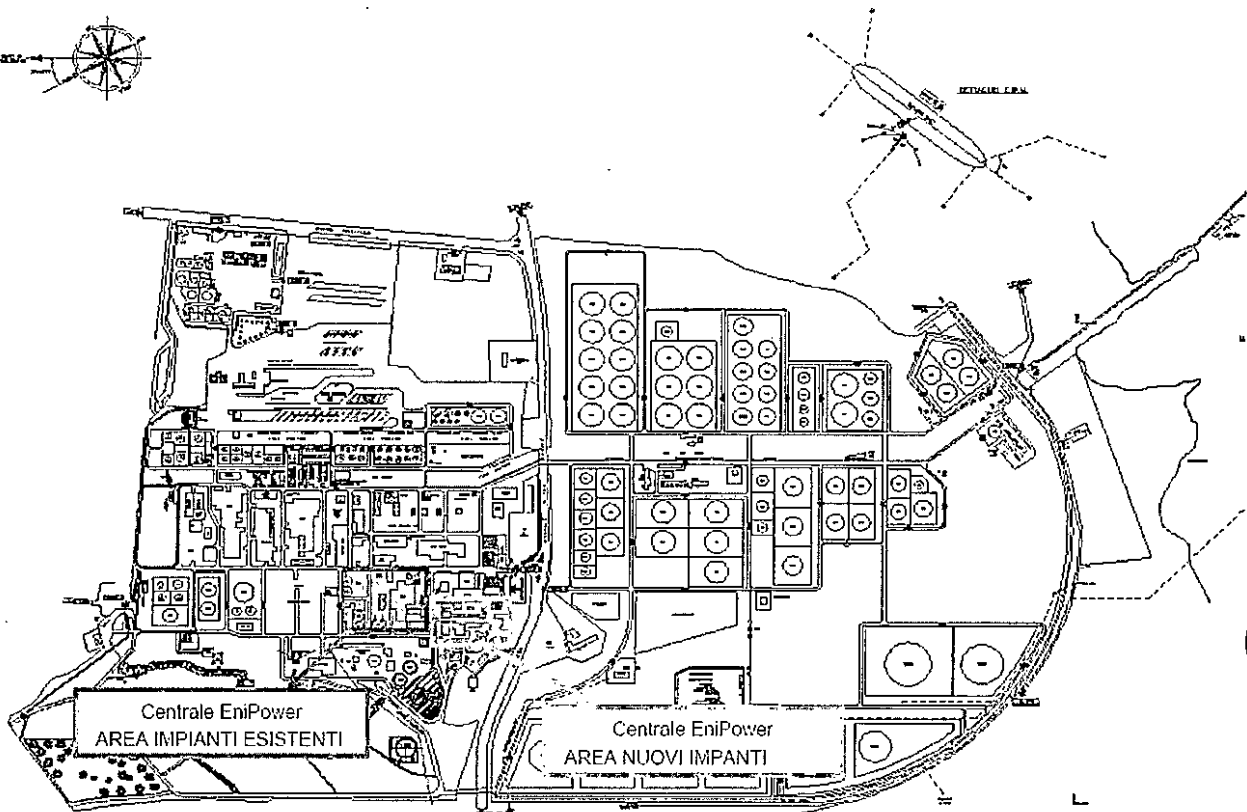
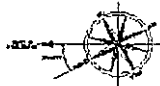
La centrale è ubicata all'interno della Raffineria Eni Divisione Refining & Marketing (R&M) e la superficie attuale è pari a 24.345 m<sup>2</sup>, di cui 2.943 m<sup>2</sup> coperti, 5.967 m<sup>2</sup> scoperti pavimentati ed i restanti 15.435 m<sup>2</sup> scoperti non pavimentati. L'ubicazione della centrale attuale, all'interno della raffineria, è riportata nella figura seguente.



### Ubicazione della centrale attuale

La superficie complessiva della centrale nella nuova configurazione è pari a 35.600 m<sup>2</sup> e la sua ubicazione è riportata nella figura seguente.

*Handwritten signature and initials*



*Handwritten signature and initials*

**Ubicazione della centrale nella nuova configurazione**

**5.2 Pianificazione di settore**

**5.2.1 Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia**

Il Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia di giugno 2009 è stato approvato con D.G.R. 1441 del 4 agosto 2009, pubblicato nel Bollettino Ufficiale della Regione Puglia n.130 supplemento del 24 agosto 2009.

Per quanto riguarda lo stato ambientale delle acque marino-costiere, l'area di Taranto risulta compresa tra le aree a rischio nazionali. Il miglioramento funzionale degli impianti di depurazione sia civili sia industriali rappresenta il principale obiettivo del Piano da raggiungere in tempi immediati, associato alla contemporanea intensificazione spazio-temporale del monitoraggio degli scarichi che rappresentano la causa della suddetta situazione.

*Handwritten notes and initials: V3, R, etc.*

Le modalità di raccolta e trattamento delle acque meteoriche sono disciplinate dal Regolamento n. 26 del 9 dicembre 2013.

**5.2.2 Piano Regionale della Qualità dell'Aria della Regione Puglia**

Il Piano Regionale di Qualità dell'Aria (PRQA) è stato adottato con D.G.R. Puglia n. 686 del 6 maggio 2008 e pubblicato sul B.U.R. Regione Puglia n. 84 del 28 maggio 2008. Il PRQA contiene una descrizione delle caratteristiche generali del territorio regionale, un quadro normativo, l'inventario delle emissioni relativo all'anno 2005, l'analisi dei dati meteorologici, la caratterizzazione della qualità dell'aria per l'anno 2005, la descrizione dei modelli di dispersione atmosferica utilizzati e delle modalità di applicazione, la metodologia di zonizzazione del territorio prevista dal D.Lgs. 351/1999 ed i relativi risultati, gli scenari di riferimento e le azioni del piano inerenti l'individuazione delle eventuali misure di risanamento e mantenimento.

*Handwritten signature and initials*

*Handwritten numbers and marks: 153*

*Handwritten initials and marks*

Obiettivo principale del PRQA è il conseguimento del rispetto dei limiti di legge per quegli inquinanti – PM<sub>10</sub>, NO<sub>2</sub>, ozono – per i quali nel periodo di riferimento (2005) sono stati registrati superamenti, circostanza avvenuta anche a Taranto.

Successivamente, con D.G.R. Puglia n. 1474 del 17 luglio 2012 è stato adottato il “Piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della qualità dell’aria nel quartiere Tamburi (TA)”. Tale Piano si prefigge di individuare le misure necessarie per agire sulle principali sorgenti di emissione che hanno influenzato rispettivamente il superamento dei valori limite e dei valori obiettivo per il PM<sub>10</sub> ed il Benzo(a)Pirene rilevati nelle centraline appartenenti alla Rete Regionale della Qualità dell’Aria (RRQA), riportando a conformità normativa i valori di qualità dell’aria ambiente per tali inquinanti. Le misure sono state scelte in modo da costituire un insieme organico finalizzato ad ottenere gli obiettivi di riduzione globali. Il territorio oggetto del Piano di Azione è individuato, in generale, nei comuni di Taranto e Statte e, in particolare, nell’area del quartiere Tamburi di Taranto, collocato a ridosso di una importante area industriale caratterizzata dalla presenza di insediamenti produttivi contraddistinto da rilevanti emissioni inquinanti in atmosfera.

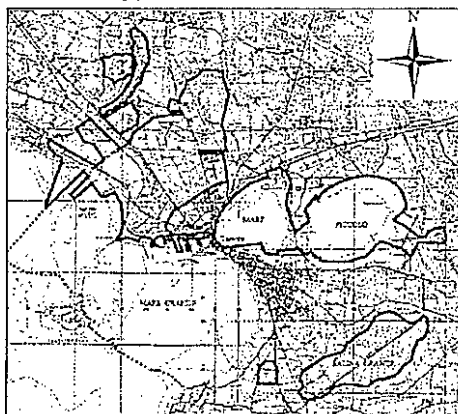
### 5.3 Rumore

Il Comune di Taranto non ha ancora approvato il Piano di Zonizzazione Acustica Comunale; pertanto ad oggi valgono i limiti di accettabilità fissati dall’art. 6 del DPCM 1/03/1991 per zone esclusivamente industriali, pari a:

- Leq diurno 70 dB(A);
- Leq notturno 70 dB(A).

### 5.4 SIN

L’area industriale di Taranto, comprensiva quindi dell’area della centrale, è classificata come *Sito di Interesse Nazionale* a seguito dell’emanazione della Legge n. 426 del 9 dicembre 1998, recante “Nuovi interventi in campo ambientale”. Nella figura seguente viene riportata la perimetrazione del Sito di Interesse Nazionale di Taranto.

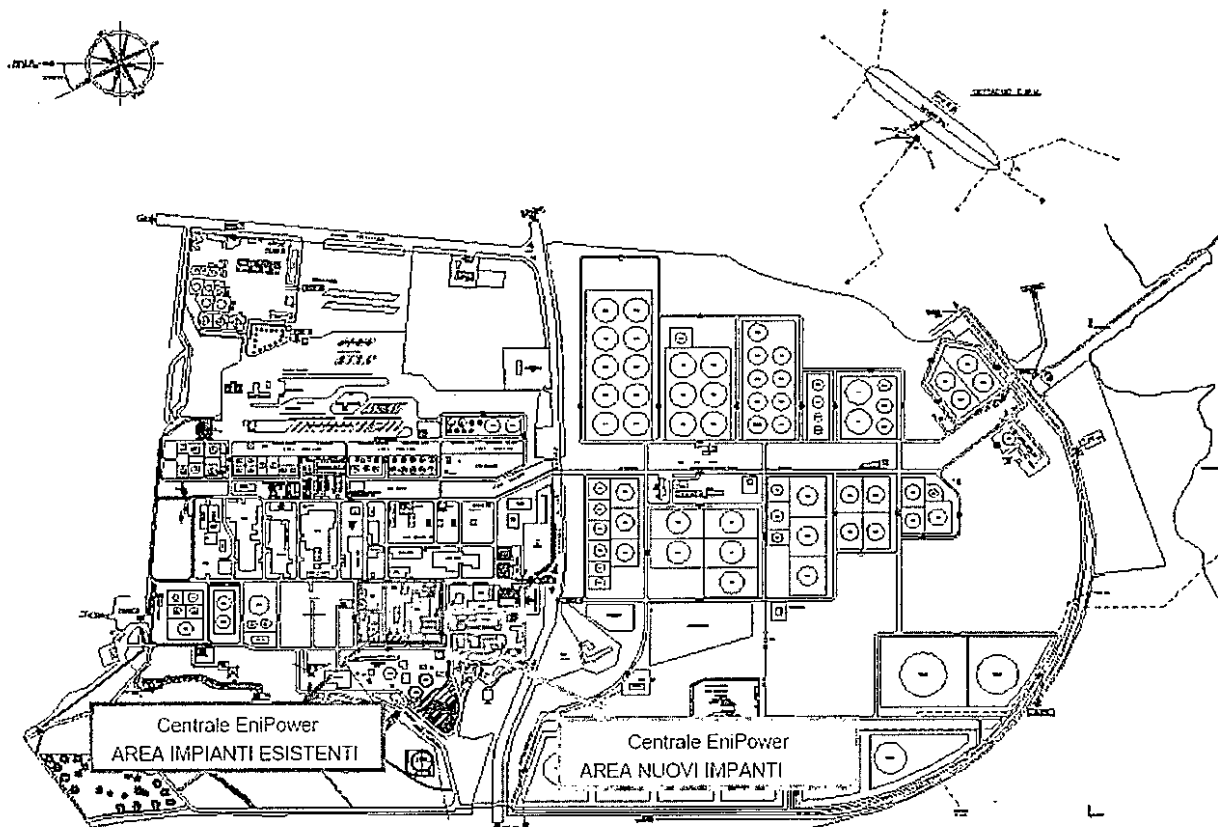


*Handwritten signature and initials at the top right of the page.*

## 6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA

### 6.1 Generalità

Nella figura seguente viene mostrata l'ubicazione dell'area degli impianti esistenti e dei nuovi impianti.



Ubicazione dell'area degli impianti esistenti e dei nuovi impianti

La centrale sarà costituita da:

- un gruppo di cogenerazione, alimentato a fuel gas, costituito da:
  - un turboalternatore a gas (TG-7501) (TG5) da **123,0 MWt** e 40 MWe,
  - una caldaia a recupero (F-7503) da **25 MWt** e 85 t/h di vapore AP (delle quali, 25 t/h prodotte con la post-combustione) e 10 t/h di vapore MP;
- un gruppo di cogenerazione, alimentato a gas naturale, costituito da:
  - un turboalternatore a gas (TG-7601) (TG6) da **127,5 MWt** e 42 MWe,
  - una caldaia a recupero (F-7601) da **35,0 MWt** e 95 t/h di vapore AP (delle quali, 35 t/h prodotte con la post-combustione) e 13 t/h di vapore BP;
- un turboalternatore a vapore a contropressione da 8,5 MWe (TP-7515D) (TG4);
- un turboalternatore a vapore a contropressione da 12,0 MWe (TP-7601) (TG7);
- una caldaia a fuoco diretto (F-7602), alimentata a fuel gas e gas naturale, da **99,5 MWt** e 110 t/h di vapore.

*Vertical handwritten notes on the right margin, including 'V.S.', 'R', 'W', and 'Tece'.*

Il progetto consente di restare entro il limite di potenza termica attualmente installata, pari a 410 MWt, pur incrementando leggermente la potenza elettrica, da 86 a 102,5 MWe, grazie ad un migliore rendimento dei nuovi impianti rispetto a quelli attuali.

*Handwritten notes and signatures at the bottom of the page, including '1/12' and 'Pagina 77 di 162'.*

Tra le apparecchiature sopra elencate, quelle sottolineate sono quelle nuove.

E' quindi prevista la dismissione delle tre turbine a vapore a condensazione ed estrazione (installate nel 1966) e delle tre caldaie a fuoco diretto funzionanti sia a fuel gas che ad olio combustibile. A seguito della dismissione delle vecchie caldaie, nella centrale non sarà più utilizzato l'olio combustibile.

La nuova centrale sarà pertanto alimentata a fuel gas di raffineria e gas naturale secondo il seguente schema:

- turbogas esistente TG-7501 (TG 5) e caldaia a recupero F-7503: fuel gas di raffineria;
- nuovo turbogas TG-7601 (TG 6) e caldaia a recupero F-7601: gas naturale;
- caldaia a fuoco diretto F-7602: fuel gas e/o gas naturale

E' prevista, inoltre, la realizzazione di un nuovo camino bi-canale per il convogliamento rispettivamente dei fumi scaricati dalla caldaia a recupero F-7601 (canna A) e dei fumi scaricati dalla caldaia a fuoco diretto F-7602 (canna B).

Il Gestore prevede che i tempi di realizzazione abbiano una durata complessiva pari a circa 26 mesi. Il tempo di adeguamento complessivo è inteso a partire dall'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie alla costruzione e all'esercizio.

Nella figura seguente viene riportato il programma preliminare di realizzazione degli interventi.

MESE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36			
PERMESSI (dipendenti)																																							
SERVIZI DI SEDE Gestione progetto Costi, salute, sicurezza, ambiente Preparazione di bozze, richiesta di collaudi Servizi di approvvigionamento	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Formulari autorizzazioni Formulari materiali					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
SERVIZI DI SITO Supervisione nella fase di costruzione Supervisione nella fase di collaudo ed avviamento																																							
LAVORI Opere temporanee Aparato cantiere Preparazione delle aree, demolizioni, opere civili, strutture metalliche, fabbricati Montaggi meccanici, verniciature, coltellazioni Montaggi elettromeccanici Completamento della costruzione																																							
FASI DI COLLAUDO ED AVVIAMENTO Disposizione servizi ausiliari e combustibili Collaudi ed avviamento Messa a commessa																																							

Programma preliminare di realizzazione degli interventi

### 6.2 Assetto produttivo impianto

Il processo della centrale verrà sempre suddiviso nelle seguenti quattro fasi principali:

- Fase 1: Circuito acqua di raffreddamento;
- Fase 2: Produzione e distribuzione aria compressa;
- Fase 3: Acqua demineralizzata;
- Fase 4: Centrale termoelettrica.

Fase 1: Circuito acqua di raffreddamento

È previsto un nuovo sistema in circuito chiuso per il raffreddamento delle nuove apparecchiature (pompe alimento caldaia a recupero, ventilatori della caldaia a fuoco diretto, ecc.).

Il sistema sarà composto dalle seguenti apparecchiature:

- due scambiatori di calore (E-7602 A/B), uno operativo ed uno di riserva;
- due pompe di circolazione (P-7608 A/B), una operativa ed una di riserva;
- un vaso di espansione (V-7608) del volume di acqua contenuta nel circuito e nelle apparecchiature;
- un collettore di distribuzione di acqua di raffreddamento alle utenze.

Il raffreddamento dei sistemi ausiliari della nuova turbina a vapore TG7 (olio di lubrificazione, ecc.) sarà invece direttamente realizzato mediante il sistema di raffreddamento esistente in circuito chiuso. Risultano infatti attualmente in esercizio due circuiti chiusi ad acqua dolce per il raffreddamento delle macchine, raffreddati ad acqua mare.

Dall'estensione del sistema acqua mare esistente si può alimentare acqua mare per il nuovo circuito chiuso di raffreddamento per le nuove apparecchiature.

L'acqua mare sarà prelevata a valle dei serbatoi di stoccaggio presenti nella centrale esistente, sulla mandata delle relative pompe di rilancio, ed utilizzata per il raffreddamento del nuovo circuito chiuso di raffreddamento acqua macchine previsto nell'area dell'intervento.

Fase 2: Produzione e distribuzione aria compressa

L'aria compressa per i nuovi impianti sarà fornita dal sistema aria servizi e strumenti esistente per il quale, avendo una capacità sufficiente a soddisfare le necessità future, non sono previsti interventi di adeguamento.

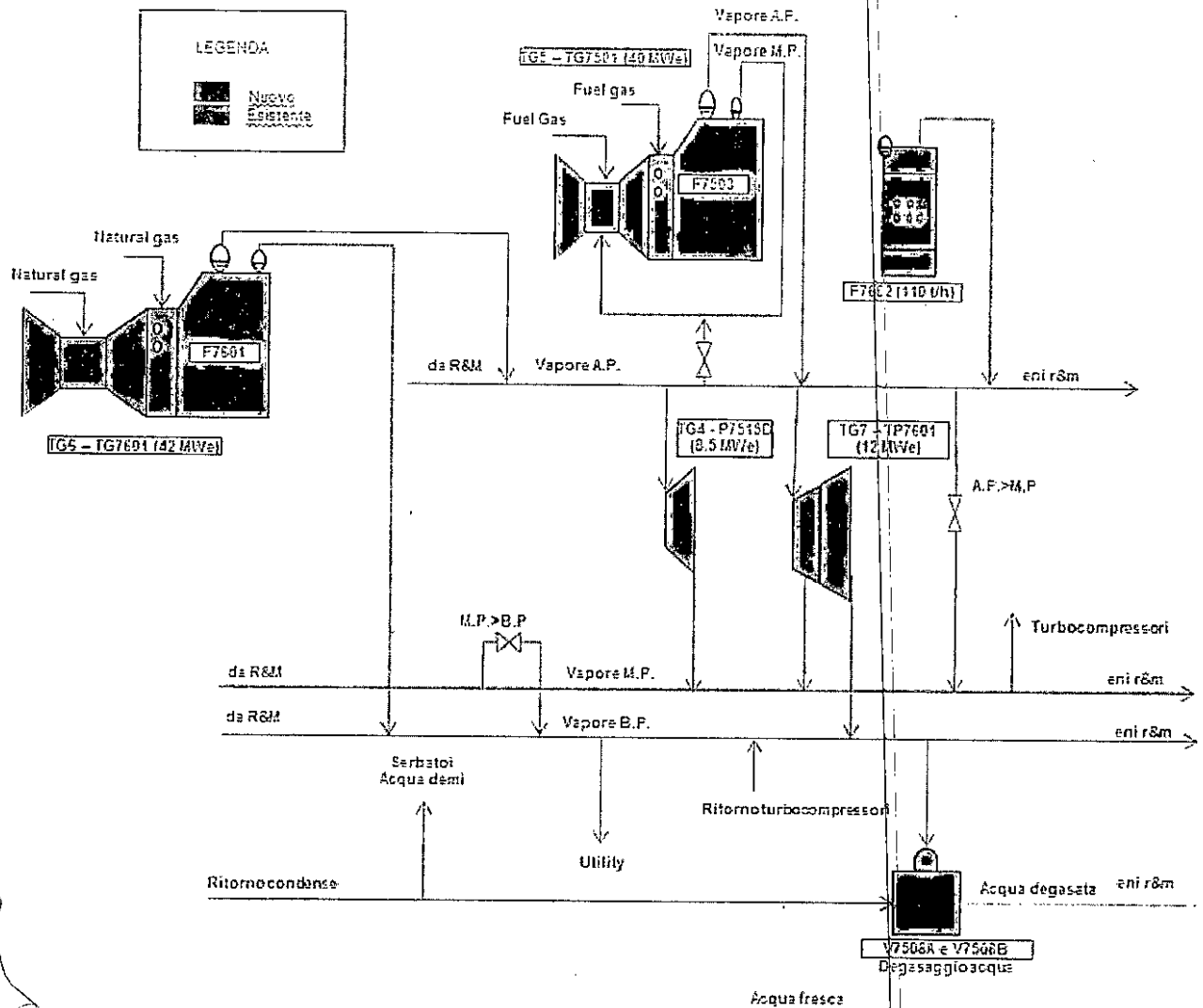
Fase 3: Produzione acqua DEMI

L'acqua demineralizzata sarà prelevata dall'impianto esistente di trattamento acqua all'interno dell'attuale centrale ed utilizzata per l'alimentazione della nuova caldaia a recupero F-7601 prevista dall'intervento. Il prelievo sarà realizzato mediante pompe dedicate, di nuova installazione, che alimenteranno l'acqua prelevandola dal serbatoio denominato T-5235 esistente, attualmente già riadattato per lo stoccaggio di acqua demineralizzata/condense.

Fase 4: Centrale termoelettrica

Come già riportato nel precedente paragrafo, la centrale termoelettrica avrà una potenza installata pari a 102,5 MW elettrici e 410 MW termici e sarà costituita da una caldaia a fuoco diretto (alimentata con gas naturale/fuel gas), un turbogas da 40 MWe con caldaia a recupero (alimentati con fuel gas), un turbogas da 42 MWe con caldaia a recupero (alimentati a gas naturale) e da due turbine a vapore a contropressione, una delle quali da 8,5 MWe e l'altra da 12,0 MWe.

La figura seguente mostra lo schema semplificato della centrale.



Schema semplificato della centrale termoelettrica

L'insieme delle apparecchiature sopra indicate consente di ottenere una adeguata affidabilità nella produzione e fornitura di vapore alla Raffineria Eni R&M.

Le tre fonti indipendenti di generazione di vapore che nella configurazione futura saranno mantenute contemporaneamente in esercizio sono rappresentate da:

1. caldaia a recupero (F-7503) con post-combustione della turbina a gas esistente (TG- 7501);
2. caldaia a recupero (F-7601) con post-combustione della nuova turbina a gas (TG- 7601);
3. nuova caldaia a fuoco diretto (F-7602).

In caso di indisponibilità per manutenzione o fuori servizio di una delle tre fonti di generazione di vapore, le restanti due fonti assicureranno la continuità della produzione e fornitura di vapore alla raffineria.

Il normale assetto produttivo, che prevede due generatori elettrici indipendenti in esercizio contemporaneamente, garantisce una produzione e fornitura di energia elettrica alla raffineria senza necessità di richiedere prelievo dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). Il prelievo dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) potrà avvenire in caso di indisponibilità per manutenzione o fuori servizio di uno dei due turboalternatori a gas.

Di seguito sono riportate le principali caratteristiche ed una descrizione delle principali apparecchiature di nuova installazione.



Turboalternatore a gas TG-7601

Il turboalternatore a gas TG-7601 (TG6), di taglia 42 MWe, è previsto con combustore di tipo DLN, a bassa emissione di NO<sub>x</sub>, alimentato a gas naturale.

Nella tabella seguente sono riportate le principali caratteristiche della turbina a gas.

**Tabella 1: Caratteristiche della turbina a gas TG-7601 (TG6)**

<b>Potenzialità elettrica (ISO)</b>	42,0 MWe
<b>Potenzialità termica (ISO)</b>	127,5 MWt
<b>Avviamento</b>	Motore elettrico
<b>Alimentazione</b>	Gas naturale
<b>Consumo combustibile</b>	12.500 Sm <sup>3</sup> /h
<b>Portata fumi scarico (secchi, al 15% di O<sub>2</sub>)</b>	390.908 Nm <sup>3</sup> /h (1)

(1) Solo TG senza la post-combustione della caldaia a recupero

Sia la turbina a gas che il relativo generatore elettrico saranno installati all'interno di un cabinato insonorizzante, ciascuno dotato di sistema di ventilazione.

Caldaia a recupero F-7601

La caldaia a recupero F-7601 sarà a due livelli di pressione, di tipo a circolazione naturale con flusso dei fumi scaricati dalla turbina a gas orizzontale e banchi di scambio termico verticali. La caldaia a recupero sarà dotata di bruciatori di post-combustione, alimentati a gas naturale, per aumentare la produzione di vapore fino ai valori di progetto.

Nella tabella seguente sono riportate le principali caratteristiche della caldaia a recupero.

**Tabella 2: Caratteristiche della caldaia a recupero F-7601**

<b>Potenzialità termica postcombustione (ISO)</b>	35,0 MWt
<b>Potenzialità vapore AP (recupero semplice)</b>	60 t/h
<b>Potenzialità vapore BP (recupero semplice)</b>	13 t/h
<b>Potenzialità vapore AP (con post-combustione)</b>	35 t/h
<b>Pressione vapore AP</b>	61,0 bar g
<b>Temperatura vapore AP</b>	480 °C
<b>Pressione vapore BP</b>	4,0 bar g
<b>Temperatura vapore BP</b>	235 °C
<b>Alimentazione</b>	Gas naturale
<b>Consumo combustibile</b>	3.450 Sm <sup>3</sup> /h
<b>Portata fumi scarico (secchi, al 15% di O<sub>2</sub>)</b>	493.900 Nm <sup>3</sup> /h (1)
<b>Temperatura fumi</b>	100 °C – 125 °C
<b>Altezza camino</b>	60 m
<b>Diametro camino</b>	2,95 m

(1) Con la post-combustione

I fumi scaricati dalla nuova turbina a gas saranno convogliati nella caldaia a recupero per la generazione di vapore in alta e bassa pressione. Non è previsto un terzo livello di pressione intermedio essendo la relativa turbina a gas dotata di bruciatori di tipo DLN e non necessita, al contrario dell'esistente, iniezione di vapore in media pressione.

I fumi scaricati dalla caldaia a recupero saranno inviati, mediante un condotto di scarico, ad una delle due canne (canna A) del nuovo camino bi-canne, nella quale è previsto un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni.

Caldaia F-7602

La caldaia a fuoco diretto F-7602 è prevista di tipo “package” a circolazione naturale. La caldaia sarà composta da due corpi cilindrici, superiore ed inferiore ed è di tipo appoggiato. La caldaia sarà alimentata con gas naturale/fuel gas.

Nella tabella seguente sono riportate le principali caratteristiche della caldaia a fuoco diretto.

**Tabella 3: Caratteristiche della caldaia a fuoco diretto F-7602**

<b>Potenzialità termica</b>	99,5 MWt
<b>Potenzialità vapore</b>	110,0 t/h
<b>Pressione vapore</b>	61,0 bar g
<b>Temperatura vapore</b>	480 °C
<b>Alimentazione</b>	Gas naturale/ fuel gas
<b>Consumo combustibile – Gas naturale</b>	9.550 Sm <sup>3</sup> /h
<b>Consumo combustibile – Fuel gas</b>	7,3 t/h
<b>Portata fumi scarico (secchi, al 3% di O<sub>2</sub>)</b>	96.500 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Temperatura fumi</b>	130 °C – 190 °C
<b>Altezza camino</b>	60 m
<b>Diametro camino</b>	1,90 m

I fumi scaricati dalla caldaia a fuoco diretto saranno convogliati in una delle due canne (canna B) del nuovo camino bi-canne, nella quale è previsto un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni.

#### Turbina a vapore TP-7601

La turbina a vapore TP-7601, di taglia pari a 12 MWe nominali, sarà a contropressione in media pressione, con coda finale per l'elaborazione di parte del vapore dalla media alla bassa pressione.

L'estrazione del vapore in media pressione sarà controllata mediante una o più valvole di regolazione. Sulla linea di estrazione è prevista una valvola di non ritorno. La macchina sarà inoltre dotata delle valvole di regolazione e blocco sulla linea del vapore principale.

La turbina a vapore, il riduttore ed il generatore elettrico saranno installati all'interno di un cabinato insonorizzante, dotato di sistema di ventilazione.

#### *Aspetti di funzionamento della centrale*

La configurazione di esercizio prevede il funzionamento dei due turbogas e della caldaia a fuoco diretto per 8.260 ore/anno a pieno carico, con una fermata prevista di 500 ore per ogni macchina. In termini di carico dei singoli impianti la configurazione di esercizio di progetto è stata definita in modo da allineare la produzione di vapore alla richiesta media della raffineria e da mantenere i due turbogas al massimo carico per motivi di efficienza complessiva.

Questa configurazione prevede, quindi, uno scenario di normale funzionamento per 7.260 ore anno e tre scenari di manutenzione, ognuno di 500 ore anno.

Riguardo l'alimentazione, il TG-7501 e la sua caldaia a recupero saranno sempre alimentati con fuel gas di raffineria, il TG-7601 e la sua caldaia a recupero saranno sempre alimentati con gas naturale mentre la caldaia F-7602 normalmente sarà alimentata con una miscela di fuel gas e di gas naturale tranne nei periodi di fermata del TG-7501, durante i quali verrà alimentata solo con fuel gas di raffineria.

La seguente tabella riporta nel dettaglio il funzionamento, il carico termico delle macchine e l'alimentazione nei diversi scenari di marcia per il funzionamento alla massima capacità produttiva.

**Tabella 4: Scenari di marcia della centrale nella configurazione di progetto**

Scenario di normale funzionamento
-----------------------------------

Apparecchiatura	Carico termico	Esercizio (h/a)	Alimentazione
TG-7501 (no post combustione)	100%	7.260	Fuel gas
TG-7601 (no post combustione)	100%	7.260	Gas naturale
Caldaia F-7602	40%	7.260	Fuel gas + gas naturale
<b>Scenario a caldaia F-7602 ferma</b>			
Apparecchiatura	Carico termico	Esercizio (h/a)	Alimentazione
TG-7501 + post combustione	100% + 60%	500	Fuel gas
TG-7601 + post combustione	100% + 43%	500	Gas naturale
<b>Scenario a TG5 fermo</b>			
Apparecchiatura	Carico termico	Esercizio (h/a)	Alimentazione
TG-7601 (no post combustione)	100%	500	Gas naturale
Caldaia F-7602	100%	500	Fuel gas
<b>Scenario a TG6 fermo</b>			
Apparecchiatura	Carico termico	Esercizio (h/a)	Alimentazione
TG-7501 + post combustione	100% + 37%	500	Fuel gas
Caldaia F-7602	100%	500	Fuel gas + gas naturale

Con la configurazione sopra indicata, la produzione e fornitura di energia elettrica alla raffineria sarà assicurata, in condizioni normali di esercizio, con adeguato margine senza richiedere prelievo dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), che può comunque avvenire in caso di indisponibilità per manutenzione o fuori servizio di una delle due turbine a gas.

#### Minimo tecnico

Con nota del 28 maggio 2014 il Gestore ha trasmesso le informazioni richieste in merito al minimo tecnico dalla Conferenza dei Servizi del 21 maggio 2014 di cui al verbale prot. n. DVA/2014/15587 del 22/05/2014, dichiarando per i due gruppi turbogas TG5 e TG6 e per la caldaia a fuoco diretto F-7602 quanto segue:

- nel caso delle turbine a gas, il minimo tecnico è assunto pari al 50% della potenza elettrica ISO sia per l'esistente TG5 che per la futura TG6;
- nel caso della caldaia a fuoco diretto F-7602, il minimo tecnico è definito dal criterio che la potenza termica del combustibile alimentato in caldaia sia superiore al 30% del carico massimo MCR (ovvero il minimo carico al quale è possibile regolare la temperatura del vapore surriscaldato al valore (480 °C) richiesto per l'ammissione nelle turbine a vapore).

Sulla base di quanto sopra riportato, il Gestore dichiara, quindi, le seguenti soglie di minimo tecnico finalizzate alla determinazione dei periodi di avvio e di arresto, ossia delle ore operative, così come definiti dall'art. 3, punto 27), della direttiva 2010/75/UE e dal D.Lgs. 152/06 art. 268 c.c. 1aa-bis, 1bb e 1cc:

- TG6: 21 MWe
- TG5: 20 MWe
- F-7602: 30 MWt.

Come indicato dal Gestore nella sopra citata nota del 28/05/2014, le informazioni sopra riportate sono coerenti con quanto riportato nell'allegato 6 "Approfondimenti sui transitori" della documentazione integrativa all'istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. AMDE – 85/2013 del 16/09/2013.

### 6.3 Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime, prodotti e combustibili

#### Consumi

##### *Combustibili*

Alla capacità produttiva, il consumo annuo di fuel gas (contenuto di zolfo pari a 0,004%, espresso come H<sub>2</sub>S), considerato un PCI medio di 50.232 kJ/kg, sarà pari a 97.814 tonnellate, il consumo annuo di gas naturale, considerato un PCI medio di 45.494 kJ/kg, sarà pari a 205.855.000 Sm<sup>3</sup>, mentre quello del gasolio (contenuto di zolfo pari a 0,0049%), considerato un PCI medio di 42.705 kJ/kg, sarà pari a 52 tonnellate.

##### *Materie prime*

I dati relativi al consumo di materie prime alla capacità produttiva sono riportati nella tabella seguente.

**Tabella 5: Consumo di materie prime alla capacità produttiva**

Descrizione	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Consumo annuo (t)
Acido cloridrico 33%	Acqua DEMI	Liquido	2,8
Acido solforico 98%	Acqua DEMI	Liquido	167,8
Cloruro di sodio in polvere	Acqua DEMI	Solido	6,03
Soda caustica al 25%	Acqua DEMI	Liquido	3,2
Soda caustica al 50%	Acqua DEMI	Liquido	192,1
Bicarbonato di sodio in polvere	CTE	Solido	0,1
Resina cationica	Acqua DEMI	Solido	11,6
Resina ionica	Acqua DEMI	Solido	9,02
Clean Blade GTC 1000	CTE	Liquido	1,2
Nalco 7208	CTE + Acqua DEMI	Liquido	11,51
Nalco Eliminox	CTE + Acqua DEMI	Liquido	7,21
Nalco 72310	Acqua DEMI	Liquido	12
Olio lubrificante ACER 32	CTE	Liquido	0,85
Olio lubrificante ACER 46	CTE	Liquido	5,10
Olio lubrificante ACER 68	CTE	Liquido	0,85
Olio lubrificante ACER 150	CTE	Liquido	0,85
Olio lubrificante BLASIA 68	CTE	Liquido	0,18
Olio lubrificante BLASIA 100	CTE	Liquido	0,36
Olio lubrificante DICREA 150	CTE	Liquido	7,55
Olio lubrificante OTE 32	CTE	Liquido	12,90
Olio lubrificante OTE 32 GT	CTE	Liquido	(1)
Olio lubrificante OTE 68	CTE	Liquido	5,10
Olio lubrificante TECHTROL GOLD	CTE	Liquido	0,20

(1) L'OTE 32 GT è l'olio di lubrificazione specifico per le turbine a gas. Ogni 6 anni viene sostituito completamente (26 tonnellate) in concomitanza con la fermata generale delle due turbine presenti in centrale (TG5 esistente e TG6 nuova).

##### Approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione combustibili

Relativamente al fuel gas e al gasolio il Gestore non dichiara variazioni rispetto all'assetto impiantistico attuale.

Il gas naturale sarà approvvigionato dal gasdotto di Snam Rete Gas.

Stoccaggio delle materie prime

Il Gestore non dichiara variazioni rispetto all'assetto impiantistico attuale.

**6.4 Consumi idrici**

L'approvvigionamento idrico della centrale avverrà attraverso gli stessi tre punti di prelievo dell'assetto impiantistico attuale:

1. acqua mare dalla raffineria (industriale distribuita alla raffineria e raffreddamento);
2. acqua industriale dalla raffineria (processo);
3. acqua potabile dalla raffineria (igienico-sanitario).

1. Alla capacità produttiva, il Gestore stima un consumo annuo di acqua mare pari a 92.293.899 m<sup>3</sup>, di cui 12.240.888 m<sup>3</sup> per raffreddamento e 80.053.011 m<sup>3</sup> distribuiti alla raffineria.
2. Alla capacità produttiva, il Gestore stima un consumo annuo di acqua industriale ricevuta dalla raffineria pari a 4.280.846 m<sup>3</sup>.
3. Alla capacità produttiva, il Gestore stima un consumo annuo di acqua potabile pari a 730 m<sup>3</sup>.

Con la documentazione integrativa all'istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. AMDE – 85/2013 del 16/09/2013, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 19/09/2013, al n. DVA-2013-21386, il Gestore ha segnalato che rispetto alla situazione attuale alla massima capacità produttiva, la situazione futura, a progetto di "Adeguamento della Centrale di Cogenerazione" realizzato, comporterà un minor consumo di acqua mare; infatti non sarà più necessaria l'acqua mare per il raffreddamento dei condensatori delle turbine a vapore a condensazione, che nello scenario futuro verranno dismesse.

**6.5 Aspetti energetici**

La produzione di energia alla capacità produttiva è riportata nella tabella seguente.

**Tabella 6: Produzione di energia termica ed elettrica alla capacità produttiva**

Apparecchiature	Combustibile utilizzato	Energia termica			Energia elettrica		
		Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Caldaia F-7602	Fuel gas /gas naturale	99.700	847.926				
Turbogeneratore a vapore TP-7515D					9.300	70.210	
Turbogeneratore a vapore TP-7601					15.600	99.120	
Turbina a gas + caldaia a recupero TG-7501 + F-7503	Fuel gas (gasolio in avviamento)	147.600	655.215 (1)		52.000	330.400	
Turbina a gas + caldaia a recupero TG-7601 + F-7601	Gas naturale	162.700	819.909		52.500	346.920	
<b>TOTALE</b>		<b>410.000</b>	<b>2.323.051</b>	<b>1.490.705</b>	<b>-</b>	<b>846.650</b>	<b>772.150</b>

(1) I calcoli dell'energia termica prodotta sono stati fatti al netto del vapore di MP prodotto (82.600 t/a) perché utilizzato nel sistema DeNO<sub>x</sub> del turbogas TG-7501.

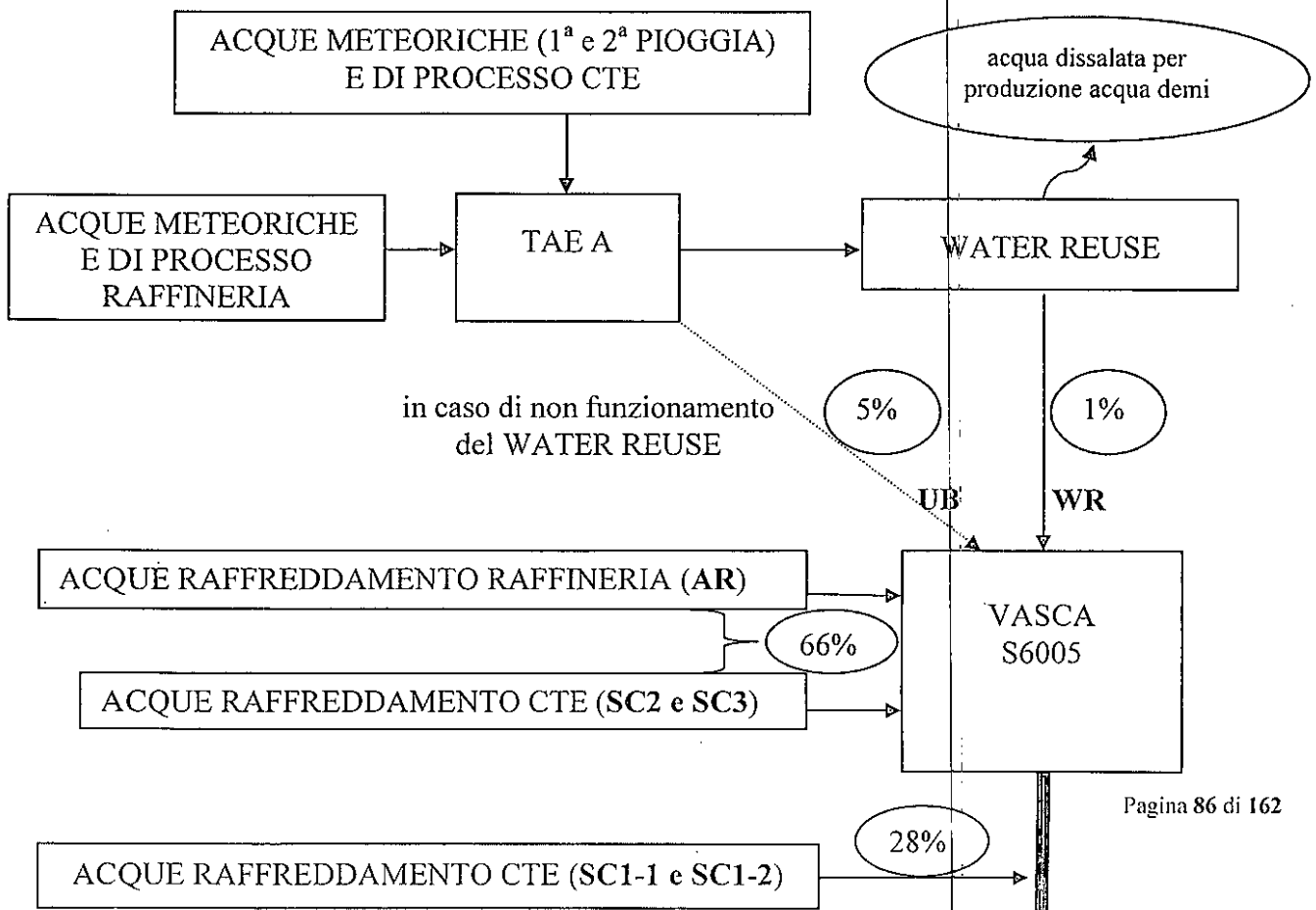
## 6.6 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

Attualmente i reflui prodotti dalla centrale sono rilasciati attraverso 6 punti di scarico finale che hanno tutti come recettore l'adiacente raffineria, dove alcuni di tali reflui vengono inviati all'impianto di trattamento.

In particolare:

- le acque reflue della centrale derivanti dal processo, da drenaggi e spurghi delle varie apparecchiature d'impianto e dalla raccolta delle acque piovane potenzialmente inquinabili da oli o prodotti chimici sono convogliate, attraverso i diversi sistemi di fognatura della raffineria, tra cui i tre pozzetti limite di batteria (P192A, P178A e P145A), all'impianto trattamento reflui di raffineria (TAE A);
- le acque di raffreddamento sono, invece, scaricate (attraverso gli scarichi parziali SC1, SC2 e SC3) nel sistema di fognatura della raffineria, convogliate alla vasca S6005 oppure direttamente nel canale finale di Raffineria (Scarico A) e da qui nel corpo idrico recettore, il Mar Grande di Taranto. Con la documentazione integrativa all'istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. AMDE – 85/2013 del 16/09/2013, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 19/09/2013, al n. DVA-2013-21386, il Gestore ha dichiarato che, a seguito della dismissione di diverse apparecchiature, non verranno più utilizzati gli scarichi parziali SC3-1 e SC3-2.

Nella figura seguente si riporta lo schema a blocchi relativo alla tipologia di acque reflue convogliate all'impianto trattamento reflui di raffineria (TAE A) e di acque reflue convogliate allo scarico A.



Per avere un'indicazione delle percentuali in volume degli scarichi parziali si è fatto riferimento a quanto riportato a pag. 62 del PIC allegato al decreto di AIA DVA-DEC-2010-273 del 24 maggio 2010 della Raffineria.

Inoltre, i reflui costituiti da acque di lavaggio dei compressori delle turbine a gas vengono raccolti in apposita vasca e periodicamente smaltiti per il trattamento, tramite autobotte.

Con la medesima nota del 16/09/2013, il Gestore ha trasmesso le coordinate geografiche dei punti di scarico parziali e finali dei reflui espresse in coordinate UTM, zona 33T riportate nella seguente tabella:

**Tabella 7: Identificazione degli scarichi idrici**

Scarico finale	Recettore	Scarico parziale	Coordinate	
			X (m)	Y (m)
SF1	SC1 (raffineria)	SC1-1 (AR)	685.816	4.484.777
		SC1-2 (AR)	685.812	4.484.765
SF2	P145B (raffineria)	SC2-1 (AR)	685.916	4.484.650
		SC2-2 (AR)	685.911	4.484.695
SF3	SC3 (raffineria)	*SC3-1 (AR)	685.879	4.484.679
		*SC3-2 (AR)	685.870	4.484.679
		SC3-3 (AR)	685.857	4.484.679
SF4	P145A (raffineria)	P145A (AI+MI)	685.820	4.484.682
SF5	P192A (raffineria)	P192A (MI)	685.813	4.484.782
SF6	P178A (raffineria)	P178A (MI)	685.886	4.484.782

Note:

AR: scarico costituito da acque di raffreddamento;

MI: meteoriche potenzialmente inquinate, ovvero acque provenienti da piazzali di pertinenza dell'impianto dove avvengono operazioni di stoccaggio, accumulo di sostanze o rifiuti pericolosi, il cui dilavamento potrebbe inquinare le acque meteoriche per le quali è prevista la raccolta e la depurazione;

AI: scarico costituito da acque reflue industriali.

\*Come già riportato, con la medesima nota del 16/09/2013, il Gestore ha dichiarato che, a seguito della dismissione di diverse apparecchiature, non verranno più utilizzati gli scarichi parziali SC3-1 e SC3-2.

Di seguito si riportano le portate degli scarichi relative all'anno 2011 tratte dalla scheda B.9.1 (confrontabili con quelle relative all'anno 2012 indicate nel report 2013), che il Gestore dichiara essere indicative della capacità di produzione dell'impianto e come tali risultano notevolmente inferiori a quelle riportate nel decreto AIA DVA-DEC-2010-274 del 24 maggio 2010:

SC1-1: 3.025.623 m<sup>3</sup>/anno

Handwritten notes and signatures on the right margin, including the word "Raccolta" and various initials.

SC1-2: 5.312.523 m<sup>3</sup>/annoSC2-1: 1.029.109 m<sup>3</sup>/annoSC2-2: 262.040 m<sup>3</sup>/annoSC3-1: 235.061 m<sup>3</sup>/annoSC3-2: 46.953 m<sup>3</sup>/annoSC3-3: 92.352 m<sup>3</sup>/annoP145A: 59.036 m<sup>3</sup>/annoP192A: 293 m<sup>3</sup>/annoP178A: 129.161 m<sup>3</sup>/anno

Per una descrizione dettagliata degli scarichi si rimanda al paragrafo 3.5 dell'AIA rilasciata con decreto del 24/05/2010 per l'esercizio dell'attuale centrale termoelettrica ex Enipower.

Attualmente la centrale effettua analisi sulle acque reflue per la determinazione della qualità delle acque conferite ad Eni R&M:

- per quanto concerne l'acqua mare, i campioni vengono prelevati in corrispondenza dei punti di immissione che formano gli scarichi (SC1-1, SC1-2, SC2-1, SC2-2, SC3-1, SC3-2 e SC3-3) nella rete fognaria della raffineria. L'AIA rilasciata con decreto del 24/05/2010 prevede (cfr par. 6.4) che la qualità delle acque di raffreddamento prodotte dalla centrale ai punti di immissione nella rete di scarico di Eni R&M (SC1, SC2 ed SC3) deve essere conforme ai limiti previsti dal D.Lgs. 152/2006 e sm.i., allegato 5 alla Parte terza, tabella 3 – Scarico in rete fognaria.
- Le acque accidentalmente oleose vengono invece monitorate in corrispondenza dei tre pozzetti intermedi (P192A, P178A e P145A) nella rete fognaria della raffineria e in corrispondenza di altri tre pozzetti limite di batteria (P144, P145 e P146D, le cui acque reflue confluiscono nel pozzetto P145A), realizzati per meglio caratterizzare le acque conferite a Eni R&M. Conformemente a quanto previsto dal "Regolamento di fognatura per la ricezione degli scarichi in fogna bianca e oleosa della Centrale Termoelettrica ex Enipower", nel PMC allegato all'AIA rilasciata con decreto del 24/05/2010 si prevede che la qualità delle acque meteoriche e di processo (potenzialmente oleose) della centrale al punto di immissione nella fogna oleosa di Eni R&M (P192A, P145A, P178A, P145, P144, P146D) debba essere conforme ai valori di riferimento previsti per l'impianto di trattamento della Raffineria Eni R&M (TAE A) (cfr procedura SGA trasmessa con nota EPTA/AD/130608/01 del 13/06/2008 a seguito di richiesta integrazioni).

Di seguito si riportano i parametri e i valori di riferimento (confrontati con quelli indicati dalla tabella 3, allegato 5, parte terza per gli scarichi in rete fognaria e in acque superficiali) previsti nel Regolamento di fognatura per la ricezione degli scarichi della centrale in fogna oleosa; si riportano, altresì, i risultati del monitoraggio degli scarichi delle acque meteoriche e di processo in fogna oleosa relativi all'anno 2012 (report 2013):

parametro	UM	Valori di riferimento impianto TAE	D.Lgs. 152/06 Valore limite di emissione in fognatura	D.Lgs. 152/06 Valore limite di emissione in acque superficiali	Concentrazione media anno 2012					
					P192A	P145A	P178A	P145	P144	P146D
pH		6-9	5,5-9,5	5,5-9,5	8,02	7,72	7,94	7,49	8,33	8,29
COD	mg/l	160	≤ 500	≤ 160	28,3	21	6,2	66	52	52
Idrocarburi totali HC	mg/l	100	≤ 10	≤ 5	0,114	0,405	0,190	25,56	6,930	1,314
Solidi sospesi	mg/l	100	≤ 200	≤ 80	83,5	51	16	68	18	60



<b>Solfuri</b>	mg/l	1	≤ 2	≤ 1	-	-	-	-	-	-
<b>Fenoli</b>	mg/l	0,6	≤ 1	≤ 0,5	-	-	-	-	-	-
<b>Ammoniaca (NH<sub>3</sub>)</b>	mg/l	10	≤ 30 (azoto ammoniacale NH <sub>4</sub> )	≤ 15	0,038	0,800	0,103	0,862	0,965	0,144

Secondo lo stesso regolamento, i parametri non contemplati sopra devono essere in linea con il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., riferiti a scarichi in fognatura.

Con la documentazione integrativa all'istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. AMDE – 85/2013 del 16/09/2013, il Gestore ha inoltre specificato che non è prevista la separazione tra acque di prima e seconda pioggia. Le acque piovane confluiscono infatti in un'unica rete fognaria che raggiunge poi l'impianto di trattamento reflui (TAE A).

E' opportuno inoltre evidenziare che, come risulta dai dati di monitoraggio indicati nella tabella sopra riportata, la qualità delle acque meteoriche e di processo della centrale è sostanzialmente conforme a quanto previsto dal D. Lgs. 152/06 e s.m.i. per gli scarichi in acque superficiali ancor prima del trattamento all'impianto TAE A della Raffineria. Infine, è importante sottolineare che tali acque dopo il trattamento all'impianto TAE A (dove vengono trattate insieme alle acque meteoriche e di processo della raffineria) vengono inviate all'impianto Water Reuse, che opera un ulteriore trattamento (Ultrafiltrazione, Osmosi inversa e Filtrazione su carboni attivi) e da qui quasi completamente riutilizzate per la produzione acqua demi. Le acque di scarico del TAE A rappresentano infatti solo circa l'1% delle acque scaricate allo scarico A (scarico parziale WR a valle del Water Reuse) o al massimo il 5% (scarico parziale UB) in caso di manutenzione del Water Reuse.

In merito invece alle acque sanitarie, esse vengono convogliate alla rete di Raffineria. In particolare, a progetto di adeguamento realizzato, le acque sanitarie provenienti dal nuovo Fabbricato Sala Controllo saranno raccolte in una vasca di raccolta acqua sanitaria e convogliate alla rete di Raffineria mediante pompe di rilancio.

Nella seguente tabella si riportano le principali sostanze inquinanti considerate pertinenti dal Gestore nell'assetto di esercizio futuro per la matrice acqua ai sensi dell'art. 29-sexies comma 3 e dell'Allegato X alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006.

**Tabella 8: Elenco delle sostanze inquinanti pertinenti per la matrice acqua**

Parametro	Pertinenza
Composti organici alogenati	SI
Composti organo fosforici	NO
Composti organici dello stagno	NO
Benzene	SI
Solventi organici aromatici	SI
Idrocarburi totali	SI
Cianuri	NO
Arsenico e suoi composti	SI
Cadmio	SI
Cromo totale	SI
Ferro	SI
Manganese	SI
Nichel	SI

Rame	SI
Zinco	SI
Mercurio	SI
Selenio	SI
Piombo	SI
Stagno	SI
Antimonio	SI
Biocidi e prodotti fitofarmaceutici	NO
Materie in sospensione (solidi sospesi totali)	SI
Azoto ammoniacale	SI
Azoto nitrico	SI
Azoto nitroso	SI
Fosforo totale (come P)	SI
Idrocarburi totali	SI
Benzene	SI
Toluene	SI
Xileni	SI
Cloruri	SI

## 6.7 Emissioni in atmosfera

### 6.7.1 Emissioni convogliate

I fumi prodotti dalla turbina a gas + caldaia a recupero TG-7501 (TG5 di potenza 123,0 MWt) + F7503 (alimenati a fuel gas di raffineria) saranno dispersi in atmosfera tramite il camino esistente E3, alto 100 metri e avente sezione di uscita pari a 13,07 m<sup>2</sup>. Il Gestore dichiara che i parametri SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, polveri, CO e SOV saranno monitorati in continuo al camino.

I fumi scaricati dalla turbina a gas + caldaia a recupero TG-7601 (TG6) + F-7601 (alimenati a gas naturale) saranno inviati, mediante un condotto di scarico, **alla canna A** del nuovo camino bi-canne, alta 60 metri e avente sezione di uscita pari a 6,69 m<sup>2</sup>, nella quale è previsto un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni di NO<sub>x</sub> e CO.

I fumi scaricati dalla caldaia a fuoco diretto F-7602 (alimentata a fuel gas di raffineria + gas naturale o solo fuel gas) saranno inviati, mediante un condotto di scarico, **alla canna B** del nuovo camino bi-canne, alta 60 metri e avente sezione di uscita pari a 2,68 m<sup>2</sup>, nella quale è previsto un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, polveri, CO e SOV.

Le coordinate geografiche UTM dei tre punti di emissione sono riportate nella seguente tabella.

**Tabella 9: Coordinate geografiche dei punti di emissione in atmosfera**

Punto di emissione	X (m)	Y (m)
E3	685857	4484639
ME-7601/A	685782	4484614
ME-7601/B	685781	4484611

Nelle seguenti tabelle si riportano sia le emissioni in atmosfera, in termini di concentrazione, nell'assetto attualmente autorizzato (ante-operam) sia le emissioni dichiarate dal Gestore con riferimento al nuovo assetto alla capacità produttiva.

**Tabella 10: Emissioni in atmosfera alla capacità produttiva espresse in concentrazioni**

ANTE OPERAM

Punto di emissione	Sorgente (e relativa potenza)	Combustibile/i utilizzati	Esercizio (h/a)	Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	Inquinanti	Concentrazione (Limite AIA) (mg/Nm <sup>3</sup> )	% O <sub>2</sub>	SME
E3	TG-7501 + F-7503 (123+25 MWt) + F7501B, F7501C e F7502 (262,4 MWt)	fuel gas	8.760	765.323	SO <sub>2</sub>	300	15	si
					NO <sub>x</sub>	175		
					CO	100		
		Polveri			20			
		fuel gas + fuel oil						

POST-OPERAM

Punto di emissione	Sorgente (e relativa potenza)	Combustibile/i utilizzati	Esercizio (h/a)	Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	Inquinanti	Concentrazione (mg/Nm <sup>3</sup> )	% O <sub>2</sub>	SME
E3	TG-7501 (123 MWt)	fuel gas	7.260	381.284	SO <sub>2</sub>	18	15	si
					NO <sub>x</sub>	50		
					CO	30		
					Polveri	-		
	TG-7501 + F-7503 (123+25 MWt)	fuel gas	1.000	452.657	SO <sub>2</sub>	18	15	si
					NO <sub>x</sub>	50		
					CO	30		
					Polveri	-		
ME-7601/A	TG-7601 (127,5 MWt)	gas naturale	7.260	390.908	SO <sub>2</sub>	-	15	si
					NO <sub>x</sub>	30		
					CO	30		
					Polveri	-		
ME-7601/A	TG-7601 + F-7601 (127,5+25 MWt)	gas naturale	1.000	493.836	SO <sub>2</sub>	-	15	si
					NO <sub>x</sub>	30		
					CO	30		
					Polveri	-		
ME-7601/B	F-7602 (99,5 MWt)	gas naturale + Fuel gas	8.260	96.460	SO <sub>2</sub>	35	3	si
					NO <sub>x</sub>	100		
					CO	100		
					Polveri	5		

Q  
 V<sub>5</sub>  
 J  
 R  
 S  
 M

Nelle seguenti tabelle si riportano le emissioni in atmosfera, in termini di flusso di massa, sia nell'assetto ante-operam autorizzato che in quello post-operam stimato dal gestore.

**Tabella 11: Emissioni in atmosfera alla capacità produttiva espresse in flusso di massa per l'intero impianto stimate dal Gestore**

Inquinante	*Emissioni (t/a) autorizzate	Emissioni (t/a) Assetto futuro
------------	------------------------------	--------------------------------

S  
 153  
 U  
 L  
 M  
 42  
 M

NO <sub>x</sub>	900	366,6
CO	670	291,8
SO <sub>2</sub>	795	64,0
Polveri	134	4

\*Le emissioni annuali autorizzate dal decreto AIA DVA-DEC-2010-0000274 del 24 maggio 2010 (1.000 t/a di NO<sub>x</sub> e 1.420 t/a di SO<sub>2</sub>) sono state oggetto di una ulteriore riduzione del 10% e del 44% rispettivamente per NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub>, in ottemperanza al parere della Commissione Istruttoria AIA-IPPC DVA-2011-0018792 del 18 luglio 2011, conseguente al piano di fattibilità richiesto dalla prescrizione n. 6.9 dello stesso decreto AIA. Tali riduzioni sono raggiungibili tramite misure di carattere gestionale (regolazione del vapore in iniezione alla turbina TG- 7501 e gestione appropriata annuale del mix di combustibile in alimentazione alla centrale).

Nella seguente tabella si riportano le principali sostanze inquinanti considerate pertinenti dal Gestore nell'assetto di esercizio futuro per la matrice aria ai sensi dell'art. 29-sexies comma 3 e dell'Allegato X alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006.

**Tabella 12: Elenco delle sostanze inquinanti pertinenti per la matrice aria**

Parametro	Pertinenza
Biossido di zolfo (SO <sub>2</sub> )	SI
Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> )	SI
Protossido di azoto (N <sub>2</sub> O)	SI
Monossido di carbonio (CO)	SI
Composti Organici Volatili (COV)	SI
Metalli e relativi composti	NO
Polveri totali	SI
PM <sub>10</sub>	SI
Amianto	NO
HCl	SI
Fluoro e suoi composti (come HF)	SI
Arsenico e suoi composti	NO
Cianuri	NO
IPA	SI
PCB	NO
Benzene	SI
Policlorodibenzoparadiossina (PCDD) e Policlorodibenzofurani (PCDF)	NO
HBr	SI
Metano	SI
HCFC, CFC, PFC	SI
Solfuri (come H <sub>2</sub> S)	SI

Di seguito si riportano i risultati delle simulazioni effettuate dal Gestore per la valutazione degli effetti delle emissioni convogliate della centrale.

Il Gestore ha analizzato sia il contributo aggiuntivo (CA) delle sorgenti della centrale che il livello finale di inquinamento nell'area (L<sub>F</sub>), entrambi in relazione con gli standard di qualità ambientale (SQA) stabiliti dal D.Lgs. 155/2010.

Il contributo aggiuntivo C<sub>A</sub> coincide con le predizioni del modello di dispersione (eventualmente processate per ottenere le statistiche di interesse per la normativa), mentre il livello finale L<sub>F</sub> corrisponde al livello finale di inquinamento negli stessi punti, ovvero alle misure di qualità dell'aria delle centraline relative all'anno 2011, sottratte del contributo emissivo ante operam della

centrale a cui sono state sommate le predizioni del modello. A titolo cautelativo, il Gestore ha anche valutato il livello finale  $L_F$  come somma delle misure di qualità dell'aria delle centraline relative all'anno 2011 e delle predizioni del modello, senza sottrarre il contributo emissivo ante operam della centrale. Sono stati pertanto valutati, per ogni inquinante, i rapporti  $C_A/SQA$  e  $L_F/SQA$  (con  $L_F$  cautelativo), riportati di seguito.

In accordo con il D. Lgs. 155/2010, le predizioni del modello di dispersione CALPUFF sono state processate al fine di ottenere, per ogni inquinante, gli SQA indicati nella seguente tabella.

**Tabella 13: SQA di interesse in accordo al D.Lgs. 155/2010**

	Percentile medie 1 h	Percentile medie 24 h	Media mobile 8 h	Media annuale
$NO_x$ ( $\mu g/m^3$ )	200 ( $NO_2$ )	-	-	30 (1)
$SO_2$ ( $\mu g/m^3$ )	350	125	-	20 (1)
$PM_{10}$ ( $\mu g/m^3$ )	-	50	-	40
$CO$ ( $\mu g/m^3$ )	-	-	10.000	

(1) Livelli critici per la protezione della vegetazione

In particolare, il D.Lgs. 155/2010 impone di non superare il valore limite di  $200 \mu g/m^3$  (media 1 ora) per  $NO_2$  più di 18 volte per anno civile, di non superare il valore limite di  $350 \mu g/m^3$  (media 1 ora) per  $SO_2$  più di 24 volte per anno civile, di non superare il valore limite di  $125 \mu g/m^3$  (media 24 ore) per  $SO_2$  più di 3 volte per anno civile e di non superare il valore limite di  $50 \mu g/m^3$  (media 24 ore) per  $PM_{10}$  più di 35 volte per anno civile.

Inoltre, il valore limite riportato per il biossido di zolfo può essere espresso anche in termini di percentili. Il percentile 99,73 della concentrazione media oraria (che corrisponde ai 24 superamenti annui possibili specificati nel D.Lgs. 155/10) non deve superare i  $350 \mu g/m^3$ , mentre il percentile 99,18 della concentrazione media giornaliera (che corrisponde ai 3 superamenti annui possibili specificati nel D.Lgs. 155/10) non deve superare i  $125 \mu g/m^3$ . Analogamente per il biossido di azoto il percentile 99,79 della concentrazione media oraria (che corrisponde ai 18 superamenti annui possibili specificati nel D.Lgs. 155/10) non deve superare i  $200 \mu g/m^3$ . Per quanto riguarda il  $PM_{10}$  il percentile 90,41 delle concentrazioni medie giornaliere (che corrisponde ai 35 superamenti annui possibili specificati nel D.Lgs. 155/10) non deve superare i  $50 \mu g/m^3$ .

Nelle simulazioni relative agli ossidi di azoto ( $NO_x$ ), per il confronto con lo standard di qualità dell'aria posto al solo biossido di azoto ( $NO_2$ ), cautelativamente si è ipotizzato che tutti gli  $NO_x$  coincidano con l' $NO_2$ , ovvero si è considerata la completa trasformazione in  $NO_2$  degli  $NO_x$  (che in realtà all'emissione sono costituiti per il 90-95% dal solo monossido di azoto e solo successivamente, durante il trasporto e diffusione ed in funzione di altri fattori ambientali, quali la presenza di ozono e di radiazione solare, vengono ossidati ad  $NO_2$ ). Inoltre, sempre ai fini di un confronto con gli standard di qualità dell'aria, si è ipotizzato che il particolato coincida con il  $PM_{10}$ .

La caratterizzazione della qualità dell'aria nell'area di Taranto viene effettuata a partire dalle misure delle nove centraline fisse appartenenti alla rete ARPA Puglia.

Concentrazione al suolo di  $NO_x$

Nella seguente tabella si riportano il 99,79 percentile delle concentrazioni medie orarie di  $NO_2$  e i valori massimi dei rapporti  $C_A/SQA$  e  $L_F/SQA$  (con  $L_F$  cautelativo) in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia.

**Tabella 14: Valori massimi dei rapporti  $C_A/SQA$  e  $L_F/SQA$  in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia. Percentile 99,79 delle concentrazioni medie orarie di  $NO_2$**

	Percentile 99,79 ( $\mu g/m^3$ )		

Centralina	C <sub>A</sub>	Misura (anno 2011)	C <sub>A</sub> /SQA	L <sub>F</sub> /SQA
Statte Elementare	2,0	89,3	0,010	0,457
Statte Wind	4,0	72,3	0,020	0,382
Paolo VI	4,6	87,1	0,023	0,459
Machiavelli	5,0	90,2	0,025	0,476
Archimede	5,4	71,0	0,027	0,382
Alto Adige	2,2	133,6	0,011	0,679
San Vito	3,4	70,1	0,017	0,368
Talsano	1,7	53,4	0,009	0,276
Carcere	1,7	86,6	0,009	0,442

Nella seguente tabella si riportano la media annuale di NO<sub>x</sub> e i valori massimi dei rapporti C<sub>A</sub>/SQA e L<sub>F</sub>/SQA (con L<sub>F</sub> cautelativo) in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia.

**Tabella 15: Valori massimi dei rapporti C<sub>A</sub>/SQA e L<sub>F</sub>/SQA in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia. Media annuale di NO<sub>x</sub>**

Centralina	Media annuale (µg/m <sup>3</sup> )			
	C <sub>A</sub>	Misura (anno 2011)	C <sub>A</sub> /SQA	L <sub>F</sub> /SQA
Statte Elementare	0,05	18,4	0,002	0,615
Statte Wind	0,09	22,5	0,003	0,753
Paolo VI	0,18	17,4	0,006	0,586
Machiavelli	0,12	37,9	0,004	1,267
Archimede	0,18	56,5	0,006	1,889
Alto Adige	0,04	49,6	0,001	1,655
San Vito	0,07	25,7	0,002	0,859
Talsano	0,03	13,0	0,001	0,434
Carcere	0,03	20,9	0,001	0,698

Relativamente alla media annuale di NO<sub>x</sub> si riscontrano valori misurati nelle centraline di monitoraggio di Machiavelli, Archimede e Alto Adige superiori rispetto al livello critico per la protezione della vegetazione (pari a 30 µg/m<sup>3</sup>), utilizzato come SQA. Risulta, pertanto, che nelle medesime centraline si riscontrano valori massimi del rapporto L<sub>F</sub>/SQA superiore a 1.

#### Concentrazione al suolo di SO<sub>2</sub>

Nella seguente tabella si riportano il 99,73 percentile delle concentrazioni medie orarie di SO<sub>2</sub> e i valori massimi dei rapporti C<sub>A</sub>/SQA e L<sub>F</sub>/SQA (con L<sub>F</sub> cautelativo) in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia.

**Tabella 16: Valori massimi dei rapporti C<sub>A</sub>/SQA e L<sub>F</sub>/SQA in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia. Percentile 99,73 delle concentrazioni medie orarie di SO<sub>2</sub>**

Centralina	Percentile 99,73 (µg/m <sup>3</sup> )			
	C <sub>A</sub>	Misura (anno 2011)	C <sub>A</sub> /SQA	L <sub>F</sub> /SQA
Statte Elementare	0,47	21,9	0,001	0,064
Statte Wind	0,96	24,3	0,003	0,072
Paolo VI	1,06	66,0	0,003	0,192
Machiavelli	1,20	45,6	0,003	0,134
Archimede	1,31	16,1	0,004	0,050
Alto Adige	0,49	7,4	0,001	0,023
San Vito	0,81	4,9	0,002	0,016
Talsano	0,40	19,9	0,001	0,058

Carcere	0,37	26,5	0,001	0,077
---------	------	------	-------	-------

Nella seguente tabella si riportano il 99,18 percentile delle concentrazioni medie giornaliere di SO<sub>2</sub> e i valori massimi dei rapporti C<sub>A</sub>/SQA e L<sub>F</sub>/SQA (con L<sub>F</sub> cautelativo) in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia.

**Tabella 17: Valori massimi dei rapporti C<sub>A</sub>/SQA e L<sub>F</sub>/SQA in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia. Percentile 99,18 delle concentrazioni medie giornaliere di SO<sub>2</sub>**

Centralina	Percentile 99,18 (µg/m <sup>3</sup> )		C <sub>A</sub> /SQA	L <sub>F</sub> /SQA
	C <sub>A</sub>	Misura (anno 2011)		
Statte Elementare	0,09	7,4	0,0007	0,060
Statte Wind	0,22	7,7	0,0018	0,063
Paolo VI	0,20	25,8	0,0016	0,208
Machiavelli	0,17	26,4	0,0014	0,213
Archimede	0,24	7,5	0,0019	0,062
Alto Adige	0,06	3,7	0,0005	0,030
San Vito	0,19	2,3	0,0015	0,020
Talsano	0,08	8,6	0,0006	0,069
Carcere	0,05	8,7	0,0004	0,070

Nella seguente tabella si riportano la media annuale di SO<sub>2</sub> e i valori massimi dei rapporti C<sub>A</sub>/SQA e L<sub>F</sub>/SQA (con L<sub>F</sub> cautelativo) in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia.

**Tabella 18: Valori massimi dei rapporti C<sub>A</sub>/SQA e L<sub>F</sub>/SQA in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia. Media annuale di SO<sub>2</sub>**

Centralina	Media annuale (µg/m <sup>3</sup> )		C <sub>A</sub> /SQA	L <sub>F</sub> /SQA
	C <sub>A</sub>	Misura (anno 2011)		
Statte Elementare	0,014	3,2	0,0007	0,161
Statte Wind	0,023	1,9	0,0012	0,096
Paolo VI	0,045	4,5	0,0023	0,227
Machiavelli	0,029	4,1	0,0015	0,206
Archimede	0,046	2,4	0,0023	0,122
Alto Adige	0,008	1,0	0,0004	0,050
San Vito	0,017	0,9	0,0009	0,046
Talsano	0,008	2,8	0,0004	0,140
Carcere	0,007	3,3	0,0004	0,165

#### Concentrazione al suolo di PM<sub>10</sub>

Non sono previste emissioni di polveri, dal momento che l'utilizzo dell'olio combustibile verrà abbandonato a seguito della disinstallazione delle tre esistenti caldaie a fuoco diretto che sono attualmente convogliate al camino E3.

#### Concentrazione al suolo di CO

Nella seguente tabella si riportano le medie di 8 ore di CO e i valori massimi dei rapporti C<sub>A</sub>/SQA e L<sub>F</sub>/SQA (con L<sub>F</sub> cautelativo) in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia.

**Tabella 19: Valori massimi dei rapporti C<sub>A</sub>/SQA e L<sub>F</sub>/SQA in corrispondenza delle centraline di monitoraggio ARPA Puglia. Media di 8 ore di CO**

Centralina	Media annuale (µg/m <sup>3</sup> )		C <sub>A</sub> /SQA	L <sub>F</sub> /SQA
	C <sub>A</sub>	Misura (anno 2011)		

Statte Elementare	0,9	-	0,00009	0,0001
Statte Wind	2,1	1300	0,00021	0,1302
Paolo VI	2,0	-	0,00020	0,0002
Machiavelli	2,0	-	0,00020	0,0002
Archimede	2,4	2000	0,00024	0,2002
Alto Adige	1,1	-	0,00011	0,0001
San Vito	2,8	-	0,00028	0,0003
Talsano	0,9	-	0,00009	0,0001
Carcere	0,9	-	0,00009	0,0001

### Misure ai sensi del Piano di risanamento adottato con D.G.R. Puglia n. 1474 del 17 luglio 2012

Il "Piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della qualità dell'aria nel quartiere Tamburi (TA)", adottato con D.G.R. Puglia n. 1474 del 17 luglio 2012, prevede, al paragrafo 5.1.7 che per modifiche su stabilimenti AIA esistenti sia dimostrato il non aggravio del carico emissivo dell'area interessata in termini di variazione del complessivo flusso di massa di emissioni in aria di polveri e idrocarburi policiclici aromatici rispetto al quadro autorizzativo.

Al riguardo, il gestore ha elaborato una relazione tecnica contenente le misure di intervento che adotta e adotterà al fine del risanamento della qualità dell'aria nel quartiere Tamburi per gli inquinanti PM10 e benzo(a)pirene (B(a)P).

La relazione, trasmessa agli enti il 31 agosto 2012 e recepita dalla Deliberazione della Giunta Regionale Puglia n. 1944 del 2 ottobre 2012 (cfr. allegato 13 della la documentazione integrativa all'istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. AMDE – 85/2013 del 16/09/2013, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 19/09/2013, al n. DV-2013-21386) dimostra che l'impianto è conforme alle prescrizioni del Piano, dimostrando che il ciclo produttivo della centrale è tale da non produrre emissioni di B(a)P e che al fine di raggiungere gli obiettivi di mitigazione previsti dal Piano relativi alle emissioni convogliate di PM10, la centrale persegue le pertinenti azioni correttive.

Relativamente alla Centrale nel suo assetto futuro, il Gestore segnala che, con il progetto di adeguamento, l'alimentazione della centrale sarà limitata al gas naturale e al fuel gas di raffineria. Infatti, il nuovo turbogas (TG6) con relativa caldaia a recupero (F7601) funzionerà esclusivamente a gas naturale, la nuova caldaia a fuoco diretto potrà essere alimentata a gas naturale e/o a fuel gas di raffineria e il turbogas esistente (TG5) con relativa caldaia a recupero (F7503), i cui fumi sono convogliati al camino E3, verrà alimentato esclusivamente a fuel gas di raffineria. Le tre caldaie a fuoco diretto esistenti (F7502, F7501B, F7501C), infatti, anch'esse attualmente convogliate al camino E3 ed alimentate ad olio combustibile, verranno dismesse. In tal modo sarà eliminato l'utilizzo di olio combustibile, permettendo così una riduzione rilevante delle emissioni di polveri in atmosfera.

Di conseguenza, a progetto di adeguamento della CTE realizzato, dalla nuova caldaia a fuoco diretto (F7602) sono attese emissioni di polveri trascurabili e comunque con concentrazioni non superiori a 5 mg/Nm<sup>3</sup>. Considerando conservativamente questa concentrazione massima, il flusso di massa risulta di circa 4 t/anno, rispetto al flusso di massa relativo alla configurazione attuale pari a circa 134 t/a.

Peraltro, relativamente alle nuove sorgenti di emissione in progetto, accanto al monitoraggio in continuo delle polveri previsto per la nuova caldaia a fuoco diretto che verrà alimentata a fuel gas, il Gestore, allo scopo di controllare adeguatamente le immissioni di particolato in atmosfera potenzialmente generato dalle sorgenti di Centrale, in Allegato 7 alla documentazione integrativa



sopra citata, in ottemperanza alle richieste di integrazioni del MATTM, ha predisposto una proposta per la pianificazione di un monitoraggio di qualità dell'aria durante opportune finestre temporali nella fase ante operam, di costruzione e post operam relativa al progetto di adeguamento della Centrale di Taranto, che prevede, oltre al monitoraggio del PM10 e del PM2.5, anche il monitoraggio delle principali variabili meteorologiche utili all'interpretazione dei dati di qualità dell'aria e la caratterizzazione chimica del PM10 e PM2.5 in termini di elementi, cationi e anioni e IPA (tra i quali anche il benzo(a)pirene).

Infine, si segnala che i risultati delle simulazioni effettuate presso alcuni recettori sensibili posti nei dintorni dell'area di Centrale (rif. Allegato 9 alla documentazione integrativa) hanno mostrato che le concentrazioni di particolato predette al suolo sono risultate contenute anche considerando il contributo globale "di sito", cioè indotto dalla centrale e dalla raffineria della Eni R&M. In particolare, anche nei pressi di alcuni recettori sensibili posti nei dintorni del Quartiere Tamburi, le concentrazioni predette sono risultate trascurabili sia se confrontate con i limiti di qualità dell'aria stabiliti dalla normativa vigente sia se confrontate con i valori misurati presso le stazioni di monitoraggio ARPA presenti sul territorio.

Relativamente infine al particolato secondario, si segnala che in Allegato 9 è riportato un approfondimento i cui risultati hanno mostrato valori molto contenuti (centinaia di volte inferiori rispetto al limite di 25 µg/m<sup>3</sup> stabilito dal D.Lgs. 155/2010 per la media annuale di PM2.5) sia nella situazione ante operam sia nella situazione post operam.

**6.7.2 Emissioni non convogliate**

Nella tabella seguente si riportano i dati relativi alle emissioni di tipo non convogliato alla capacità produttiva dichiarati dal Gestore nella nota tecnica trasmessa con nota prot. n. RAFTA/DIR/LA/252 del 03/12/2013.

Tali dati sono stati stimati sulla base del protocollo riportato nel documento "Emission Estimation Protocol for Petroleum Refineries" di maggio 2011.

**Tabella 20: Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato alla capacità produttiva**

Fase	Emissioni fuggitive o diffuse	Descrizione	Inquinanti presenti	
			Tipologia	Quantità
Fase 4	Fuggitive	Emissioni da valvole, compressori, valvole di sfiato, connettori, dreni/spurghi e prese campione attraversati da fuel gas	VOC	9 t/anno*

\*Tale valore di VOC è stimato partendo dalla stima delle emissioni di TOC (pari a 37,8 t/a) dalla quale vengono detratti i quantitativi di metano ed etano poiché la metodologia applicata non li considera VOC.

Con la nota sopra citata il Gestore ha ritenuto opportuno fornire alcuni chiarimenti a supporto di quanto precedentemente comunicato, prima con la nota prot. AMDE – 85/2013 del 16/09/2013 e successivamente con la nota prot. N. RAFTA/DIR/LA/213 del 31.10.2013.

Handwritten notes and signatures on the right margin, including 'V5', 'R', and '43'.

Handwritten notes and signatures at the bottom of the page, including '15 3' and '43'.

Nell'assetto post operam, quindi, il Gestore prevede una emissione fuggitiva di VOC inferiore rispetto a quella stimata per l'attuale centrale pari a circa 24 t/a.

Nella seguente tabella sono dettagliate le emissioni fuggitive stimate per la configurazione post operam.

Stima emissioni fuggitive Post-operam ( <i>Methodology rank 3</i> )			
Componenti	n° componenti	n. componenti con perdite ( <i>leak</i> )	VOC tot
Valvole(FG)	160	2	5,1
Valvole(GN)	280	5	
Flange(FG)	380	5	2,3
Flange (GN)	600	30	
PSV (FG)	4	0	1,7
PSV (GN)	15	0	
Open ended lines(FG)	1	0	0,1
Open ended lines(GN)	2	0	
Prese campione(FG)	3	0	0
Prese campione(GN)	6	1	
			Tot. 9,1 t/a

Il Gestore, comunque, precisa che quando il nuovo impianto sarà in esercizio, l'implementazione della procedura LDAR consentirà di assicurare la prevenzione dei fenomeni di emissione fuggitiva e di stimare con una maggiore accuratezza il quantitativo di VOC effettivamente emesso.

## 6.8 Rifiuti

Il Gestore dichiara che poiché il quantitativo di rifiuti che saranno prodotti dalla centrale non è costante ma varierà di anno in anno, in funzione delle diverse attività (pulizia, manutenzione, ecc.) che verranno effettuate, non è possibile fornire una stima quantitativa dei rifiuti prodotti in tale assetto di esercizio. Prevede comunque che la tipologia dei rifiuti prodotti nonché le modalità di recupero/smaltimento non subiranno modifiche rispetto all'assetto impiantistico attuale (tabella B.11.1 della Scheda B della domanda dell'AIA relativa al progetto di Adeguamento della Centrale).

Con la documentazione integrativa all'istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. AMDE – 85/2013 del 16/09/2013, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 19/09/20131, al n. DVA-2013-21386, il Gestore ha confermato quanto sopra riportato sulla base di quanto indicato nell'Allegato C6 (Nuova relazione tecnica dei processi produttivi dell'impianto da autorizzare) della Domanda di AIA.

Relativamente alle aree di deposito, il Gestore segnala che, come già indicato nella sezione B.12 della Scheda B della Domanda di AIA, intende avvalersi delle disposizioni indicate all'art 183 comma 1 lett. bb) del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. in merito al deposito temporaneo, sulla base delle quali, in qualità di produttore, intende raccogliere i rifiuti pericolosi e non pericolosi nell'area di deposito temporaneo (area n.20) esistente ed avviarli alle operazioni di recupero o di smaltimento con cadenza almeno trimestrale indipendentemente dalle quantità in deposito.

Il Gestore precisa inoltre che, a progetto di adeguamento realizzato, rimarrà attiva l'area attuale di deposito temporaneo, a sua volta suddivisa in due zone, una adibita ai rifiuti speciali non pericolosi, l'altra ai rifiuti speciali pericolosi.

**Presenza di Amianto**

In merito infine alla presenza di amianto, il Gestore riporta che nella Centrale ex EniPower è presente amianto, per una quantità di circa 75 t stimata cautelativamente considerando come amianto tutto il peso del refrattario visto il ritrovamento di fibre d'amianto nel refrattario della C2 e della caldaia F7501/B.

Il Gestore afferma inoltre che l'amianto viene censito regolarmente secondo le normative vigenti e che l'ultimo censimento risale a fine 2011, mentre il prossimo è previsto per fine 2013. I risultati del censimento vengono inviati regolarmente tramite una relazione annuale all'ASL.

Si segnala che, mentre nel 2011 la quantità di materiali isolanti contenenti amianto è stata pari a 290 kg, nel 2012 la quantità di materiali isolanti contenenti amianto smaltita, provenienti da attività di manutenzione, è stata pari a 120 kg.

**6.9 Rumore e vibrazioni**

Nel presente paragrafo si riporta la valutazione, effettuata dal Gestore, delle emissioni di rumore prodotte dal futuro assetto di esercizio della centrale. Lo studio ha come scopo l'indagine approfondita dei livelli di rumorosità previsti presso due potenziali recettori: Torre Montello e la Chiesa di Santa Maria della Giustizia.

In assenza di zonizzazione acustica comunale, i limiti da rispettare sono quelli indicati nel DPCM dell'1 marzo 1991, per le aree esclusivamente industriali, riportati nella tabella seguente.

**Tabella 21: Limiti acustici per aree esclusivamente industriali (DPCM 1/03/1991)**

Classificazione DPCM 1/03/1991	Periodo diurno [06.00-22.00]	Periodo notturno [22.00-06.00]
Aree esclusivamente industriali	70 dB(A)	70 dB(A)

Come riportato nella nota prot. 36633 del 3 giugno 2008 del Comune di Taranto "una volta adottato il Piano di Zonizzazione Acustica del Territorio, dovranno essere rispettati i valori limite di emissione, come indicato dall'art. 2 del D.P.C.M. 14/11/1997...."

I limiti di rumore definiti dal DPCM del 14/11/1997 per la Classe Acustica VI sono riportati nella tabella seguente.

**Tabella 22: Limiti acustici del DPCM 14/11/1997**

Limiti Classe Acustica VI	Periodo diurno [06.00-22.00]	Periodo notturno [22.00-06.00]
Valore di emissione	65 dB(A)	65 dB(A)
Valore di immissione	70 dB(A)	70 dB(A)
Valore di qualità	70 dB(A)	70 dB(A)

Al fine delle valutazioni acustiche, il Gestore ha ritenuto opportuno considerare come limiti di riferimento quelli della classificazione acustica, in quanto più restrittivi rispetto ai limiti del DPCM 1 marzo 1991. Infine, in base a quanto stabilito dal DPCM del 14 novembre 1997 (Art. 4

Pagina 99 di 162

comma 1), il limite del criterio differenziale, all'interno delle Classi Acustiche VI, non risulta applicabile.

La verifica del criterio di soddisfazione relativo all'assenza di fenomeni di inquinamento acustico significativi, è stata impostata in base alle immissioni nell'ambiente. I valori di immissione sono stati confrontati con degli opportuni standard di qualità ambientale (SQA), al fine di pervenire ad un giudizio di rilevanza. Il criterio di soddisfazione prevede che la valutazione sia basata sul confronto tra il contributo aggiuntivo che il processo in esame determina al livello di inquinamento nell'area geografica interessata (CA), il livello finale d'inquinamento nell'area (LF) e il corrispondente requisito di qualità ambientale (SQA). I criteri di soddisfazione saranno pertanto i seguenti:

$$CA \ll SQA$$

$$LF < SQA$$

Tuttavia in campo acustico, alla luce del quadro normativo precedentemente descritto, risultano già vigenti specifici criteri per valutare il contributo aggiuntivo del processo, mediante la verifica del limite di emissione, e il livello finale di inquinamento mediante la verifica del limite assoluto di immissione.

Le caratteristiche delle sorgenti di rumore (posizione, livello di potenza acustica, dimensione del fronte di emissione, sua eventuale direttività) e quelle dello scenario di propagazione (orografia del territorio, attenuazione dovuta al terreno) della centrale sono state implementate nel programma di simulazione acustica ambientale SoundPlan 7.0.

Il programma ha permesso il calcolo dell'andamento del fronte sonoro a 1,5 m di altezza dal suolo sull'intera area presa in considerazione. La scelta di prevedere la rumorosità a tale altezza, risponde a quanto richiesto dal DM 16 marzo 1998 e coincide con la quota dei rilievi fonometrici e dei recettori.

Relativamente ai potenziali recettori considerati (R1 e R2), la seguente tabella riporta le seguenti informazioni:

- la Classe Acustica di appartenenza, secondo quanto stabilito dalla Classificazione Acustica comunale e i relativi valori limite di emissione e di immissione;
- i livelli di rumore ante-operam registrati durante il monitoraggio acustico, al netto del contributo del traffico veicolare e ferroviario (Rumore residuo L90);
- i livelli di emissione prodotti dal nuovo impianto nella configurazione di progetto, stimati attraverso il modello di simulazione (LEQ simulato);
- i futuri livelli di rumore previsti (Rumore Ambientale L90), dati dalla somma energetica dei livelli misurati ante-operam e i livelli di emissione stimati dal modello.

**Tabella 23: Previsione impatto acustico**

Recettore	Classe acustica	Valore limite emissione diurno/notturno	Valore limite immissione diurno/notturno	Rumore residuo L90 dB(A)		LEQ simulato dB(A)	Rumore ambientale L90 dB(A)	
		dB(A)	dB(A)	diurno	notturno		diurno	notturno
R1	VI	65,0	70,0	55,	53,5	58,7	60,4	59,8
R2	VI	65,0	70,0	55,	57,5	63,4	64,1	64,4

La simulazione acustica mostra che presso i potenziali recettori R1 e R2 sono rispettati i limiti di accettabilità previsti per le aree esclusivamente industriali dal DPCM 1 marzo 1991.

Sono altresì rispettati i limiti di emissione e di immissione previsti per le zone in Classe Acustica VI dal DPCM 14 novembre 1997.

Il criterio differenziale non viene applicato in considerazione della appartenenza ad area industriale della zona in esame.

In virtù di quanto riportato, sono rispettati i valori di qualità ambientale (SQA) richiesti.

**6.10 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee**

Il Gestore non dichiara variazioni rispetto all'assetto impiantistico attuale.

**6.11 Emissioni odorigene**

Il Gestore non dichiara variazioni rispetto all'assetto impiantistico attuale.

**6.12 Altre forme di inquinamento**

Il Gestore non dichiara variazioni rispetto all'assetto impiantistico attuale.

## 7. ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA DI AIA E VERIFICA DI CONFORMITÀ AI CRITERI IPPC

Il presente capitolo riporta il confronto con le MTD solo per l'assetto di esercizio futuro, descritto precedentemente nel capitolo 6.

### 7.1. Sistemi di gestione ambientale

<b>Sistemi di gestione ambientale</b>	
<b>MTD (BREF LCP pag. 477):</b> Implementare ed aderire ad un sistema di gestione ambientale.	
<b>Stato: Applicata</b> L'impianto adotta un sistema di gestione ambientale certificato ISO 14001.	

### 7.2. Uso efficiente dell'energia

<b>Efficienza energetica</b>	
<b>MTD (BREF LCP pag. 478):</b> L'uso della tecnologia del ciclo termico combinato a gas e la cogenerazione di calore ed energia sono i mezzi tecnici più efficaci per migliorare l'efficienza di un sistema di produzione di energia.	
<b>Stato: Applicata</b> I gruppi TG-7501/F-7503 e TG-7601/F-7601 adottano la tecnologia del ciclo termico combinato a gas con cogenerazione.	
<b>MTD (BREF LCP pag. 478):</b> L'uso di sistemi avanzati di controllo computerizzati al fine di raggiungere una elevata performance della caldaia con il miglioramento delle condizioni di combustione che supporti la riduzione delle emissioni.	
<b>Stato: Applicata</b> La qualità della combustione della turbina a gas esistente è monitorata da apposito sistema di controllo computerizzato (MARK IV) che, fra le altre cose, verifica l'assetto ottimale dei bruciatori della turbina a gas evidenziando eventuali anomalie. Relativamente alle nuove apparecchiature, il sistema di controllo per la turbina a gas e la turbina a vapore e i relativi generatori elettrici, saranno costituiti da un sistema dedicato ed indipendente dal sistema di controllo (DCS) di impianto.	

### 7.3. Utilizzo di materie prime

V 2

**Carico, scarico, stoccaggio e manipolazione di combustibili liquidi**

**MTD:** (BREF LCP pag. 395):

- I serbatoi di combustibile devono essere raggruppati in bacini di contenimento. Il bacino di contenimento deve essere progettato per contenere tutto o parte del volume (dal 50% al 75% della massima capacità di tutti i serbatoi o perlomeno il volume massimo del più grande serbatoio). Le aree di stoccaggio dovrebbero essere progettate in modo che le perdite dalle porzioni superiori dei serbatoi e dai sistemi di distribuzione ed erogazione siano intercettate e contenute nel bacino di contenimento. Il combustibile contenuto nel serbatoio dovrebbe essere visibile su display e associato agli allarmi in uso. I serbatoi di stoccaggio devono essere dotati di sistemi di controllo automatico e di sistemi di erogazione atti a prevenire traboccamenti dai serbatoi medesimi.
- Le tubazioni devono essere posizionate in sicurezza in aree fuori terra così che le perdite possano essere individuate velocemente ed in modo che il danno causato da veicoli o da altri equipaggiamenti possa essere prevenuto. Se si utilizzano delle tubazioni interrate, il loro percorso dovrebbe essere documentato e segnalato e dovrebbero essere adottati sistemi di scavo in sicurezza. Le tubazioni interrate devono essere del tipo a doppia parete con controllo automatico dell'intercapedine e devono prevedere speciali sistemi di costruzione (tubazioni in acciaio, connessioni saldate, assenza di valvole, ecc.).
- Le acque di dilavamento (acque meteoriche) che possono essere contaminate da uno spillamento di combustibile dallo stoccaggio e movimentazione devono essere raccolte e trattate prima dello scarico.

**Stato:** Applicata

- La centrale è proprietaria del solo serbatoio di gasolio usato durante le emergenze e per l'avvio del TG-7501: questo è dotato di bacino di contenimento pari al 50% del suo contenuto massimo.
- Le tubazioni dei combustibili liquidi utilizzati sono tutte su pipe rack aeree facilmente ispezionabili.
- Le apparecchiature e molte tubature che possono contenere combustibile liquido od olio lubrificante sono poste su superfici pavimentate che convogliano alla rete di raccolta acque potenzialmente oleose. Questa convoglia tutte le acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree pavimentate di centrale nella fogna acque accidentalmente oleose, che va nell'impianto di trattamento della raffineria. Alcune linee sono poste su pipe rack che corre su una limitata area di terreno non pavimentato.

**Fornitura e movimentazione di combustibili gassosi**

**MTD** (BREF LCP pag. 477):

Utilizzo efficiente della risorsa:

- usare sistemi di leak detection e sistemi di allarme per le perdite di gas;
- usare un sistema di espansione (turbina) per il recupero del contenuto di energia del gas pressurizzato trasportato nel gasdotto;
- a. preriscaldamento del gas attraverso il calore residuo della turbina o della caldaia.

**Stato:** Parzialmente applicata e parzialmente non applicabile

- La centrale utilizzerà gas naturale e fuel gas di raffineria: l'eventuale perdita di pressione del gas nelle tubature è rilevata dalla centrale perché causerebbe variazione di parametri operativi; esistono gas detector in prossimità di cabinati e compressori alternativi delle turbine a gas per rilevare anche perdite marginali di gas.
- Il Gestore dichiara che non è applicabile. Infatti, la pressione del gas naturale che arriva dal gasdotto di Snam Rete Gas è pari a circa 60 bar g e deve essere espanso fino ai circa 25 bar richiesti dalla turbina a gas TG-7601 e dalla caldaia F-7602. La differenza tra la pressione di rete e la pressione di esercizio e la bassa portata non giustificano economicamente l'inserimento di un turbo espansore.
- Il fuel gas che alimenta la turbina a gas esistente (TG-7501) durante la fase di compressione dalla pressione di arrivo (3,6 bar g) alla pressione di immissione in turbina a gas (circa 22 bar) subisce un surriscaldamento. Il fuel gas che alimenta i bruciatori delle caldaie non subisce preriscaldamento: non è tecnicamente fattibile riscaldare il fuel gas senza dover cambiare i bruciatori a causa dell'espansione del gas. Inoltre, la presenza di H2 nel fuel gas limita la temperatura massima del combustibile immesso nel TG-7501 per motivi di stabilità della fiamma.

Applicata per il nuovo turbogas (TG-7601): per quanto riguarda il gas naturale in uscita dalla stazione di misura fiscale e di riduzione, la sua temperatura viene controllata mediante dei preriscaldatori a vapore che

Handwritten notes and signatures on the right margin, including a large 'D' and other illegible marks.

Handwritten notes and signatures at the bottom of the page, including a large 'D' and other illegible marks.

garantiscono un surriscaldamento del combustibile di almeno 30°C rispetto al dew point del gas alle condizioni di esercizio.

#### 7.4. Aria

##### 7.4.1 TG-7501 + F-7503

<b>Emissioni di NO<sub>x</sub> da combustione di fuel gas in impianti a ciclo combinato esistenti con e senza post combustione</b>	
<i>MTD (BREF LCP pag. 482):</i>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Iniezione di acqua e vapore (e bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub> per la post-combustione) oppure</li> <li>• Impiego di sistemi di combustione Dry Low NO<sub>x</sub> (DLN) oppure</li> <li>• Riduzione catalitica selettiva (SCR) se lo spazio richiesto è disponibile;</li> <li>• Monitoraggio in continuo.</li> </ul>	
<i>PRESTAZIONI:</i>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Livelli di emissione per impianti esistenti di NO<sub>x</sub> (con e senza post-combustione): 20 – 90 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> 15%).</li> </ul>	
<b>Stato: Parzialmente applicata</b>	
<p>Per abbattere le emissioni di NO<sub>x</sub> nel TG-7501 è installato un sistema DeNO<sub>x</sub> con iniezione di vapore di MP (media pressione) in camera di combustione prodotto dalla caldaia a recupero e con eventuale integrazione di vapore prelevato dal collettore di AP (alta pressione) tramite laminazione a MP. La caldaia a recupero, per il funzionamento in post-combustione, non è dotata di bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub>. La concentrazione emissiva di NO<sub>x</sub> alla capacità produttiva è pari a 50 mg/Nm<sup>3</sup> (tenore di ossigeno del 15%). Non sono disponibili dati di concentrazioni storiche in quanto attualmente viene effettuato il monitoraggio in continuo delle emissioni al camino E3 dove sono convogliati anche i fumi di altri gruppi termici.</p> <p>Le emissioni in aria di NO<sub>x</sub> alla capacità produttiva rientrano nell'intervallo delle BAT. Viene effettuato il monitoraggio in continuo delle emissioni.</p>	
<b>Emissioni di CO da combustione di fuel gas in impianti a ciclo combinato esistenti con e senza post combustione</b>	
<i>MTD (BREF LCP pag. 482):</i>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Iniezione di acqua e vapore (e bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub> per la post-combustione) oppure</li> <li>• Impiego di sistemi di combustione Dry Low NO<sub>x</sub> (DLN) oppure</li> <li>• Riduzione catalitica selettiva (SCR) se lo spazio richiesto è disponibile.</li> <li>• Monitoraggio in continuo.</li> </ul>	
<i>PRESTAZIONI:</i>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Livelli di emissione per impianti esistenti di CO (senza post-combustione): 5 – 100 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> 15%);</li> <li>• Livelli di emissione per impianti esistenti di CO (con post-combustione): 30 – 100 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> 15%).</li> </ul>	
<b>Stato: Parzialmente applicata</b>	
<p>Per abbattere le emissioni di CO nel TG-7501 è installato un sistema DeNO<sub>x</sub> con iniezione di vapore di MP (media pressione) in camera di combustione prodotto dalla caldaia a recupero e con eventuale integrazione di vapore prelevato dal collettore di AP (alta pressione) tramite laminazione a MP. La caldaia a recupero, per il funzionamento in post-combustione, non è dotata di bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub>. La concentrazione emissiva di CO alla capacità produttiva è pari a 30 mg/Nm<sup>3</sup> (tenore di ossigeno del 15%). Non sono disponibili dati di concentrazioni storiche in quanto attualmente viene effettuato il monitoraggio in continuo delle emissioni al camino E3 dove sono convogliati anche i fumi di altri gruppi termici.</p> <p>Le emissioni in aria di CO alla capacità produttiva rientrano nell'intervallo delle BAT. Viene effettuato il monitoraggio in continuo delle emissioni.</p>	



<b>Emissioni di SO<sub>2</sub> e polveri da combustione di fuel gas</b>
<b>MTD (BREF LCP pag. 479):</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Pre-trattamento di pulizia del fuel gas (ad es. con filtri a manica).</i></li> </ul>
<b>PRESTAZIONI (BREF LCP pag. 479):</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Livelli di emissione di SO<sub>2</sub> derivanti dall'uso di fuel gas pre-trattato: 5 – 20 mg/Nm<sup>3</sup>;</i></li> <li>• <i>La combustione di fuel gas pre-trattato non produce emissione di polveri.</i></li> </ul>
<b>Stato: Applicata</b>
La concentrazione emissiva di SO <sub>2</sub> alla capacità produttiva è pari a 18 mg/Nm <sup>3</sup> (tenore di ossigeno del 15%) e quindi rientra nell'intervallo delle BAT.

7.4.2 TG-7601 + F-7601

<b>Emissioni di NO<sub>x</sub> da combustione di gas naturale in impianti a ciclo combinato nuovi con e senza post combustione</b>
<b>MTD (BREF LCP pag. 482):</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Impiego di sistemi di combustione Dry Low NO<sub>x</sub> (DLN) (e bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub> per la post-combustione) oppure</i></li> <li>• <i>Riduzione catalitica selettiva (SCR);</i></li> <li>• <i>Monitoraggio in continuo.</i></li> </ul>
<b>PRESTAZIONI:</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>BREF: Livelli di emissione per impianti nuovi di NO<sub>x</sub> (con e senza post-combustione): 20 – 50 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> 15%).</i></li> </ul>
<b>Stato: Parzialmente applicata</b>
La turbina a gas sarà dotata di combustori a secco a bassa produzione di NO <sub>x</sub> (DLN). La caldaia a recupero, per il funzionamento in post-combustione, non sarà dotata di bruciatori a bassa emissione di NO <sub>x</sub> . La concentrazione emissiva di NO <sub>x</sub> alla capacità produttiva è pari a 30 mg/Nm <sup>3</sup> (tenore di ossigeno del 15%). Le emissioni in aria di NO <sub>x</sub> alla capacità produttiva rientrano nell'intervallo delle BAT. Viene previsto il monitoraggio in continuo delle emissioni.

O  
 V3  
 2  
 5  
 M  
 W  
 A  
 See  
 9  
 2

<b>Emissioni di CO da combustione di gas naturale in impianti a ciclo combinato nuovi con e senza post combustione</b>
<b>MTD (BREF LCP pag. 482):</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Impiego di sistemi di combustione Dry Low NO<sub>x</sub> (DLN) (e bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub> per la post-combustione) oppure</i></li> <li>• <i>Riduzione catalitica selettiva (SCR);</i></li> <li>• <i>Monitoraggio in continuo.</i></li> </ul>
<b>PRESTAZIONI:</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>BREF: Livelli di emissione per impianti nuovi di CO (senza post-combustione): 5 – 100 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> 15%);</i></li> <li>• <i>BREF: Livelli di emissione per impianti nuovi di CO (con post-combustione): 30 – 100 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> 15%).</i></li> </ul>
<b>Stato: Parzialmente applicata</b>
La turbina a gas sarà dotata di combustori a secco a bassa produzione di NO <sub>x</sub> (DLN). La caldaia a recupero, per il funzionamento in post-combustione, non sarà dotata di bruciatori a bassa emissione di NO <sub>x</sub> . La concentrazione emissiva di CO alla capacità produttiva è pari a 30 mg/Nm <sup>3</sup> (tenore di ossigeno del 15%). Le emissioni in aria di CO alla capacità produttiva rientrano nell'intervallo delle BAT. Viene previsto il monitoraggio in continuo delle emissioni.

<b>Emissioni di SO<sub>2</sub> e polveri da combustione di gas naturale</b>
<b>PRESTAZIONI (BREF LCP pag. 479):</b>

Pagina 105 di 162

<ul style="list-style-type: none"> <li>• I livelli di emissione di SO<sub>2</sub> derivanti dall'uso di gas naturale sono normalmente al di sotto di 10 mg/Nm<sup>3</sup> senza alcun ricorso a tecniche aggiuntive.</li> <li>• I livelli di emissione di polveri derivanti dall'uso di gas naturale sono normalmente al di sotto di 5 mg/Nm<sup>3</sup> senza alcun ricorso a tecniche aggiuntive.</li> </ul>	
<p><b>Stato: Applicata</b> La turbina a gas TG-7601 e la caldaia a recupero F-7601 in post-combustione saranno entrambe alimentate a gas naturale.</p>	

### 7.4.3 F-7602

<p><b>Emissioni di NO<sub>x</sub> da combustione di combustibili gassosi in caldaie nuove</b> <i>MTD (BREF LCP pag. 482):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub> oppure</li> <li>• Riduzione catalitica selettiva (SCR) oppure</li> <li>• Riduzione catalitica non selettiva (SNCR);</li> <li>• Monitoraggio in continuo.</li> </ul>	
<p><b>PRESTAZIONI:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Livelli di emissione per impianti nuovi di NO<sub>x</sub>: 50 – 100 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> 3%).</li> </ul>	
<p><b>Stato: applicata</b> La caldaia sarà dotata bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub>. In particolare, la caldaia sarà di tipo “package” a circolazione naturale e per il controllo delle sue emissioni una frazione dei fumi in uscita sarà ricircolata in ingresso. La concentrazione emissiva di NO<sub>x</sub> alla capacità produttiva è pari a 100 mg/Nm<sup>3</sup> (tenore di ossigeno del 3%). Le emissioni in aria di NO<sub>x</sub> alla capacità produttiva rientrano nell'intervallo delle BAT. Viene previsto il monitoraggio in continuo delle emissioni.</p>	

<p><b>Emissioni di CO da combustione di combustibili gassosi in caldaie nuove</b> <i>MTD (BREF LCP pag. 482):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub> oppure</li> <li>• Riduzione catalitica selettiva (SCR) oppure</li> <li>• Riduzione catalitica non selettiva (SNCR);</li> <li>• Monitoraggio in continuo.</li> </ul>	
<p><b>PRESTAZIONI:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Livelli di emissione per impianti nuovi di CO: 30 – 100 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> 3%).</li> </ul>	
<p><b>Stato: Applicata</b> La caldaia sarà dotata bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub>. In particolare, la caldaia sarà di tipo “package” a circolazione naturale e per il controllo delle sue emissioni una frazione dei fumi in uscita sarà ricircolata in ingresso. La concentrazione emissiva di CO alla capacità produttiva è pari a 100 mg/Nm<sup>3</sup> (tenore di ossigeno del 3%). Le emissioni in aria di CO alla capacità produttiva rientrano nell'intervallo delle BAT. Viene previsto il monitoraggio in continuo delle emissioni.</p>	

<p><b>Emissioni di SO<sub>2</sub> e polveri da combustione di fuel gas</b> <i>MTD (BREF LCP pag. 479):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pre-trattamento di pulizia del fuel gas (ad es. con filtri a manica).</li> </ul>	
<p><b>PRESTAZIONI (BREF LCP pag. 479):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Livelli di emissione di SO<sub>2</sub> derivanti dall'uso di fuel gas pre-trattato: 5 – 20 mg/Nm<sup>3</sup>;</li> <li>• La combustione di fuel gas pre-trattato non produce emissione di polveri.</li> </ul>	
<p><b>Stato: Applicata</b> La caldaia è alimentata dal mix fuel gas/gas naturale. La concentrazione emissiva di SO<sub>2</sub> alla capacità</p>	

produttiva è pari a 35 mg/Nm<sup>3</sup> con tenore di ossigeno del 3%.

### 7.5. Acqua

<b>Acque meteoriche</b>
<b>MTD:</b> (BREF CWW pag. IX) <i>Le acque di dilavamento delle aree di stoccaggio di combustibili dovrebbero essere convogliate e sottoposte a trattamento prima di essere scaricate.</i>
<b>Stato:</b> <i>Applicata</i> Le acque meteoriche potenzialmente inquinabili da oli sono convogliate all'impianto trattamento reflui di raffineria (TAE).
<b>MTD:</b> (BREF CWW pag. VII e pag. 277) <i>La separazione delle acque di processo dalle acque di pioggia non contaminate e altre tipologie di rilasci di acque non contaminate.</i>
<b>Stato:</b> <i>Non applicata</i> Non è prevista la separazione tra acque di prima e seconda pioggia. Le acque reflue della centrale derivanti dal processo, da drenaggi e spurghi delle varie apparecchiature di impianti e della raccolta delle acque meteoriche sono convogliate attraverso i diversi sistemi di fognatura della raffineria all'impianto di trattamento refluo di raffineria (TAE).
<b>MTD:</b> (BREF CWW pag. VIII e pag. 279) <i>Per le acque meteoriche è considerata BAT:</i> <ul style="list-style-type: none"><li>• <i>convogliare le acque di pioggia non contaminate direttamente ad un corpo recettore, by-passando l'impianto di trattamento;</i></li><li>• <i>trattare le acque di pioggia provenienti da aree contaminate prima di scaricarle in un corpo recettore. In alcuni casi l'utilizzo delle acque di pioggia come acqua di processo può rappresentare un beneficio ambientale in quanto comporta la riduzione del consumo di acqua.</i></li></ul>
<b>Stato:</b> <i>Non applicata</i> Non è prevista la separazione tra acque di prima e seconda pioggia: le acque piovane confluiscono infatti in un'unica rete fognaria che raggiunge poi l'impianto di trattamento acque della raffineria (TAE).

### 7.6. Rifiuti

<b>MTD:</b> <i>Presenza di un sistema di gestione ambientale che preveda la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi. Presenza di buone procedure operative e di manutenzione dell'impianto.</i>
<b>Stato:</b> <i>Applicata</i> La centrale adotta un sistema di gestione ambientale certificato ISO 14001:2004.
<b>MTD:</b> <i>Caratterizzazione dei rifiuti attraverso analisi chimiche, separazione dei rifiuti in base alla loro tipologia, sistema interno di rintracciabilità di rifiuti.</i>
<b>Stato:</b> <i>Applicata</i> I rifiuti sono stoccati in base alla loro tipologia e sono individuate apposite aree.

### 7.7. Rumore

Per la componente rumore associata agli impianti di combustione, il Bref "Large Combustions Plants –2006" non riporta BAT specifiche. Tuttavia, nel paragrafo 3.12 di tale Bref vengono indicate le misure generalmente utilizzate per il controllo delle emissioni di rumore nei grandi impianti di combustione indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato. Nelle conclusioni di

Handwritten notes and signatures at the bottom of the page, including a large arrow pointing left, the number '153', and several illegible signatures.

tale paragrafo viene indicata la pianificazione dell'uso del suolo sia relativamente alla comunità circostante sia all'interno dello specifico sito industriale probabilmente come la migliore misura preventiva per evitare i problemi di rumore. Anche all'interno degli impianti dovrebbe essere applicato lo stesso principio, per esempio separando le aree di lavoro dalle apparecchiature rumorose.

La tecnologia per il controllo del rumore è principalmente basata su:

- racchiudere le macchine sorgenti di rumore;
- selezionare le strutture secondo la loro capacità di isolamento del rumore;
- usare silenziatori per i tubi di aspirazione e scarico;
- usare materiali che assorbono il rumore nei muri e nei soffitti;
- usare isolanti per le vibrazioni e collegamenti flessibili;
- usare un progetto dettagliato ad es. per prevenire le possibili emissioni di rumore attraverso aperture o per minimizzare le variazioni di pressione nelle tubazioni.

Sia la turbina a gas TG-7601 che il relativo generatore elettrico saranno installati all'interno di un cabinato insonorizzante, ciascuno dotato di sistema di ventilazione. La turbina a vapore TP-7601, il riduttore ed il generatore elettrico saranno installati all'interno di un cabinato insonorizzante, dotato di sistema di ventilazione.

La simulazione acustica effettuata mostra che presso i potenziali recettori R1 e R2 sono rispettati gli standard di qualità ambientale (SQA) richiesti.

#### 7.8. Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

<b>Riduzione contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee</b>
<i>MTD (BREF LCP pag. 387): Per ridurre il rischio di contaminazione del suolo e sottosuolo, le superfici su cui sono poste linee ed apparecchiature che contengono olii e combustibili liquidi devono essere pavimentate e devono convogliare le acque potenzialmente oleose verso un sistema di trattamento delle acque.</i>
<b>Stato: Parzialmente applicata</b> Le tubazioni dei combustibili liquidi utilizzati sono tutte su pipe rack aeree facilmente ispezionabili. Le apparecchiature e molte tubature che possono contenere combustibile liquido od olio lubrificante sono poste su superfici pavimentate che convogliano alla rete di raccolta acque potenzialmente oleose. Questa convoglia tutte le acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree pavimentate di centrale nella fogna acque accidentalmente oleose, che va nell'impianto di trattamento della raffineria. Alcune linee sono poste su pipe rack che corre su una limitata area di terreno non pavimentato.
<i>MTD (BREF ESB pag 265): Raggiungere un rischio trascurabile dell'inquinamento del suolo.</i>
<b>Stato: Applicata</b> La centrale è proprietaria del solo serbatoio di gasolio usato durante le emergenze e per l'avvio del TG-7501: questo è dotato di bacino di contenimento pari al 50% del suo contenuto massimo.

#### 7.9. Adeguato ripristino del sito alla cessazione dell'attività

Il Gestore non ha fornito indicazioni al riguardo.

Handwritten mark resembling a stylized 'S' or '7'.

### 8. CONSIDERAZIONI FINALI

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC, nella sua composizione descritta in premessa, sulla base:

- degli impegni assunti dal gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda di AIA, della modulistica e dei relativi allegati (DVA-2012-0017899 del 24/07/2012);
- delle ulteriori informazioni ricevute dal gestore per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati e dei chiarimenti e delle integrazioni documentali fornite nel corso dell'istruttoria, come risulta dai verbali citati in premessa;
- dei risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento;

propone all'Autorità Competente di procedere al rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale richiesta, prescrivendo al Gestore che l'impianto in oggetto sia esercito nel rispetto dei valori limite di emissione, delle prescrizioni e disposizioni e delle indicazioni del piano di monitoraggio e controllo, come di seguito riportato.

Handwritten signature or mark.

Handwritten signature or mark.

Handwritten mark resembling 'VS'.

Handwritten mark resembling 'S'.

Handwritten signature or mark.

Handwritten mark resembling 'U'.

Handwritten signature or mark.

Handwritten signature or mark.

Handwritten mark resembling a stylized 'S' or '7'.

Handwritten mark resembling '15'.

Handwritten mark resembling '7'.

Handwritten signature or mark.

Handwritten signature or mark.

Handwritten signature or mark.

Handwritten signature or mark.

## 9. PRESCRIZIONI

Le conclusioni di cui sopra vengono di seguito riportate con riferimento alle singole componenti ambientali a cui si riferiscono.

In considerazione di quanto dichiarato dal Gestore in merito agli aspetti che nell'assetto post-operam non subiranno variazioni rispetto all'assetto ante-operam, autorizzato con il decreto di AIA DVA-DEC-2010-274 del 24/05/2010, per tutto quanto non specificato di seguito, resta fermo l'obbligo del rispetto delle prescrizioni di cui al predetto decreto e delle prescrizioni di cui al decreto di AIA DVA-DEC-2010-273 del 24/05/2010 della raffineria ENI S.p.A. di Taranto.

### 9.1. Capacità produttiva

Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata. Il Gestore ha dichiarato che la nuova centrale avrà una potenza totale installata pari a 410 MWt. Ogni modifica del ciclo dovrà essere preventivamente comunicata all'autorità competente e di controllo, fatto salvo le eventuali ulteriori procedure previste dalla regolamentazione e/o legislazione vigente.

### 9.2. Approvvigionamento e stoccaggio materie prime ed ausiliarie e combustibili

In merito all'approvvigionamento e allo stoccaggio di materie prime, ausiliarie e combustibili il Gestore non dichiara variazioni rispetto all'assetto impiantistico ante-operam, precisando che il gas naturale sarà approvvigionato dal gasdotto di Snam Rete Gas. Resta quindi fermo l'obbligo del rispetto delle prescrizioni di cui al paragrafo 6.1 del parere allegato al decreto di AIA DVA-DEC-2010-274 del 24/05/2010.

Il gas di raffineria utilizzato come combustibile dovrà avere un contenuto di H<sub>2</sub>S inferiore a 150 mg/Nm<sup>3</sup>. In caso di mancato rispetto di tale limite, il gas dovrà essere sottoposto ad opportuni pretrattamenti al fine di ridurre le emissioni di SO<sub>2</sub>.

### 9.3. Aria

#### 9.3.1. Emissioni convogliate

Al fine di inquadrare e quindi definire le prescrizioni per l'esercizio tese a regolare le emissioni in atmosfera, nelle tabelle seguenti, oltre all'indicazione dei limiti prescritti, espressi in mg/Nm<sup>3</sup> come concentrazione media giornaliera sia per i gruppi TG-7501 e TG-7601 che per la caldaia F-7602, sono sintetizzati dati e informazioni relativi ai punti di emissione significativi dell'impianto dichiarati dal Gestore.

In particolare, nella tabella, per ciascun punto di emissione sono riportati:

- ♦ la descrizione dell'emissione (sigla, coordinate geografiche e descrizione),
- ♦ le caratteristiche costruttive del camino (altezza e area della sezione)
- ♦ le caratteristiche di esercizio (portata e % ossigeno)
- ♦ i limiti attualmente autorizzati
- ♦ le concentrazioni limite prescritte nel DLgs 152/2006
- ♦ le concentrazioni raggiungibili applicando le MTD, ove previste
- ♦ il sistema di riduzione dell'emissione presente.

Sigla camino	Coordinate Geografiche	Descrizione	Caratteristiche del camino		Sistema di riduzione installato	Portata alla capacità produttiva - nuovo assetto (Nm <sup>3</sup> /h)	% O <sub>2</sub>	Inquinanti emessi	Valori dichiarati dal Gestore (mg/Nm <sup>3</sup> )	Conc. limite da DLgs 152/06 (mg/Nm <sup>3</sup> )	Prestazioni BRef	Limite AIA** (mg/Nm <sup>3</sup> )
			Altezza (m)	Sezione (m <sup>2</sup> )								
E3	685857 X (m) 4484639 Y (m)	TG-7501 F-7503 (123+25 MWt)	100	13,07	Bruciatori DeNOx Fuel gas	452.657	15	SO <sub>2</sub>	18	-	5 - 20*	6
								NOx	50	50 (impianti nuovi -All. II alla parte V, parte II, sezione 4 B)	20 - 50 (impianti nuovi)	40
								CO	30	400 (impianti esistenti - All. I alla parte V, parte III, punto (4)) --- (impianti nuovi)	20 - 90 (impianti esistenti)	30
								Polveri	-	-	-	2
ME-7601/A	685782 X (m) 4484614 Y (m)	TG-7601 (127,5 MWt)	60	6,69	Bruciatori Dry-lowNOx Gas naturale	390.908	15	NOx	30	50	20 - 50	30
								CO	30	-	5 - 100	30
ME-7601/B	685781 X (m) 4484611 Y (m)	F-7602 (99,5 MWt)	60	2,68	Caldaia tipo "package" a circolazione naturale Fuel gas Gas naturale	96.460	3	SO <sub>2</sub>	35	35	5-20*	10
								NOx	100	200	50 - 100	50
								CO	100	250	30 - 100	90
								Polveri	-	5	< 5	2

\*Ossigeno di riferimento: 3% (cfr. BRef Mineral Oil and Gas Refineries)

\*\*I limiti riportati, in quanto già allineati alle migliori tecniche disponibili, comprendono la riduzione prevista dall'art. 5 della legge della Regione Puglia n. 7/99.

*[Handwritten signatures and notes in the right margin]*

Si prescrive, inoltre, che:

1. anche durante le fasi di avvio e spegnimento, ai soli fini reportistici, il Gestore dovrà monitorare in continuo le emissioni; le quantità di inquinanti emesse per ogni evento di avvio/spegnimento dovranno essere registrate e riportate nel report annuale. Il Gestore dovrà altresì predisporre e trasmettere ad ARPA Puglia un report trimestrale contenente tali dati. I quantitativi saranno riportati come quantità annue complessive e verranno, pertanto, incluse nel conteggio delle emissioni totali emesse nell'anno di riferimento;
2. il Gestore dovrà rendere disponibili in continuo all'ARPA Puglia, secondo le procedure di visualizzazione (via web) e trasmissione dei dati già predisposte dalla medesima Agenzia, i dati relativi alle concentrazioni rilevate mediante SME, confrontate coi valori limite prescritti;
3. il Gestore dovrà inoltre provvedere annualmente al popolamento del CET (Catasto delle emissioni territoriali), nei termini di cui alla DGR 180/2014 e secondo le indicazioni di ARPA Puglia;
4. per quanto riguarda la gestione dei transitori e dei dati relativi a dette fasi, il Gestore, entro 6 mesi dalla messa in esercizio dell'impianto dovrà predisporre un Piano di Monitoraggio dei transitori, a integrazione del PMC, da trasmettere all' Autorità di Controllo. Tale Piano dovrà indicare le portate dei fumi emesse, i flussi di massa degli inquinanti, il numero e tipo degli avviamenti/spegnimenti, i tempi di durata, il tipo e il quantitativo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario. Tali dati dovranno essere inseriti nel report annuale trasmesso all'Autorità Competente;
5. tutti i limiti in concentrazione saranno applicabili ai periodi di normale funzionamento del singolo gruppo che presenti carico superiore al minimo tecnico. Restano quindi esclusi i transitori (avviamenti e fermate dell'impianto);
6. il Gestore è tenuto a comunicare all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo, con un anticipo di 30 giorni, la data di messa in esercizio (collaudo ed avviamento indicato nel programma preliminare di realizzazione dell'impianto). Il periodo intercorrente tra la messa in esercizio e la messa a regime (marcia commerciale) dell'impianto non potrà essere superiore a 4 mesi, conformemente a quanto indicato dal Gestore nel medesimo programma;
7. il Gestore dovrà comunicare alle Autorità Competente e di Controllo qualunque variazione delle soglie di minimo tecnico indicate per i gruppi TG5 e TG6 e per la caldaia F-7602, specificando le condizioni che lo hanno determinato;
8. i sistemi di monitoraggio in continuo previsti su tutti i camini dovranno essere adeguati alla norma UNI EN 14181;
9. il Gestore dovrà comunicare, entro 30 giorni dal rilascio dell'AIA, all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo gli eventuali impianti e attività le cui emissioni convogliate sono scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico ai sensi dell'art. 272, comma 1 del D.Lgs. 152/2006 e smi..

Le emissioni in atmosfera dovranno essere sottoposte a controllo analitico secondo modalità e frequenze definite nel PMC.

### 9.3.2. Emissioni diffuse e fuggitive

Il Gestore dovrà fornire entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA una stima della tipologia di composti che costituiscono le emissioni diffuse di COV, nonché un piano di monitoraggio delle emissioni odorigene.



Il Gestore dovrà trasmettere all'Autorità Competente, entro 6 mesi dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, un programma di manutenzione periodica finalizzato all'individuazione delle perdite e alle relative riparazioni LDAR (Leak Detection and Repair) al fine di monitorare e ridurre le emissioni fuggitive. Tale programma, aggiornato in funzione delle modifiche impiantistiche e/o gestionali, dovrà essere implementato secondo le modalità indicate nel PMC e, ove possibile, raccordato con il programma LDAR prescritto per gli impianti di raffinazione di cui al decreto di AIA DVA-DEC-2010-273 del 24/05/2010, paragrafo 5.1.4.5.

Il Gestore dovrà inoltre effettuare, per la parte degli impianti asservita all'alimentazione di fuel gas, il monitoraggio con frequenza annuale per due anni dalla messa a regime mirato alla caratterizzazione (quali/quantitativa e non solo stimata) di sostanze presenti nelle emissioni fuggitive presso valvole, flange, prese campione, ecc. Gli esiti di tale monitoraggio dovranno essere trasmessi all'Autorità di controllo per le successive valutazioni, al fine di segnalare all'Autorità competente eventuali criticità.

#### 9.4. Scarichi idrici

Gli scarichi parziali delle acque di raffreddamento della centrale SC1-1, SC1-2, SC2-1, SC2-2 e SC3-3 che convogliano nel canale finale di Raffineria (Scarico A) e da qui nel corpo idrico recettore, il Mar Grande di Taranto, sono autorizzati nel rispetto dei valori limite indicati dal D.Lgs. 152/06 e smi., allegato 5 alla parte terza, tabella 3 per gli scarichi in acque superficiali.

Per lo scarico A, scarico finale della Raffineria, il Gestore, oltre rispettare quanto prescritto dal decreto di AIA della Raffineria DVA-DEC-2010-273 del 24/05/2010, deve garantire il rispetto di quanto indicato dal D.Lgs. 152/06 e smi., allegato 5 alla parte terza, tabella 3, nota (1) per il parametro Temperatura per gli scarichi in mare.

Il Gestore dovrà fornire entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA all'Autorità Competente una relazione relativa alla verifica del sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche nei termini di cui al Regolamento della Regione Puglia n. 26 del 9 dicembre 2013, e proporre gli interventi di risanamento eventualmente necessari. Entro lo stesso termine temporale, il Gestore dovrà altresì fornire all'Autorità Competente una relazione relativa agli esiti della verifica dell'integrità delle attuali superfici impermeabili, tenuto conto anche dei prossimi interventi relativi al progetto di adeguamento della centrale, ed eventualmente proporre i necessari interventi di risanamento.

#### 9.5. Rifiuti

In merito a tale aspetto il Gestore non dichiara variazioni rispetto all'assetto impiantistico ante-operam. Resta quindi fermo l'obbligo del rispetto delle prescrizioni di cui al paragrafo 6.7 del parere allegato al decreto di AIA DVA-DEC-2010-274 del 24/05/2010.

#### 9.6 Rumore

Resta fermo l'obbligo del rispetto delle prescrizioni di cui al paragrafo 6.6 del parere allegato al decreto di AIA DVA-DEC-2010-274 del 24/05/2010 nonché delle prescrizioni riportate a pag. 129 del parere allegato al decreto di AIA DVA-DEC-2010-273 del 24/05/2010 della raffineria ENI S.p.A di Taranto.

#### 9.7 Dismissioni e ripristino dei luoghi

Entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA, il Gestore dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente un apposito piano in relazione agli interventi di dismissione totale dell'impianto, nonché un apposito piano in relazione agli interventi di dismissione parziale previsti dal progetto di adeguamento della centrale. I citati piani dovranno essere comprensivi degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. I piani dovranno comprendere anche

un programma di indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli delle aree dismesse e delle acque sotterranee e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del D.Lgs 152/06 e s.m.i..

#### **9.8. Altre prescrizioni**

Di seguito si riportano le prescrizioni di cui alla nota presentata dalla Regione Puglia prot. n. 2088 del 20 maggio 2014, recepite sulla base degli esiti della Conferenza dei Servizi del 21 maggio 2014 di cui al verbale prot. n. DVA/2014/15587 del 22/05/2014 e della riunione del Gruppo istruttore del 21 maggio 2014 di cui al verbale prot. n. CIPP-00-2014-990 del 23/05/2014.

Si prescrive al Gestore il monitoraggio trimestrale delle emissioni di IPA dal camino E3 e dalla canna B (ME-7601/B) del nuovo camino bi-canne della durata di un anno dalla messa a regime. Gli esiti di tale monitoraggio dovranno essere trasmessi all'Autorità di controllo per le successive valutazioni, al fine di segnalare all'Autorità competente eventuali criticità;

- entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, il Gestore dovrà installare idonei contatori per la misurazione volumetrica di tutte le acque in entrata e in scarico;
- entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, il Gestore deve consentire all'Autorità di controllo e agli Enti locali, secondo prefissati livelli e password, l'accesso in tempo reale ai sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera.

#### **9.9 Prescrizioni da procedimenti autorizzativi**

Vale quanto previsto al Capitolo 7 del parere allegato al decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2010-274 del 24/05/2010, nonché quanto previsto al capitolo 8 del parere allegato al decreto di AIA DVA-DEC-2010-273 del 24/05/2010 della raffineria ENI S.p.A. di Taranto.

✓ 3

### 10. BENEFICI AMBIENTALI

L'adeguamento della centrale ex EniPower della raffineria ENI S.p.A. di Taranto, oggetto del presente parere, comporta, rispetto all'attuale assetto (ante-operam), i benefici ambientali di seguito riportati:

- a. sostanziale riduzione delle emissioni in atmosfera:

**Emissioni in atmosfera alla capacità produttiva espresse in flusso di massa per l'intero impianto**

Inquinante	Emissioni (t/a) autorizzate	Emissioni (t/a) Assetto futuro calcolate in base ai VLE prescritti	Δ Riduzione delle emissioni (t/a) alla massima capacità produttiva
NO <sub>x</sub>	900*	268,6	631,4
CO	670**	268,3	401,7
SO <sub>2</sub>	795*	56,3	738,7
Polveri	134**	8,0	126

✓

\*da Decreto AIA DVA-DEC-274 del 24.05.2010 come limite in flusso di massa da rispettare a seguito di completamento adeguamenti

\*\* calcolato in base alla portata massima e ad un numero di ore di funzionamento pari a 8760/anno.

✓

- b. riduzione del consumo annuale di acqua di mare utilizzata per il raffreddamento, pari a ca. 20.000.000 m<sup>3</sup>:

**Consumo annuale di acqua di mare utilizzata per il raffreddamento**

Consumo Assetto attuale(m <sup>3</sup> /a) (dato dichiarato dal Gestore)	Consumo Assetto futuro (m <sup>3</sup> /a) alla massima capacità produttiva	Δ Riduzione delle emissioni (m <sup>3</sup> /a) alla massima capacità produttiva
ca. 32.000.000*	ca.12.000.000**	20.000.000

✓

✓

✓

✓

\*Dato dichiarato da Enipower S.p.A. con le integrazioni alla domanda di AIA dell'attuale centrale trasmesse con nota prot. n. EPTA/CP/04022011 del 04.02.2011, acquisita dal MATTM al prot. DVA-2011-3425 del 14.02.2011. Il dato è sostanzialmente confermato da quanto dichiarato dal Gestore in merito agli scarichi di acque di raffreddamento, nell'allegato 10 della documentazione integrativa trasmessa con nota prot. ADME 85/2013 del 16.09.2013, acquisita dal MATTM al prot. DVA-2013-2186 del 19.09.2013.

\*\*Dato dichiarato dal Gestore nell'allegato C.6 dell'istanza di AIA per il progetto di adeguamento oggetto del presente parere.

✓

✓

✓

15 3

Pagina 15 di 162

## 11. DURATA RINNOVO E RIESAME

L'articolo 29-octies del D.Lgs 152/06 e s.m.i. stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	Riferimento al D.Lgs. 152/06
5 anni	Casi comuni	Comma 1, art. 29-octies
6 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 3, art. 29-octies
8 anni	Impianto registrato ai sensi regolamento (CE) n. 761/2001	Comma 2, art. 29-octies

Rilevato che il Gestore è già in possesso della certificazione del proprio impianto secondo la norma UNI EN ISO 14001, l'Autorizzazione Integrata Ambientale **ha validità 6 anni**.

In virtù del comma 1 dell'art. 29-octies del D.Lgs. 152/06, il Gestore prende atto che l'AC durante la procedura di rinnovo potrà aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

In virtù del comma 4 dell'art. 29-octies del D.Lgs. 152/06, il Gestore prende atto che l'AC può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando:

- l'inquinamento provocato dall'impianto è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite;
- le MTD hanno subito modifiche sostanziali che consentono una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi eccessivi;
- la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche;
- nuove disposizioni comunitarie o nazionali lo esigono;
- in caso di notifica, nei termini di cui al punto 6 dell'art. 6 della citata L.R. Puglia n. 21/2012, di criticità emerse dalla valutazione del danno sanitario (VDS), in corso sulla base delle linee guida di cui al R.R. n. 24 del 03/10/2012, entro trenta giorni da detta notifica, su istanza della Regione Puglia, l'AIA è soggetta a riesame al fine di assicurare il raggiungimento degli obiettivi di salvaguardia della salute dei cittadini e dell'ambiente.

## 12. OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Dalla consultazione del sito <http://aia.minambiente.it> non risultano pervenute osservazioni.

### **13. Tariffa Istruttoria**

Il Gestore, con nota prot. RIST/PAC-B n. 07/12 del 24/07/2012, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA-2012-0017889 del 24/07/2012, ha trasmesso l'attestazione del versamento della tariffa istruttoria pari a € 32.050,00, come previsto dal D.M. 24/04/2008.

*[Handwritten mark]*

#### 14. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto dal Gestore e approvato da ISPRA, già individuato quale Autorità di controllo dal MATTM, ad esito del parere istruttorio costituisce parte integrante dell' AIA per l'impianto in riferimento.

Nell' attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l' obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA, alla Provincia e ai Comuni interessati;
- comunicazione all'autorità competente, ISPRA ed ARPA territorialmente competente, dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ISPRA ed ARPA territorialmente competente, nei casi di malfunzionamenti o incidenti, e conseguente valutazione degli effetti ambientali generatisi.
- Le modalità per le suddette comunicazioni sono contenute nel piano di monitoraggio e controllo allegato al presente parere.

Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal Gestore dell'impianto.

Il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.

Il Gestore entro i 6 mesi successivi alla messa in marcia dell'impianto concorda con l'Autorità di controllo ISPRA e ARPA il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.

Entro 6 mesi dalla messa in marcia dell'impianto il Gestore deve applicare le modalità contenute nel PMC.

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

153

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

**ALLEGATO 2: Piano di Monitoraggio e Controllo di cui al parere istruttorio AIA (CIPPC 00-2014-0001642 del 26/9/2014 e acquisito al prot. CTVA 2014 -3360 del 02/10/2013)**

## INDICE

<b><u>PREMESSA</u></b> .....	<b>122</b>
FINALITÀ DEL PIANO .....	122
<u>PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO</u> .....	122
<i>Obbligo di esecuzione del piano</i> .....	122
<i>Divieto di miscelazione</i> .....	122
<i>Funzionamento dei sistemi</i> .....	123
<b><u>1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME</u></b> .....	<b>123</b>
CONSUMI DI MATERIE PRIME .....	123
CONSUMI IDRICI .....	124
PRODUZIONE E CONSUMI ENERGETICI .....	124
CARATTERISTICHE DEI COMBUSTIBILI PRINCIPALI.....	125
AREE E SERBATOI DI STOCCAGGIO E LINEE DI DISTRIBUZIONE DEI COMBUSTIBILI LIQUIDI.....	126
<b><u>2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA</u></b> .....	<b>127</b>
IDENTIFICAZIONE DEI PUNTI DI EMISSIONE CONVOGLIATA .....	127
EMISSIONI DAI CAMINI E PRESCRIZIONI RELATIVE .....	127
PRESCRIZIONI SUI TRANSITORI .....	134
EMISSIONI DA SORGENTI RITENUTE NON SIGNIFICATIVE DAL GESTORE.....	134
EMISSIONI DI TIPO NON CONVOGLIATO.....	135
METODI DI ANALISI IN CONTINUO DI EMISSIONI AERIFORMI CONVOGLIATE.....	135
METODI DI ANALISI DI RIFERIMENTO (MANUALI E STRUMENTALI) DI EMISSIONI CONVOGLIATE DI AERIFORMI .....	137
<b><u>3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA</u></b> .....	<b>139</b>
IDENTIFICAZIONE SCARICHI IDRICI .....	139
MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI.....	139
MONITORAGGIO DELLE ACQUE SOTTERRANEE .....	140
METODI DI MISURA DEGLI INQUINANTI NELLE ACQUE DI SCARICO E SOTTERRANEE .....	141
<b><u>4. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI</u></b> .....	<b>147</b>
METODO DI MISURA DEL RUMORE.....	147
<b><u>5. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI</u></b> .....	<b>148</b>
<b><u>6. ATTIVITA' DI QA/QC</u></b> .....	<b>149</b>
SISTEMA DI MONITORAGGIO IN CONTINUO DELLE EMISSIONI (SME) .....	149
CAMPIONAMENTI MANUALI ED ANALISI IN LABORATORIO DI CAMPIONI GASSOSI.....	150
ANALISI DELLE ACQUE IN LABORATORIO .....	151
CAMPIONAMENTI DELLE ACQUE.....	151
STRUMENTAZIONE DI PROCESSO UTILIZZATA A FINI DI VERIFICA DI CONFORMITÀ .....	152
CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE .....	152
<b><u>7. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC</u></b> .....	<b>153</b>
DEFINIZIONI .....	153



✓

FORMULE DI CALCOLO ..... 154

VALIDAZIONE DEI DATI ..... 154

INDISPONIBILITÀ DEI DATI DI MONITORAGGIO ..... 154

EVENTUALI NON CONFORMITÀ ..... 155

OBBLIGO DI COMUNICAZIONE ANNUALE ..... 155

*Dati generali* ..... 155

*Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale* ..... 155

*Gestione materie prime* ..... 155

*Emissioni – ARIA* ..... 156

*Immissioni – ARIA* ..... 156

*Emissioni per l'intero impianto – ACOUA* ..... 156

*Immissioni – ACOUA* ..... 156

*Controllo delle acque sotterranee* ..... 156

*Emissioni per l'intero impianto – RIFIUTI* ..... 156

*Emissioni per l'intero impianto – RUMORE* ..... 156

*Unità di raffreddamento* ..... 156

*Eventuali problemi gestione del piano* ..... 156

*Gestione e presentazione dei dati* ..... 157

**8. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITÀ DI CONTROLLO ..... 158**

ATTIVITÀ A CARICO DELL'AUTORITÀ DI CONTROLLO (PREVISIONE) ..... 159

Handwritten notes and signatures on the right margin, including a large signature at the top right and several initials and marks below.

Handwritten notes and signatures at the bottom of the page, including a large signature and several initials.

## **1 PREMESSA**

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) rappresenta parte essenziale dell'autorizzazione integrata ambientale ed il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite per il campionamento e delle modalità di esecuzione dei previsti controlli e misure.

Il presente PMC è conforme alle indicazioni della Linea Guida in materia di "Sistemi di Monitoraggio" che costituisce l'Allegato II del Decreto 31 gennaio 2005 recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372" (Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 Giugno 2005).

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Gestore deve dotarsi di una struttura, adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali, necessarie azioni correttive.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare a propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dal presente PMC.

### **1.1 Finalità del piano**

In attuazione dell'art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il presente PMC ha la finalità principale della verifica di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

### **1.2 Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano**

#### ***Obbligo di esecuzione del piano***

Il Gestore dovrà eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio e Controllo.

#### ***Divieto di miscelazione***

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione delle emissioni, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

*[Handwritten mark]*

### Funzionamento dei sistemi

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"<sup>5</sup> durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo, si stabilisce inoltre che:

1. In caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Autorità di controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito.
2. La strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.

*[Handwritten mark]*

## 2 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

### 2.1 Consumi di materie prime

Devono essere registrati i consumi dei combustibili (fuel gas, gas naturale e gasolio) e gli approvvigionamenti delle altre materie prime utilizzate; per ciascuno di loro devono essere forniti i dati riportati nella seguente tabella.

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten marks]*

<sup>5</sup> Un sistema o componente è definito operabile se la prova periodica, condotta secondo le indicazioni di specifiche norme di sorveglianza e delle relative procedure di sorveglianza, hanno avuto esito positivo.

*[Handwritten marks]*

*[Handwritten marks]*

**Tabella 1: Consumi di sostanze e combustibili**

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Fuel gas	TG 7501+F7503 F-7602	Contatori	Quantità totale	t	In fase di utilizzo	Registrazione su file
Gas naturale	TG 7601+F7601 F-7602	Contatori	Quantità totale	Sm <sup>3</sup>	In fase di utilizzo	Registrazione su file
Gasolio	Avviamento TG7501+F7503	Flussimetro	Quantità totale	t	Ad accensione	Registrazione su file
Gasolio	Alimentazione altre utenze	Misura/stima indiretta	Quantità totale	t	Mensile	Registrazione su file
Altre materie prime	Varie	Stima dei consumi sulla base del quantitativo ricevuto a meno delle scorte	Quantità totale	t	Mensile	Registrazione su file

## 2.2 Consumi idrici

Deve essere registrato il consumo di acqua, come precisato nella tabella di seguito riportata.

**Tabella 2: Consumi idrici**

Tipologia di prelievo	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua mare	Raffreddamento	Contatore	Quantità consumata	m <sup>3</sup>	Mensile	Registrazione su file
Acqua da raffineria (acqua dissalata, ritorno condense)	Processo	Contatore	Quantità consumata	m <sup>3</sup>	Mensile	Registrazione su file
Acqua potabile	Igienico-sanitario	Contatore	Quantità consumata	m <sup>3</sup>	Mensile	Registrazione su file

## 2.3 Produzione e consumi energetici

Si devono registrare, con cadenza giornaliera, i dati di produzione e consumo di energia elettrica secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella.

Tabella 3: Produzione e consumi di energia elettrica

Descrizione	Unità di misura	Frequenza	Modalità di registrazione dei controlli
Energia elettrica prodotta per ogni gruppo di produzione	MWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file
Ore di funzionamento di ogni gruppo di produzione	h	Giornaliera	Registrazione su file
Energia elettrica immessa in rete	MWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file
Energia elettrica auto-consumata	MWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file
Energia elettrica importata	MWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file

#### 2.4 Caratteristiche dei combustibili principali

Per il gas naturale il Gestore dovrà fornire, con cadenza semestrale, copia della scheda delle relative caratteristiche chimiche.

Il fuel gas utilizzato, in accordo a quanto dichiarato dal Gestore, deve essere caratterizzato mensilmente in termini di portata, pressione, potere calorifico e composizione media (incluso il contenuto di H<sub>2</sub>S) tramite campionamento e analisi di laboratorio.

Per il gasolio deve essere prodotta una scheda tecnica (elaborata dal fornitore o redatta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) che riporti quanto indicato nella tabella seguente ove si distinguono, con asterisco, i metodi di misura a cui è necessario far riferimento in base al D.Lgs. 152/2006, Parte V, Allegato X e, senza asterisco, i metodi di misura indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Tabella 4: Parametri caratteristici del gasolio

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	%p	Annuale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	%v	Annuale	ISO 3735* e ISO 3733*
Viscosità a 40°C	°E	Annuale	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	Annuale	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/mc	Annuale	UNI EN ISO 3675/12185
PCB/PCT	mg/kg	Annuale	EN 12766*
Nichel + Vanadio	mg/kg	Annuale	UNI EN ISO 13131*

## 2.5 Aree e serbatoi di stoccaggio e linee di distribuzione dei combustibili liquidi

Il Gestore dovrà controllare, semestralmente, mediante ispezione visiva tutti i serbatoi fuori terra ed i relativi bacini di contenimento, al fine di assicurarne l'efficienza.

Per la gestione del serbatoio e delle linee di distribuzione del gasolio deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo riportate nella seguente tabella.

**Tabella 5: Monitoraggio e controllo del serbatoio e delle linee di distribuzione del gasolio**

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/registrazione dati
Sversamenti accidentali serbatoi	Eeguire manutenzione procedurizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del gasolio	Ispezione visiva	Semestrale	Registrazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato)
Emissioni fuggitive	Effettuare manutenzioni procedurizzate dei sistemi di spurgo all'atmosfera	Ispezione visiva	Semestrale	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date
Sversamenti accidentali linee di distribuzione	Effettuare controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione combustibili	Ispezione visiva e/o strumentale per linee interrate	Semestrale	Registrazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato)

### 3 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

#### 3.1 Identificazione dei punti di emissione convogliata

Per quanto attiene all'identificazione dei punti di emissione in atmosfera, quelli da considerare sono riportati nella seguente tabella in cui sono riassunte le informazioni principali.

**Tabella 6: Punti di emissione convogliata**

Punto di emissione	Descrizione	Coordinate geografiche		Altezza [m]	Sezione [m <sup>2</sup> ]
		X (m)	Y (m)		
E3	TG-7501 F-7503 (123+25 MWt)	685857	4484639	100	13,07
ME-7601/A	TG-7601 F-7601 (127,5+35 MWt)	685782	4484614	60	6,69
ME-7601/B	F-7602 (99,5 MWt)	685781	4484611	60	2,68

Su ognuno dei punti riportati in tabella devono essere realizzate due prese del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e, per ogni presa, deve essere prevista una controflangia con foro filettato 3" gas. Tali prese devono stare ad un'altezza compresa tra 1,3 e 1,5 m dal piano di calpestio. Deve, altresì, essere realizzata una piattaforma di lavoro provvista di una copertura continua antiscivolo di tipo rimovibile.

Sul camino E3 e sul camino che raggruppa le canne ME-7601/A e ME-7601/B la piattaforma deve avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m<sup>2</sup> e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 Vac e 24 Vcc, nonché una presa telefonica per contattare la sala controllo.

Il punto di prelievo deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa e deve essere dotato di montacarichi per il trasporto dell'attrezzatura, con portata fino a 300 kg ed adatto a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 m.

Caratteristiche e modalità diverse da quelle sopra descritte possono essere adottate dal Gestore se saranno ritenute equivalenti dall'Autorità di Controllo.

#### 3.2 Emissioni dai camini e prescrizioni relative

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle successive tabelle.

**Tabella 7: Parametri da misurare per il punto di emissione E3**

Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Durata della fase di avvio e spegnimento	Parametro conoscitivo	Misura ad evento della durata di avvio e spegnimento	Registrazione su file dei tempi di transitorio
Durata di funzionamento	Parametro conoscitivo	Misura ad evento del tempo complessivo di funzionamento normale <sup>6</sup>	Registrazione su file dei tempi di funzionamento normale
Quantità fuel gas	Parametro operativo	Misura continua	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
Temperatura, pressione, portata, tenore di vapore acqueo e tenore di ossigeno	Parametri operativi	Misura continua	Registrazione su file
CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale
	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
NO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale
	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di NO <sub>x</sub> con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
SO <sub>2</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua per singola sezione	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale
	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di SO <sub>2</sub> con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento

<sup>6</sup> Il funzionamento normale esclude i transitori di avvio/spegnimento.



.Polveri	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale
	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di polveri con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
SOV	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura continua	Registrazione su file
CH <sub>4</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
COVNM	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
HFC - CFC - PFC	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
PM <sub>10</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
PM <sub>2,5</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Benzene	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
IPA	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
HCl	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
HF	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Aldeide formica	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
H <sub>2</sub> S	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento	Registrazione su file

Handwritten notes and signatures on the right margin, including a large 'Q' and 'VS', and several other illegible marks.

Handwritten signatures and marks at the bottom of the page, including a large 'S' and '3'.

		manuale ed analisi di laboratorio	
HBr	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Metalli (As, Be, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Pd, Pt, Rh, Sb, Se, Sn, Te, Tl e V)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
CO <sub>2</sub>	Parametro conoscitivo	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission trading"	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission trading"

Tabella 8: Parametri da misurare per il punto di emissione ME-7601/A

Parametro	Limite / prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Durata della fase di avvio e spegnimento	Parametro conoscitivo	Misura ad evento della durata di avvio e spegnimento	Registrazione su file dei tempi di transitorio
Durata di funzionamento	Parametro conoscitivo	Misura ad evento del tempo complessivo di funzionamento normale	Registrazione su file dei tempi di funzionamento normale
Quantità gas naturale	Parametro operativo	Misura continua	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
Temperatura, pressione, portata, tenore di vapore acqueo e tenore di ossigeno	Parametri operativi	Misura continua	Registrazione su file
CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale
	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
NO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale

	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di NO <sub>x</sub> con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
SO <sub>2</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Polveri	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
PM <sub>10</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
PM <sub>2,5</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
COV (in COT)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Aldeide formica (HCHO)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
CO <sub>2</sub>	Parametro conoscitivo	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission trading"	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission trading"

**Tabella 9: Parametri da misurare per il punto di emissione ME-7601/B**

Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Durata della fase di avvio e spegnimento	Parametro conoscitivo	Misura ad evento della durata di avvio e spegnimento	Registrazione su file dei tempi di transitorio
Durata di funzionamento	Parametro conoscitivo	Misura ad evento del tempo complessivo di funzionamento normale	Registrazione su file dei tempi di funzionamento normale
Quantità gas naturale	Parametro operativo	Misura continua	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
Quantità fuel gas	Parametro operativo	Misura continua	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
Temperatura, pressione, portata, tenore di vapore acqueo e	Parametri operativi	Misura continua	Registrazione su file

tenore di ossigeno			
CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale
	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
NO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale
	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di NO <sub>x</sub> con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
SO <sub>2</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua per singola sezione	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale
	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di SO <sub>2</sub> con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
Polveri	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale
	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di polveri con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
SOV	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura continua	Registrazione su file
CH <sub>4</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
COVNM	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di	Registrazione su file

		laboratorio	
HFC - CFC - PFC	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
PM <sub>10</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
PM <sub>2,5</sub>	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Benzene	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
IPA	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
HCl	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
HF	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Aldeide formica	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
H <sub>2</sub> S	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
HBr	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Metalli (As, Be, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Pd, Pt, Rh, Sb, Se, Sn, Te, Tl e V)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
CO <sub>2</sub>	Parametro conoscitivo	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission trading"	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission trading"

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

I risultati delle analisi relative ai flussi convogliati E3 e ME-7601/A devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e di 101,3 kPa e normalizzati al 15% di ossigeno.

I risultati delle analisi relative al flusso convogliato ME-7601/B devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e di 101,3 kPa e normalizzati al 3% di ossigeno.

In tutti i casi, la misurazione in continuo del tenore di vapor acqueo dell'effluente gassoso può non essere effettuata qualora l'effluente gassoso prelevato sia essiccato prima dell'analisi delle emissioni.

Il Gestore dovrà consentire agli Organi di controllo e agli Enti locali, entro 6 mesi dal rilascio dell'autorizzazione, secondo prefissati livelli e password, l'accesso in tempo reale ai sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera.

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre preventivamente concordato con l'Autorità di Controllo.

### 3.3 Prescrizioni sui transitori

Il Gestore, entro 6 mesi dalla messa in esercizio dell'impianto, deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori, nel quale indicare le portate dei fumi emessi, i flussi di massa degli inquinanti, il numero e tipo degli avviamenti/spegnimenti, i tempi di durata, il tipo e il quantitativo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario.

### 3.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore

Per i punti di emissione convogliata relativi a eventuali sorgenti ritenute non significativi dal Gestore (gruppi di emergenza, motopompe antincendio) si richiede un rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Autorità di controllo che, per ciascun punto di emissione individuato con coordinate geografiche, riporti le informazioni indicate nella seguente tabella.

**Tabella 10: Informazioni relative ai punti di emissione convogliata non significativi**

Gruppi di emergenza e motopompa antincendio		
Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Utilizzo di gasolio	Misura/stima mensile dei quantitativi	Registrazione mensile su file della quantità di combustibile impiegato
Numero e durata degli avviamenti	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo dei motori	Registrazione su file
Registrazione delle emissioni di SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , CO e polveri	Misura/stima annuale	Registrazione su file

In relazione agli sfiati dei serbatoi e silos dovranno essere eseguite le verifiche indicate nella seguente tabella.

**Tabella 11: Verifiche di tutti gli sfiati serbatoi e silos**

Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Verifica sfiati	Ispezione visiva mensile	Annotazione su registro delle manutenzioni delle date di esecuzione

		delle ispezioni sugli impianti ed esito. Nel caso di manutenzioni, registrare la descrizione del lavoro effettuato
Intervallo di valori del $\Delta P$	Misura del valore di $\Delta P$ in continuo su ogni sfiato dotato di sistema di filtraggio	Verifica quotidiana e registrazione su file dei valori di $\Delta P$ misurato
Nel caso di valori anomali effettuare un intervento di manutenzione per il ripristino della funzionalità del filtro	Se necessaria	Nel caso di interventi di manutenzione riportare le date di inizio e fine operazione, causa e tipologia di intervento realizzato

In relazione alle cappe aspiranti dei laboratori dovranno essere eseguite le verifiche indicate nella seguente tabella.

**Tabella 12: Verifiche di tutte le cappe aspiranti dei laboratori**

Descrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Verifica cappe e condotti di aspirazione	Ispezione visiva e manutenzione mensile secondo specifiche del manuale d'uso della cappa	Annotazione su registro delle manutenzioni delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito. Nel caso di manutenzioni, registrare la descrizione del lavoro effettuato

**3.5 Emissioni di tipo non convogliato**

Il Gestore dovrà fornire entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA una stima della tipologia di composti che costituiscono le emissioni diffuse di COV, nonché un piano di monitoraggio delle emissioni odorigene.

Il Gestore dovrà trasmettere all'Autorità Competente, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, un programma di manutenzione periodica finalizzato all'individuazione delle perdite e alle relative riparazioni al fine di monitorare e ridurre le emissioni fuggitive. Tale programma dovrà essere implementato, ove possibile, raccordato con il programma LDAR della raffineria (decreto AIA raffineria paragrafo 5.1.4.5).

Il Gestore dovrà inoltre effettuare, per la parte degli impianti asservita all'alimentazione di fuel gas, il monitoraggio con frequenza annuale per due anni dalla messa a regime mirato alla caratterizzazione (quali/quantitativa e non solo stimata) di sostanze presenti nelle emissioni fuggitive presso valvole, flange, prese campione, ecc.

I risultati di tutte queste attività devono essere trasmessi all'Autorità Competente e di Controllo.

**3.6 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate**

Handwritten notes and signatures on the right margin, including the letters 'Vs', 'R', 'S', 'u', and 'V'.

Large handwritten signature and notes at the bottom of the page, including the word 'Pagina 135 di 162'.

La norma di riferimento per la assicurazione della qualità dei sistemi di misurazione in continuo delle emissioni in aria (SME) è la **UNI EN 14181:2005** - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

La seguente tabella elenca, dove disponibili, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse ai camini della centrale termoelettrica.

Nel caso di mancanza di standard internazionali e nazionali si raccomanda di utilizzare strumentazione con principi di misura che siano già ampiamente sperimentati e che diano, sia in termini di qualità del dato sia in termini di affidabilità di utilizzo, estesa garanzia di prestazioni.

È possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi indicati nella seguente tabella o con i metodi di riferimento.

**Tabella 13: Metodi di analisi in continuo**

Punto di emissione	Inquinante/parametro fisico	Metodo
Camini E3, canna ME-7601/A e canna ME-7601/B	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi tabella 20
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi tabella 20
	Flusso	ISO 14164
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui
	NO <sub>x</sub>	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
	NH <sub>3</sub>	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi quali: US EPA method CTM-027 (formalmente method 206) o US EPA method 26. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
	SO <sub>2</sub>	UNI 10393, ISO 7935
	Cloro	NIOSH 6011
	Polveri totali	Non esistono metodi normalizzati strumentali, ma solo metodi normalizzati manuali quali: UNI EN 13284-1. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi strumentali continui, si segnalano i metodi a trasmissione ottica (opacimetri), i metodi a diffusione di luce ed i metodi con prelievo isocinetico, filtrazione e misurazione dell'attenuazione dei raggi β.

Le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella 20.



Per consentire l'accurata determinazione degli ossidi d'azoto e del monossido di carbonio anche durante gli eventi di avvio/spegnimento la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini di NO<sub>x</sub> e CO deve essere a doppia scala di misura (con fondo scala rispettivamente pari a 150% del limite in condizioni di funzionamento normale e 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita dal produttore) o devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

### 3.7 *Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi*

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati, nonché, in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo, saranno i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive ed infine sono anche i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

Il Gestore può proporre all'Autorità di Controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza l'Autorità di Controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

**Norma UNI EN 10169:2001** - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni dodici mesi.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO<sub>2</sub> e NO<sub>2</sub>. Allegato 1 al DM 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1988, n. 203".

**Norma UNI EN 14792:2006** per NO<sub>x</sub>.

**Norma UNI EN 14791:2006** per SO<sub>2</sub>.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di HCl e HF. Allegato 2 al DM 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n. 203".

**Norma UNI EN 1911-1,2,3:2000** per HCl

**Norma UNI 10787:1999** per HF

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di IPA Allegato 3 al DM 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n. 203".

**Norma ISO 11338-1,2** per gli IPA campionamento isocinetico e determinazione con HPLC o GC-MS

**Norma UNI EN 14789:2006** per O<sub>2</sub> in flussi gassosi convogliati.

**Norma UNI EN 14790:2006** per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

**Norma UNI EN 15058:2006** per CO in flussi gassosi convogliati.

**Norma US EPA method CTM-027** per l'ammoniaca.

**Norma UNI EN 12619:2002** per l'analisi dei COV espressi come COT.

**Norma UNI EN 13211:2003** per l'analisi del mercurio totale.

**Norma UNI EN 14385:2004** per l'analisi dei metalli in traccia di As, Cd, Cr, Cu, Ni, Pb e V.

**Norma US EPA method 29** per la determinazione di Be, Se e Zn.

**Norma UNI EN 13284-1** per le polveri a basse concentrazioni (<50 mg/Nm<sup>3</sup>).

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo "*Piano di monitoraggio e controllo*", purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

#### 4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

##### 4.1 Identificazione scarichi idrici

**Tabella 14: Identificazione scarichi idrici**

Scarico parziale	Tipologia di acqua	Recettore	Coordinate geografiche	
			X (m)	Y (m)
SC1-1	Acque di raffreddamento e salamoia da impianto di dissalazione	Raffineria	685.816	4.484.777
SC1-2	Acque di raffreddamento	Raffineria	685.812	4.484.765
SC2-1	Acque di raffreddamento	Raffineria	685.916	4.484.650
SC2-2	Acque di raffreddamento	Raffineria	685.911	4.484.695
SC3-3	Acque di raffreddamento	Raffineria	685.857	4.484.679
P145A	Acque reflue industriali + acque meteoriche	Raffineria	685.820	4.484.682
P192A	Acque meteoriche	Raffineria	685.813	4.484.782
P178A	Acque meteoriche	Raffineria	685.886	4.484.782
P144	Acque reflue industriali + acque meteoriche	Raffineria	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore
P145	Acque reflue industriali + acque meteoriche	Raffineria	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore
P146D	Acque reflue industriali + acque meteoriche	Raffineria	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore

##### 4.2 Monitoraggio degli scarichi idrici

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati con la frequenza stabilita nelle seguenti tabelle.

**Tabella 15: Monitoraggio degli scarichi SC1-1, SC1-2, SC2-1, SC2-2 e SC3-3**

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Portata	Parametro conoscitivo	Misura continua	Registrazione su file
Temperatura	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file
pH	Concentrazione limite da autorizzazione	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Solidi sospesi totali	Concentrazione limite da autorizzazione	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
COD	Concentrazione limite da autorizzazione	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file

L'incremento di temperatura del corpo recipiente oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione dello scarico A dovrà essere verificata con cadenza trimestrale<sup>7</sup>.

**Tabella 16: Monitoraggio degli scarichi P145A, P192A, P178A, P144, P145 e P146D**

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	Parametro conoscitivo	Misura continua	Registrazione su file
pH	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
COD	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Idrocarburi totali	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Solidi sospesi totali	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Solfuri	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Fenoli	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Ammoniaca	Misura conoscitiva della concentrazione	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file

#### 4.3 Monitoraggio delle acque sotterranee

Il Gestore deve individuare l'ubicazione di almeno tre punti rappresentativi nei quali effettuare il monitoraggio delle acque di falda, con piezometri, secondo quanto riportato nella seguente tabella che riassume le misure da eseguire per il controllo della falda.

La collocazione dei piezometri deve essere comunicata all'Autorità di Controllo prima dell'avvio della caratterizzazione, con una relazione motivata sul loro posizionamento e sulla rappresentatività

<sup>7</sup> Per il mare e per le zone di foce di corsi d'acqua non significativi, la temperatura dello scarico non deve superare i 35 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione. Deve inoltre essere assicurata la compatibilità ambientale dello scarico con il corpo recipiente ed evitata la formazione di barriere termiche alla foce dei fiumi.

delle misure al fine di caratterizzare la qualità della falda a monte e a valle del sito di centrale, rispetto al flusso prevalente della falda medesima, con registrazione su file.

**Tabella 17: Controlli per le acque sotterranee**

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH	Verifica semestrale e a seguito di evento incidentale.  La frequenza potrà essere ampliata dall'Autorità di Controllo sulla base degli esiti dei primi anni di esecuzione delle misure	Il campionamento deve essere effettuato utilizzando pompe a bassi regimi di portata (campionamento a basso flusso)
As, Se, Cr tot., Ni, Pb, Zn e Hg		
Temperatura		
Idrocarburi totali		
Ammoniaca (espressa come azoto)		

Ciascuna campagna di monitoraggio dovrà prevedere anche la misura dei livelli freaticometrici e la ricostruzione dell'andamento della freaticimetria.

**4.4 Metodi di misura degli inquinanti nelle acque di scarico e sotterranee**

Nella seguente tabella sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati per il monitoraggio delle acque di scarico e sotterranee.

Il Gestore può proporre all'Autorità di Controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza l'Autorità di Controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

Handwritten notes and signatures on the right margin, including a large 'S' and various scribbles.

**Tabella 18: Metodi di misura degli inquinanti nelle acque**

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060; EPA 9040C	determinazione potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7
Temperatura	APAT-IRSA 2100	determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di $\pm 0,1^\circ\text{C}$
Colore	APAT IRSA 2020	determinazione basata sul confronto visivo con acqua o con soluzioni colorate a concentrazione nota o mediante uno spettrofotometro
Odore	APAT IRSA 2050	determinazione per diluizione fino alla soglia di percezione dalla quale si ricava quindi la "concentrazione" dell'odore nel campione tal quale
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B	determinazione gravimetrica del particolato raccolto su filtro da 0,45 $\mu\text{m}$ di diametro dei pori previa essiccazione a 103-105 °C
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	determinazione per via volumetrica o gravimetrica
BOD <sub>5</sub>	APAT -IRSA 5120 Standard Method (S.M.) 5210 B (approved by EPA)	determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni al buio. La differenza fra le due determinazioni dà il valore del BOD <sub>5</sub>
COD	APAT-IRSA 5130	ossidazione con dicromato in presenza di acido solforico concentrato e solfato di argento. L'eccesso di dicromato viene titolato con una soluzione di solfato di ammonio e ferro(II)

Handwritten signature 'S' and other marks at the bottom left.

Handwritten signature and 'Pagina 11 di 162' at the bottom right.

	EPA 410.4 Standard Method (S.M.) 5220 C (approved by EPA)	ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Azoto totale <sup>(1)</sup>	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossi disolfato, acido bórico e idrossido di sodio
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C	distillazione a pH tamponato della NH <sub>3</sub> e determinazione mediante spettrofotometria con il reattivo di Nessler o mediante titolazione con acido solforico. La scelta tra i due metodi di determinazione dipende dalla concentrazione dell'ammoniaca
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica
Fosforo totale	APAT-IRSA 4110 A2	determinazione spettrofotometrica previa mineralizzazione acida con persolfato di potassio e successiva reazione con molibdato d'ammonio e potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, e riduzione con acido ascorbico a blu di molibdeno
	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossidisolfato, acido bórico e idrossido di sodio
Alluminio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3050 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Antimonio	APAT-IRSA 3010 + 3060B	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Argento	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3070 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Arsenico	APAT-IRSA 3010 + 3080 EPA 7061A	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
Bario	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3090 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica

Berillio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3010 + 3100 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Boro	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cadmio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3010 + 3120 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cobalto	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3010 + 3140 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cromo totale	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3150 B1	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC–Cromo (VI)
Ferro	APAT -IRSA 3010 + 3160B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Manganese	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3190 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Mercurio	APAT-IRSA 3200A2 o A3 EPA 3015A + EPA 7470A UNI EN ISO 12338:2003 UNI EN ISO 1483:2008	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa riduzione a Hg metallico con sodio boridruo

*[Handwritten signatures and initials on the right margin]*

Molibdeno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3210 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Nichel	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3220 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Piombo	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3230 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Rame	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3250 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Selenio	APAT-IRSA 3010 + 3260A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Stagno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3280 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Tallio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3290 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Vanadio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)



	APAT-IRSA 3010 + 3310 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Zinco	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3320 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione in fiamma
Tensioattivi anionici	APAT-IRSA 5170	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato con il blu di metilene
Tensioattivi non ionici	APAT-IRSA 5180	determinazione mediante titolazione con pirrolidinditiocarbammato di sodio del Bi rilasciato dopo ridissoluzione del precipitato formatosi dalla reazione tra tensioattivi e il reattivo di Dragendorff
Fenoli totali	APAT IRSA 5070A2	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato dopo reazione con 4-amminoantipiridina in ambiente basico
Fenoli clorurati	UNI EN ISO 12673:2001	determinazione mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore a cattura di elettroni (HRGC/ECD) previa estrazione liquido-liquido
Solventi clorurati <sup>(2)</sup>	APAT-IRSA 5150 UNI EN ISO 10301:1999	determinazione mediante gascromatografia con colonna capillare e rivelatore ECD mediante estrazione a spazio di testa statico e/o dinamico
	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa mediante desorbimento termico
Pentaclorobenzene	APAT-IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
BTEXS <sup>(3)</sup>	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	APAT-IRSA 5140	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
Pesticidi clorurati <sup>(4)</sup>	EPA 3510 + EPA 8270D	estrazione liquido-liquido e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	APAT IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
$\Sigma$ pesticidi organo fosforici <sup>(5)</sup>	APAT IRSA 5100	determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
$\Sigma$ erbicidi e assimilabili	APAT IRSA 5060	estrazione liq-liq o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	UNI EN ISO 11369:2000	estrazione mediante adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione e rivelazione UV
Cloro residuo	APAT-IRSA 4080	determinazione mediante spettrofotometria del cloro libero (OCI-, HOCl e Cl <sub>2</sub> (aq)) previa formazione di un composto colorato a seguito di reazione con N,N-dietil-p-fenilendiammina (DPD) a pH 6,2-6,5
Fosfati	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica

Fluoruri	APAT-IRSA 4100B EPA 9214	determinazione potenziometrica mediante elettrodo iono-selettivo
Bromati	EPA 300.1 rev1.0(1997)	determinazione mediante cromatografia ionica
Cianuri	APAT-IRSA 4070	determinazione spettrofotometrica previa reazione con cloraminaT
	US EPA OIA 1677	determinazione mediante scambio di legante, iniezione in flusso (FIA) e misura amperometrica
Cloriti	EPA 300.1 rev1.0(1997)	determinazione mediante cromatografia ionica
Cloruri	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica
Solfuri	APAT-IRSA 4160	determinazione mediante titolazione con tiosolfato di sodio dell'eccesso di iodio non reagito in ambiente acido
Solfiti	APAT IRSA 4150B	determinazione mediante cromatografia ionica
Solfati	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160A1	determinazione mediante metodo gravimetrico
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con tetracloruro di carbonio
IPA <sup>(6)</sup>	APAT IRSA 5080A	determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione liquido-liquido o su fase solida
	UNI EN ISO 17993:2005	determinazione mediante analisi in cromatografia liquida ad alta risoluzione con rivelazione a fluorescenza previa estrazione liquido-liquido
Diossine e furani <sup>(7)</sup>	EPA 3500 + 8290A	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione previa estrazione con cloruro di metilene e purificazione
Policlorobifenili	APAT IRSA 5110	determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione con miscela n-esano/diclorometano e purificazione a tre step
Tributilstagno	UNI EN ISO 17353:2006	Determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa derivatizzazione e purificazione del campione
Aldeidi	APAT IRSA 5010A	determinazione spettrofotometrica mediante cloridrato di 3-metil-2-benzo-tiazolone idrazone (MBTH)
Mercaptani	EPA 3510C + 8270D	determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liq-liq
Composti organici azotati	UNI EN ISO 10695:2006	determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liquido-liquido
<i>Escherichia coli</i>	APAT IRSA 7030C	conteggio del numero di colonie di <i>Escherichia coli</i> cresciute in terreno culturale agarizzato dopo un periodo di incubazione di 18 o 24 h a 44±1°C
Saggio di tossicità acuta	APAT-IRSA 8030	determinazione dell'inibizione della bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> espressa come percentuale di effetto (EC <sub>50</sub> nel caso si ottenga il 50%) rispetto ad un controllo

(1) Sommatoria di: Azoto ammoniacale, Azoto nitroso, Azoto nitrico, Azoto organico.

(2) I solventi clorurati determinati sono Tetraclorometano, Cloroformio, 1,2-Dicloroetano, Tricloroetilene, Tetracloroetilene, Triclorobenzene, Esaclorobutadiene, Tetraclorobenzene.

(3) Benzene, Etilbenzene, Toluene, Xilene, Stirene

(4) Aldrin, Dieldrin, Endrin, Clordano, DDT (totale), Eptacloro, Endosulfano, Esaclorocicloesano, Esaclorobenzene.

(5) Azintos-Metile, clorophirifos, Malathion, Parathion-Etile, Demeton.



- (6) Antracene, Naftalene, Fluorantene, Benzo(a)antracene, Benzo(a)pirene, Benzo(b)fluorantene, Benzo(k)fluorantene, Benzo(g, h, i)perilene, Crisene, Dibenzo(a, h)antracene, Indeno(1, 2, 3-cd)pirene.
- (7) 2,3,7,8-TCDD, 1,2,3,7,8-PeCDD, 1,2,3,4,7,8-HxCDD, 1,2,3,6,7,8-HxCDD, 1,2,3,7,8,9-HxCDD, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD, OCDD, 1,2,3,7,8-TCDF, 1,2,3,7,8-PeCDF, 2,3,4,7,8-PeCDF, 1,2,3,4,7,8-HxCDF, 1,2,3,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,7,8,9-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,4,7,8-HpCDF, 1,2,3,4,7,8,9-HpCDF, OCDF.

I sistemi di misurazione in continuo alle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, e taratura secondo le specifiche del costruttore; comunque, la frequenza di calibrazione non deve essere inferiore a semestrale ed i relativi risultati devono essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Autorità di Controllo.

### 5 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Entro un anno dalla messa a regime dell'impianto il Gestore dovrà effettuare la valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno; successivamente, ogni 4 anni, occorrerà effettuare un aggiornamento della suddetta valutazione di impatto acustico.

Si richiede di effettuare, nei casi di ulteriori modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della centrale nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore della centrale normalmente in funzione e ad una potenza minima erogata in rete dell'80%.

Dovrà essere fornita una relazione di impatto acustico in cui si riporteranno le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16 marzo 1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale.

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente.

Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Autorità di Controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

Handwritten notes on the right margin: a large 'Q', 'V<sub>s</sub>', and '8:5' with a vertical line through it.

#### 5.1 Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16 marzo 1998.

Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.

Tutta la documentazione attinente la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

Handwritten notes at the bottom left: '113' with an arrow pointing to the left.

Handwritten scribbles at the bottom center.

Handwritten signatures and notes at the bottom right, including 'Pagina 147 di 162' and 'W7'.

## 6 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il Gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER.

Il Gestore dovrà altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo in accordo a quanto previsto dalla normativa vigente.

Inoltre, dovrà garantire la corretta applicazione della messa in riserva dei rifiuti e del deposito temporaneo in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dall'AIA.

Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, con cadenza mensile, lo stato di giacenza delle aree di messa in riserva e di deposito temporaneo, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità dei rifiuti non pericolosi che in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche delle aree di stoccaggio. Per le attività di deposito temporaneo il Gestore dovrà indicare di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo).

Dovranno altresì essere controllate le eventuali etichettature.

Il Gestore compilerà la seguente tabella, distinguendo le varie tipologie di rifiuti speciali.

**Tabella 19: Monitoraggio aree di messa in riserva e di deposito temporaneo dei rifiuti**

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato delle aree di stoccaggio	Quantità presente in ciascuna area (in m <sup>3</sup> )	Quantità presente in ciascuna area (t)	Modalità di registrazione
						Registrazione su file
<b>Totale</b>						----

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali e territoriali devono essere adempiute.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati, con identificazione anche dei rifiuti con codice 'a specchio'.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

L'area di stoccaggio rifiuti deve essere oggetto di regolari ispezioni con frequenza annuale per verificare il rispetto dei limiti di volume, durata di permanenza con sistema di contenimento descritto capace di raccogliere eventuali sversamenti.

Si raccomanda la presenza di un Sistema di Gestione Ambientale per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, nonché per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi e per mettere a disposizione (ed archiviare e conservare) all'Autorità di Controllo tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato specificando le metodiche utilizzate.

## 7 ATTIVITA' DI QA/QC

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere svolte in strutture accreditate per le specifiche operazioni di interesse. All'atto del primo rilascio di AIA è fatto obbligo al Gestore che decide di utilizzare servizi di laboratorio esterni di ricorrere a laboratori dotati di sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9000. Qualora il Gestore utilizzi strutture interne è concesso un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9000.

### Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME)

I sistemi di misura in continuo delle emissioni (SME) devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma **UNI EN 14181:2005** sulla assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura.

In accordo al predetto standard, le procedure di assicurazione di qualità delle misure includono le fasi seguenti.

- Calibrazione e validazione delle misure (QAL2);
- Test di verifica annuale (AST);
- Verifica ordinaria dell'assicurazione di qualità (QAL3).

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Autorità di Controllo.

Il Gestore deve avere sempre disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazione paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari. Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato UNI EN ISO/EC 17025 per le prove sopra riportate sotto la supervisione di un rappresentante dell'Autorità di Controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Tutta la strumentazione sarà oggetto di manutenzione in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente.

**Tabella 20: Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione**

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	< ± 2%	< ± 2%
Sensibilità a interferenze	< ± 4%	< ± 4%
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C ( $\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C ( $\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Tempo di risposta (secondi)	< 10 s	< 10 s
Limite di rilevabilità	< 2%	< 2%
Disponibilità dei dati	>95 %	
Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %	
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %	

Ad ogni verifica annuale del sistema di misura in continuo dovrà essere eseguita una prova di verifica delle letture degli strumenti di misura di temperatura e pressione per confronto con strumenti di riferimento e/o calibrati contro strumenti di riferimento. La prova sarà considerata superata se la differenza delle letture è inferiore a  $\pm 2\%$  del riferimento. Nel caso di non superamento della prova di verifica gli strumenti dovranno essere tarati in laboratorio.

Nel caso in cui, a causa di anomalie di funzionamento riguardanti il sistema di misura in continuo, non vengano acquisiti i dati concernenti uno o più inquinanti, dovranno essere operate le seguenti misure:

- per le prime 24 ore di blocco il Gestore dell'impianto dovrà mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio Continuo delle emissioni; il Gestore dovrà altresì notificare all'Autorità di Controllo l'evento;
- dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno (una misura per il parametro "polveri"), della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale;
- per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione nonché le anomalie dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro da tenere a disposizione dell'Autorità di Controllo.

### **Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi**

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano oggetto di manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma del tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

**Analisi delle acque in laboratorio**

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle seguenti i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

ANALITI INORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni
METALLI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni
ANALITI ORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi

Handwritten mark on the right side of the table.

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

**Campionamenti delle acque**

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano sottoposte a manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura, ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

Per quanto riguarda le acque di falda le attività di campionamento saranno conformi a quanto previsto nell'Allegato 2 al Titolo V, Parte Quarta del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including 'V5', 'h', 'd', 'u', 'w', and 'A'.

Handwritten signatures and marks at the bottom of the page, including a large arrow pointing left and several illegible signatures.

### **Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità**

La strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica fiscale dovrà essere operata secondo le prescrizioni riportate nel presente piano di monitoraggio e controllo e sarà sottoposta a verifica da parte dell'Autorità di Controllo secondo le stesse procedure adottate nel presente piano. Il Gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti. Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurarne la traccia.

Infine, qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio dovrà essere data comunicazione preventiva all'Autorità di Controllo. La notifica dovrà essere corredata di una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta anche la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

### **Controllo di impianti e apparecchiature**

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di sistemi quali sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., sistemi di abbattimento e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.



## 8 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC

### Definizioni

**Limite di quantificazione** è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di  $n$  ( $n \geq 7$ ) misure replicate del bianco, tale da essere rilevati (bianco fortificato con concentrazione tra 3 e 5 volte il limite di rivelabilità stimato), più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

**Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione**, i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguali a zero nel caso di medie per misure continue.

**Media oraria** è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue.

**Media giornaliera** è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

**Media mensile** è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue).

Nel caso di misure settimanali agli scarichi è la media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

**Media annuale**, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure non continue).

**Flusso medio giornaliero**, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore.

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

**Flusso medio mensile**, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

**Flusso medio annuale**, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili **Megawattora generato mese**. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

**Rendimento elettrico medio effettivo**. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

**Numero di cifre significative**, il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- Se il numero finale è 6, 7, 8 o 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- Se il numero finale è 1, 2, 3 o 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0);
- Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0).

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.

### Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch' essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente:

$$T_{\text{anno}} = \sum H (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) H \times 10^{-9}$$

$T_{\text{anno}}$  = Tonnellate anno;

$C_{\text{misurato}}$  = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm<sup>3</sup>;

$F_{\text{misurato}}$  = Media mensile dei flussi in Nm<sup>3</sup>/mese;

H = numero di mesi di funzionamento nell'anno.

Le emissioni annuali nei corpi idrici sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

$$Kg_{\text{anno}} = (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) \times 10^{-6}$$

$Kg_{\text{anno}}$  = chilogrammi emessi anno;

$C_{\text{misurato}}$  = Media annuale delle concentrazioni misurate in mg/litro;

$F_{\text{misurato}}$  = volume annuale scaricato in litri/anno;

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, la spiegazione del perché è stata fatta la variazione e la valutazione della rappresentatività del valore ottenuto.

### Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto nell'Autorizzazione.

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.

### Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del Rapporto annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il Gestore deve dare comunicazione preventiva all'Autorità di Controllo della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

### Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contentitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità di Controllo con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti dati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Autorità di Controllo.

### Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali), all'Autorità di Controllo (ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un Rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti.

#### Dati generali

- nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto;
- nome del Gestore e della società che controlla l'impianto;
- numero di ore di effettivo funzionamento dei gruppi;
- numero di avvii e spegnimenti nell'anno per ogni gruppo;
- rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo;
- energia generata in MWh, su base temporale settimanale e mensile, per ogni gruppo;
- potenza elettrica media erogata nell'anno da ogni gruppo (MWe).

#### Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale

- il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità;
- il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

#### Gestione materie prime

- consumo di sostanze e combustibili nell'anno;
- caratteristiche dei combustibili principali;
- consumo di risorse idriche nell'anno;
- consumo e produzione di energia nell'anno.

*Emissioni – ARIA*

- quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato per ogni gruppo;
- risultati delle analisi di controllo di tutti i parametri e gli inquinanti monitorati per ogni gruppo;
- emissione specifica annuale per MWh di energia generata per ogni inquinante monitorato per ogni gruppo;
- emissione specifica annuale per unità di combustibile bruciato per ogni inquinante monitorato per ogni gruppo;
- emissioni in tonnellate di tutti gli inquinanti monitorati per tutti gli eventi di avvio/spengimento per ogni gruppo;
- piano di monitoraggio dei transitori per ogni gruppo;
- emissioni da sorgenti ritenute non significative.

*Immissioni – ARIA*

- acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie settimanali e mensili eventualmente rilevate al suolo da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti monitorati.

*Emissioni per l'intero impianto – ACQUA*

- quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti monitorati.

*Immissioni – ACQUA*

- acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie settimanali e mensili eventualmente rilevate nelle acque del corpo recettore da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti da queste monitorate.

*Controllo delle acque sotterranee*

- risultati delle campagne di misura;

*Emissioni per l'intero impianto – RIFIUTI*

- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti non pericolosi prodotti nell'anno, loro destino ed attività di origine;
- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno, loro destino ed attività di origine;
- produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/MWh generato;
- tonnellate di rifiuti avviate a recupero;
- criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

*Emissioni per l'intero impianto – RUMORE*

- risultanze delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne;

*Unità di raffreddamento*

- stima del calore (in GJ ed utilizzare la notazione scientifica 10x) introdotto in acqua, su base mensile (deve essere riportata anche la metodologia di stima comprensiva dello sviluppo di eventuali calcoli).

*Eventuali problemi gestione del piano*

- indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni, pertinenti, che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

*Gestione e presentazione dei dati*

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Autorità di Controllo.

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del Piano di Monitoraggio e Controllo. Ad esempio si ricorda che il Gestore deve predisporre un Piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

**9 QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITÀ DI CONTROLLO**

Parametri	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
<b>Consumi</b>					
Materie prime	Alla ricezione	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Mensile				
Energia	Giornaliero				
Combustibili	Ad accensione In fase di utilizzo Mensile Semestrale Annuale				
<b>Aria</b>					
Emissioni	Continuo Mensile Semestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Acqua</b>					
Emissioni	Continuo Trimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Falda	Semestrale				
<b>Rumore</b>					
Sorgenti e ricettori	Quadriennale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Rifiuti</b>					
Caratteristiche	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale

V

**Attività a carico dell’Autorità di Controllo (previsione)**

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte
Campionamenti	Biennale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi da un camino (a rotazione) per confronto
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto
Analisi campioni	Biennale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi da un camino (a rotazione) per confronto
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto

5

2

V<sub>5</sub>

2

3  
11

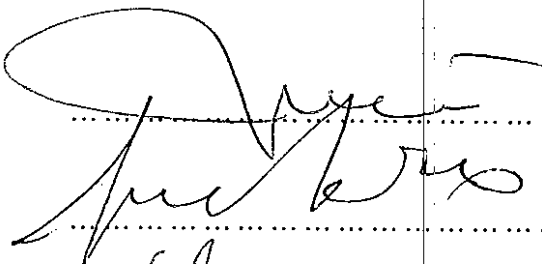
B

Rece

4

g w h [Signature] [Signature]

Ing. Guido Monteforte Specchi  
(Presidente)



Cons. Giuseppe Caruso  
(Coordinatore Sottocommissione VAS)

Dott. Gaetano Bordone  
(Coordinatore Sottocommissione VIA)



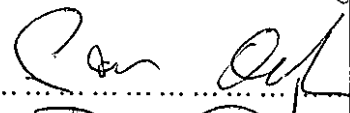
Arch. Maria Fernanda Stagno  
d'Alcontres  
(Coordinatore Sottocommissione VIA  
Speciale)



Avv. Sandro Campilongo  
(Segretario)



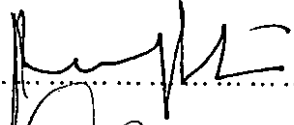
Prof. Saverio Altieri



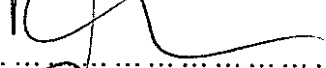
Prof. Vittorio Amadio



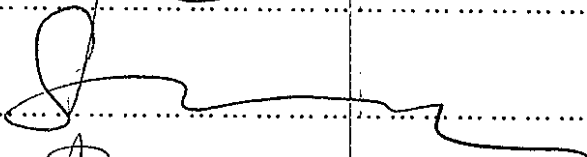
Dott. Renzo Baldoni



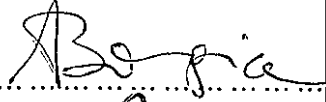
Avv. Filippo Bernocchi



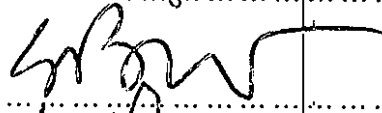
Ing. Stefano Bonino



Dott. Andrea Borgia



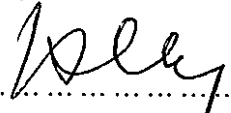
Ing. Silvio Bosetti



Ing. Stefano Calzolari



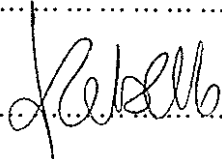
Ing. Antonio Castelgrande



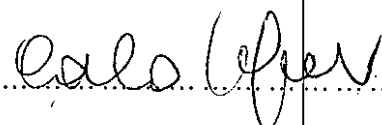
Arch. Giuseppe Chiriatti

**ASSENTE**

Arch. Laura Cobello



Prof. Carlo Collivignarelli





Dott. Siro Corezzi

*[Handwritten signature]*

Dott. Federico Crescenzi

Prof.ssa Barbara Santa De Donno

Cons. Marco De Giorgi

Ing. Chiara Di Mambro

Ing. Francesco Di Mino

Avv. Luca Di Raimondo

Ing. Graziano Falappa

Arch. Antonio Gatto

Avv. Filippo Gargallo di Castel  
Lentini

Prof. Antonio Grimaldi

Ing. Despoina Karniadaki

Dott. Andrea Lazzari

Arch. Sergio Lembo

Arch. Salvatore Lo Nardo

Arch. Bortolo Mainardi

Avv. Michele Mauceri

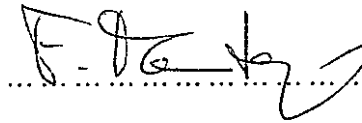
**ASSENTE**

**ASSENTE**

**ASSENTE**

ASSENTE

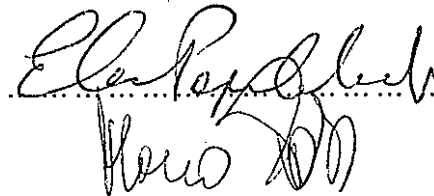
Ing. Arturo Luca Montanelli



Ing. Francesco Montemagno

ASSENTE

Ing. Santi Muscarà



Arch. Eleni Papaleludi Melis

Ing. Mauro Patti

ASSENTE

Cons. Roberto Proietti

ASSENTE

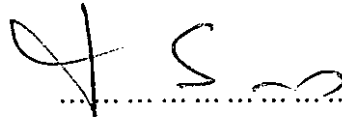
Dott. Vincenzo Ruggiero



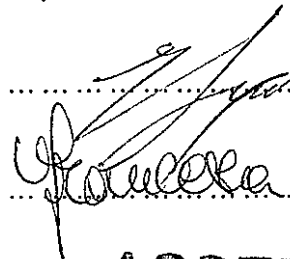
Dott. Vincenzo Sacco

ASSENTE

Avv. Xavier Santiapichi



Dott. Paolo Saraceno



Dott. Franco Secchieri

Arch. Francesca Soro

ASSENTE

Dott. Francesco Carmelo Vazzana

ASSENTE

Ing. Roberto Viviani