m_amte.MATTM_.REGISTRO UFFICIALE.USCITA.0062595.07-08-2020

Ministero Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare
DIREZIONE GENERALE PER LE CRESCITA SOSTENIBILE
E LA QUALITA' DELLO SVILUPPO

DIVISIONE IV – QUALITA' DELLO SVILUPPO

Indirizzi in allegato.

OGGETTO: **Trasmissione copia del decreto n. D.M. 140 del 17 luglio 2020 di riesame complessivo, con valenza di rinnovo, dell'Autorizzazione integrata ambientale rilasciata con provvedimento n. DVA-DEC-2010-72 del 29 marzo 2010 e s.m., alla società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. per l'esercizio dell'impianto situato nel Comune di Taranto (TA) – Procedimento ID 53/9950.**

In riferimento al procedimento indicato in oggetto, si trasmette la copia del decreto n. DM 140 del 17 luglio 2020 di riesame complessivo, con valenza di rinnovo, dell'Autorizzazione integrata ambientale rilasciata con provvedimento n. DVA-DEC-2010-72 del 29 marzo 2010 e s.m., alla società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. per l'esercizio dell'impianto situato nel Comune di Taranto (TA) – Procedimento ID 52/9950.

Si rende noto che, con nota del 24 luglio 2020, prot. n. 58035/MATTM, si è provveduto all'inoltro del comunicato relativo al richiamato decreto ai fini della pubblicazione sulla Gazzetta ufficiale.

Si invita la Società ad effettuare la comunicazione di cui all'art. 29-decies, comma 1, del D.Lgs. 3 aprile 2006, 152, entro 10 giorni dalla pubblicazione sulla Gazzetta ufficiale del comunicato relativo al decreto in oggetto, informandone l'Istituto superiore per la ricerca ambientale, che legge per conoscenza.

A tale comunicazione dovrà essere allegato l'originale della quietanza del versamento relativo alla eventuale integrazione della tariffa dei controlli di cui all'art. 6, comma 1, del decreto interministeriale 24 aprile 2008.

Il Dirigente
Dott. Antonio Ziantoni
(documento informatico firmato digitalmente
ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.)

All. c.s.

ID Utente: 6819
ID Documento: CreSS_04-6819_2020-0091
Data stesura: 05/08/2020

Firmato digitalmente in data 07/08/2020 alle ore 09:25

Elenco indirizzi

ArcelorMittal Italia S.p.A.
direzione.taranto@arcelormittalitaliapec.com
ambiente@arcelormittalitaliapec.com

ArcelorMittal Italy Energy S.r.l.
arcelormittalitalyenergy@legalmail.it
Commissari di ILVA S.p.A. in A.S.
commissariostraordinario@ilvainas.com
ilva@ilvapec.com

e, p.c. Presidenza del Consiglio dei Ministri
Dipartimento per il coordinamento amministrativo
segreteria.dica@mailbox.governo.it

Rappresentante Unico delle Amministrazioni Statali - art.14-ter legge n. 241/90 e s.m.i.
Cons. Donato Attubato
d.attubato@governo.it

Ministero dell'Interno
Ufficio di Gabinetto
gabinetto.ministro@pec.interno.it
Dipartimento dei vigili del fuoco, soccorso pubblico e difesa civile
dc.prevenzionest@cert.vigilfuoco.it

Al Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali
Ufficio di Gabinetto
gabinettoministro@pec.lavoro.gov.it

Ministero dello Sviluppo Economico
Ufficio di Gabinetto
gabinetto@pec.mise.gov.it
Direzione generale per la politica industriale, la competitività e le piccole e medie imprese
dgpicpmi.dg@pec.mise.gov.it

Direzione Generale Vigilanza sugli Enti, il Sistema Cooperativo e le Gestioni Commissariali
dgvescgc.div03@pec.mise.gov.it

Ministero della Salute
Ufficio di Gabinetto
gab@postacert.sanita.it
Direzione Generale della prevenzione sanitaria

dgprev@postacert.sanita.it

Presidente della Regione Puglia
presidente.regione@pec.rupar.puglia.it

Presidente della Provincia di Taranto
protocollo.generale@pec.provincia.taranto.gov.it
settore.ambiente@pec.provincia.taranto.gov.it

Sindaco del Comune di Taranto
Sindaco del Comune di Statte
comunestatte@pec.rupar.puglia.it
gabinettosindaco.comunetaranto@pec.rupar.puglia.it

Commissione istruttoria per l'autorizzazione
integrata ambientale – IPPC
cippc@pec.minambiente.it

ISPRA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

m_amte.MATTM_.REGISTRO UFFICIALE.INGRESSO.0055773.17-07-2020

m_amte.UDCM.DECRETI MINISTRO.R.0000140.17-07-2020

Il Ministro dell'Ambiente

e della Tutela del Territorio e del Mare

Riesame complessivo con valenza di rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale n. DVA/DEC/2010/72 del 29 marzo 2010 e successive modifiche, rilasciata per l'esercizio della centrale termoelettrica della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. sita nel Comune di Taranto - (ID 53/9950).

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e, in particolare, il titolo III-bis recante la disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale (di seguito denominata AIA);

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, e, in particolare, l'articolo 10;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 25 settembre 2007, n. 153, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria per l'autorizzazione ambientale integrata - Prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento (in lingua inglese *Integrated pollution prevention and control*, in sigla IPPC) (di seguito denominata Commissione istruttoria AIA-IPPC);

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 17 febbraio 2012, n. 33 con cui è stata modificata la composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di coordinamento della medesima;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 6 marzo 2017, n. 58, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo, n. 152 del 2006;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 12 dicembre 2017, n. 335, che disciplina l'articolazione, l'organizzazione e le modalità di funzionamento della Commissione istruttoria AIA – IPPC;

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) e relativo decreto legislativo di attuazione 4 marzo 2014, n. 46;

VISTA la decisione di esecuzione della Commissione europea (UE) 2017/1442 del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), per i grandi impianti di combustione;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DVA/DEC/2010/72 del 29 marzo 2010, di autorizzazione integrata ambientale (AIA), per l'esercizio della centrale termoelettrica della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. (ex Taranto Energia S.r.l.) (nel seguito indicata come il Gestore) sita nel comune di Taranto;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DM n. 155 del 1 giugno 2016 di riesame parziale, relativo alle sole emissioni in atmosfera, dell'autorizzazione integrata ambientale di cui al decreto n. DVA/DEC/2010/72 del 29 marzo 2010 per l'adeguamento del provvedimento alle disposizioni di cui all'art. 273, comma 3 del decreto legislativo n. 152 del 2006, come modificato dal decreto legislativo n. 46 del 2014;

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 settembre 2017, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 229 del 30 settembre 2017, di approvazione del Piano delle misure e delle attività di tutela ambientale e sanitaria per lo stabilimento siderurgico di interesse strategico nazionale ArcelorMittal Italia S.p.A. di Taranto, e, in particolare:

a) l'articolo 8, comma 1, che stabilisce che : "*Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare provvederà ad avviare il riesame dell'AIA per le centrali termoelettriche presenti all'interno dello stabilimento ILVA di Taranto S.p.A. in A.S. (ex Taranto Energia) per l'adeguamento alla decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio per i grandi impianti di combustione, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea L 212 del 17 agosto 2017*";

b) l'articolo 8, comma 2, che stabilisce che: "*L'adeguamento alla decisione di esecuzione di cui al comma 1 dovrà avvenire entro il 17 agosto 2021, in conformità all'art. 21, comma 3, della direttiva 2010/75/ UE, così come recepita dall'art. 29-octies del decreto legislativo n. 152/2006*";

c) l'articolo 2, comma 5, che stabilisce che: "*nelle more dell'adeguamento delle centrali termoelettriche presenti all'interno dello stabilimento ILVA di Taranto S.p.A. in A.S. (ex Taranto Energia S.r.l.), previsto nell'art. 8, comma 1, del presente decreto, trova applicazione quanto previsto al paragrafo 9.2.1.1.4 Trattamento gas coke nell'AIA 2011 per le emissioni dello stabilimento ILVA, limitatamente al periodo di fermata programmata della linea di desolforazione presente nell'area cokeria.*";

VISTO il decreto del Direttore della Direzione Generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali (ora Direzione Generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo, di seguito denominata Direzione generale) del 22 novembre 2018, n. 430 con il quale è stato disposto l'avvio dei procedimenti di riesame complessivo delle AIA per le installazioni la cui attività principale è oggetto della decisione di esecuzione della Commissione europea (UE) 2017/1442 del 31 luglio 2017 sui grandi impianti di combustione;

VISTA la nota del 4 dicembre 2018, protocollo n. DVA/27394, con la quale la Direzione generale ha trasmesso il decreto di avvio dei procedimenti di riesame, invitando la Società a presentare la documentazione necessaria per procedere con il riesame;

VISTA la nota della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. del 31 gennaio 2019, protocollo n. CET 08/19, acquisita il 31 gennaio 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/2386, con la quale il Gestore ha trasmesso la documentazione chiesta nell'ambito del riesame;

VISTA la nota della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. del 11 febbraio 2019 protocollo n. CET 12/19, acquisita il 18/2/2019 protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/3754, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriore documentazione a rettifica di quella inviata con nota del 31 gennaio 2019, protocollo n. CET 08/19;

VISTA la nota del 20 febbraio 2019, protocollo n. DVA/4552, con la quale la Direzione generale ha comunicato la ricezione della documentazione trasmessa dal Gestore e pertanto l'avvio dell'istruttoria tecnica finalizzata al riesame dell'AIA;

VISTA la nota del 4 aprile 2019 protocollo n. CET 35/19, acquisita l'8 aprile 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/8872, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriore documentazione tecnica ad integrazione di quella già inviata nell'ambito del procedimento di riesame avviato;

VISTA la nota del 10 giugno 2019 protocollo n. CET 53/19, acquisita il 10 giugno 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/14832, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriore documentazione tecnica ad integrazione di quella già inviata nell'ambito del procedimento di riesame avviato;

VISTA la nota del 13 giugno 2019 protocollo n. CET 55/19, acquisita il 13 giugno 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/15203, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriore documentazione tecnica ad integrazione di quella già inviata nell'ambito del procedimento di riesame avviato;

CONSIDERATE le successive interlocuzioni tra il Gestore e la Direzione generale, ed in particolare la nota del Gestore del 28 giugno 2019 protocollo CET 61/19, acquisita il 1 luglio 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/16777, la nota della Direzione generale del 05/07/2019 protocollo DVA/17428, la nota della Direzione generale del 16 settembre 2019 protocollo n. DVA/23345, la nota del Gestore del 18 ottobre 2019 protocollo n. CET 91/19, acquisita il 21 ottobre 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/27489;

VISTA la nota del 4 dicembre 2019, protocollo n. CIPPC/2137, acquisita il 4 dicembre 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/31598, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l., sita nel Comune di Taranto;

VISTA la nota del 9 dicembre 2019, protocollo n. 69171, acquisita il 9 dicembre 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/32043, con la quale l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale ha trasmesso la proposta di piano di monitoraggio e controllo relativo al riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l., sita nel Comune di Taranto;

VISTA la nota del 10 dicembre 2019, protocollo n. DVA/32235, con la quale la Direzione generale ha convocato la Conferenza dei servizi, ai sensi dell'articolo 14-ter, commi 3 e 4, della legge 7 agosto 1990, n. 241, come modificata dal decreto legislativo 30 giugno 2016, n. 127, ai fini del riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l., sita nel Comune di Taranto;

VISTA la nota della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. del 17 dicembre 2019, protocollo n. CET 111/2019, acquisita il 19 dicembre 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/33091, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni al parere istruttorio del 4 dicembre 2019, protocollo n. CIPPC/2137 e al Piano di monitoraggio e controllo del 9 dicembre 2019, protocollo n. 69171;

VISTO il verbale trasmesso con nota del 19/12/2019, protocollo n. DVA/33180, della seduta della Conferenza dei servizi del 18 dicembre 2019, durante la quale la Conferenza ha deliberato di aggiornare i propri lavori al fine di consentire alla la Commissione istruttoria AIA-IPPC e all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale l'esame delle osservazioni pervenute dal Gestore;

VISTA la nota del 28 gennaio 2020, protocollo n. CIPPC/110, acquisita il 28 gennaio 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/4912, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo relativo al riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l., sita nel Comune di Taranto, aggiornato alla luce delle osservazioni trasmesse dal Gestore;

VISTA la nota del 6 febbraio 2020, protocollo n. 5624, acquisita il 18 febbraio 2020, al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/11097, con la quale l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale ha trasmesso la proposta di piano di monitoraggio e controllo relativo al riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l., sita nel Comune di Taranto, aggiornato alla luce delle osservazioni trasmesse dal Gestore;

VISTA la nota della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. del 12 marzo 2020, protocollo n. CET 31/2019, acquisita il 13 marzo 2020, al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/19458, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni al parere istruttorio del 28 gennaio 2020, protocollo n. CIPPC/110 e al Piano di monitoraggio e controllo del 6 febbraio 2020, protocollo n. 5624;

VISTA la nota del 15 aprile 2020, protocollo n. CIPPC/302, acquisita il 15 aprile 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/26646, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo relativo al riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l., sita nel Comune di Taranto, aggiornato alla luce delle osservazioni trasmesse dal Gestore;

VISTA la nota del 24 aprile 2020, protocollo n. 17548, acquisita il 28 aprile 2020, al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/29779, con la quale l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale ha trasmesso la proposta di piano di monitoraggio e controllo relativo al riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l., sita nel Comune di Taranto, aggiornato alla luce delle osservazioni trasmesse dal Gestore;

VISTA la nota del 30 aprile 2020, protocollo n. DICA-10148, acquisita il 4 maggio 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/31011, con la quale il Rappresentante Unico delle Amministrazioni Statali ha trasmesso il proprio parere nell'ambito dei lavori della Conferenza dei servizi convocata;

VISTO il verbale trasmesso con nota del 15 maggio 2020, protocollo n. MATTM/35213, della seduta della Conferenza dei servizi tenuta in data 5 maggio, in modalità di videoconferenza a seguito dell'emergenza sanitaria connessa al COVID-19, durante la quale la Conferenza ha deliberato di esprimersi favorevolmente in merito al riesame complessivo con valenza di rinnovo dell'Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio delle centrali termoelettriche CET2 e CET3 di Taranto della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l., alle condizioni di cui al parere istruttorio conclusivo reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota del 15 aprile 2020, protocollo n. CIPPC/302, al piano di monitoraggio e controllo reso da ISPRA con nota del 24 aprile 2020, protocollo n. 17548, nonché alle condizioni e raccomandazioni riportate nel parere reso dal Rappresentante Unico delle Amministrazioni Statali e ritenute accoglibili in sede di Conferenza;

CONSIDERATO che ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 7, della legge 7 agosto 1990, n. 241, si considera acquisito l'assenso dell'amministrazione il cui rappresentante, all'esito dei lavori della Conferenza dei servizi, non abbia espresso definitivamente la volontà dell'amministrazione rappresentata;

CONSIDERATO che le amministrazioni invitate a partecipare ai lavori della Conferenza dei servizi, hanno in ogni caso facoltà, dopo il rilascio dell'AIA, di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare nuovi elementi istruttori proponendo l'avvio di un riesame dell'AIA, ai sensi dell'articolo 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo n. 152 del 2006;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento di rilascio dell'AIA è stata garantita presso la Direzione generale e che i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili su *internet* sul sito ufficiale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;

RILEVATO che non sono pervenute, ai sensi dell'articolo 29-quater, comma 4, del decreto legislativo n. 152 del 2006, e degli articoli 9 e 10 della legge 7 agosto 1990, n. 241, osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'installazione;

CONSIDERATO che resta ferma l'applicabilità delle Parti Terza e Quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006, in caso di superamento dei valori limite di emissione puntuali in aria e in acqua indicati negli allegati allo stesso decreto legislativo, ove le disposizioni del presente provvedimento non riportino espressamente valori limite di emissione per talune sostanze o per taluni punti di emissione;

FATTI SALVI gli obblighi ricollegabili all'ubicazione dell'installazione all'interno del SIN "Taranto", nonché di quelli connessi ai provvedimenti emessi nell'ambito del procedimento di bonifica e risanamento ambientale attivato per il sito in questione;

DECRETA

Articolo 1

(Autorizzazione Integrata Ambientale)

1. La società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. identificata dal codice fiscale 10354890963, con sede in viale Brenta, n.27/29, 20139 Milano (di seguito denominata il Gestore), è autorizzata all'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nel Comune di Taranto, alle condizioni di cui parere istruttorio conclusivo, reso con nota del 15 aprile 2020, protocollo n. CIPPC/302, dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC (di seguito denominato parere istruttorio), e al relativo Piano di Monitoraggio e Controllo reso con nota del 24 aprile 2020, protocollo n. 17548 dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, relativi al riesame con valenza di rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale n. DVA-DEC-2010-72 del 29 marzo 2010. I suddetti parere istruttorio e piano di monitoraggio e controllo costituiscono parte integrante del presente decreto.

Articolo 2

(Limiti di emissione e prescrizioni per l'esercizio)

1. L'esercizio dell'installazione deve avvenire nel rispetto, oltre che delle condizioni di cui all'articolo 1, di quanto di seguito specificato nelle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
3. Il Gestore presenta al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, in conformità alla prescrizione n. 30 di pag. 77 del parere istruttorio, il progetto di adeguamento corredato di cronoprogramma di dettaglio finalizzato a traguardare il raggiungimento, entro il termine di 10 anni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto, dei valori limite di emissione corrispondenti alle migliori prestazioni delle BAT per le emissioni di SO2 della CET 2 e di SO2 ed NOx della CET 3.
4. All'atto della presentazione della documentazione di cui al comma 3, il Gestore deve allegare l'originale della relativa quietanza di versamento della tariffa prevista dal decreto 6 marzo 2017 n. 58, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale dell'11 maggio 2017, n. 108, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal Titolo III-*bis* della parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Articolo 3

(Prescrizioni relative alla prevenzione dei pericoli di incidenti rilevanti)

1. Ai sensi dell'art. 29-*sexies*, comma 8, del decreto legislativo n. 152 del 2006, le prescrizioni derivanti dai procedimenti conclusi ai sensi del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105, costituiscono parte integrante del presente provvedimento.

Articolo 4

(Altre prescrizioni)

1. Il Gestore è tenuto al rispetto delle prescrizioni legislative e regolamentari in materia di tutela ambientale, anche se emanate successivamente al presente decreto, ed in particolare quelle previste in attuazione della legge 26 ottobre 1995, n. 447, e dal decreto legislativo n. 152 del 2006, e loro successive modifiche ed integrazioni.
2. Si prescrive al Gestore di provvedere alla georeferenziazione informatica dei punti di emissione in atmosfera e degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e

nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche e nel rispetto delle tempistiche che saranno fornite da ISPRA nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.
3. Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente qualsiasi variazione intervenga nell'ambito della certificazione ISO 14001 e della registrazione EMAS.
4. Ai sensi dell'articolo 7, coma 3, del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 settembre 2017 e in conformità alla normativa vigente, il Gestore può eseguire ulteriori studi e caratterizzazioni al fine di aggiornare la Relazione di riferimento presentata, rivedendo eventualmente gli importi della garanzia finanziaria.

Articolo 5
(Monitoraggio, vigilanza e controllo)

1. Entro sei mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5, del presente decreto, il Gestore avvia il sistema di monitoraggio prescritto, concordando con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento dello stesso. Nelle more, rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nel Piano relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere.
2. ISPRA definisce, anche sentito il Gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione dell'allegato piano di monitoraggio e controllo e garantisce il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.
3. Ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo n. 152 del 2006, ISPRA, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifica il rispetto delle prescrizioni previste nel parere istruttorio e ne riferisce gli esiti all'autorità competente con cadenza almeno annuale.
4. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1 e 2, ISPRA, nel corso della durata dell'autorizzazione, concorda con il Gestore ed attua adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere, al piano di ispezione regionale definito ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 11-*bis*, del decreto legislativo n. 152 del 2006 e ad eventuali specificità dell'impianto.
5. Ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 5, del decreto legislativo n. 152 del 2006, il Gestore fornisce l'assistenza necessaria per lo svolgimento delle verifiche tecniche relative all'installazione, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare, il Gestore garantisce l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
6. Ai sensi dell'art. 29-*undecies*, del decreto legislativo n. 152 del 2006, il Gestore, in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente, informa immediatamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e ISPRA, adotta immediatamente le misure per limitare le conseguenze ambientali e per prevenire ulteriori incidenti o eventi imprevisti, e ne informa il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.
7. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, il Gestore trasmette gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche alla ASL territorialmente competente.

Articolo 6
(Durata e aggiornamento dell'autorizzazione)

1. La presente autorizzazione ha durata di sedici anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto.

2. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 1, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la domanda di riesame con valenza di rinnovo della presente autorizzazione è presentata entro la citata scadenza al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.
3. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la presente autorizzazione può essere soggetta a riesame. A tale riguardo, su specifica richiesta del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenta, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria per procedere al riesame.
4. Il Gestore comunica al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Inoltre, il Gestore comunica al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione.

Articolo 7
(Tariffe)

1. Si prescrive al Gestore il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto 6 marzo 2017 n. 58, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'11 maggio 2017, n. 108, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal Titolo III-*bis* della parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Articolo 8
(Autorizzazioni sostituite)

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-quater, comma 11, del decreto legislativo n. 152 del 2006, sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto, le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla parte seconda del medesimo decreto legislativo.
2. Resta ferma la necessità per il Gestore di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.
3. Resta fermo l'obbligo per il Gestore di prestare e mantenere per il periodo di validità della presente autorizzazione, nel rispetto dei regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fideiussioni eventualmente necessarie relativamente alla gestione dei rifiuti.

Articolo 9
(Disposizioni finali)

1. Il Gestore effettua la comunicazione di cui all'art. 29-decies, comma 1, del decreto legislativo n. 152 del 2006, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi del decreto del 6 marzo 2017 n. 58, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.
2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.
3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nell'istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Il presente provvedimento è trasmesso in copia alla società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. nonché notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'interno, al Ministero del lavoro e delle politiche sociali, alla Regione Puglia, alla Provincia di Taranto, al Comune di Taranto, al Comune di Statte e all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale. Il presente decreto è altresì notificato al Ministero della Salute, che potrà chiedere il riesame

dell'autorizzazione integrata ambientale nell'esercizio delle funzioni istituzionali connesse alla tutela della salute.

5. Ai sensi dell'articolo 29-quater, comma 13 e dell'articolo 29-decies, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso internet sul sito ufficiale del Ministero. Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso sulla Gazzetta Ufficiale.

6. A norma dell'articolo 29-quattuordecies, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di una sanzione amministrativa da 1.500 a 15.000 euro ovvero, nei casi più gravi, di ammenda da 5.000 a 26.000 euro e arresto fino a due anni, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 29-*decies*, comma 9, del decreto legislativo n. 152 del 2006, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5.

Sergio Costa

COSTA SERGIO
MINISTERO
DELL'AMBIENTE
MINISTRO
16.07.2020 18:16:11
UTC

m_amte.MATTM_.REGISTRO UFFICIALE.INGRESSO.0026646.15-04-2020

PROT. CIPPC/USCITA/302 del 15/04/2020

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

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE
INTEGRATA AMBIENTALE – IPPC

IL PRESIDENTE

Al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare – DG RIA
Responsabile del Procedimento
Dott. Giuseppe Lo Presti
RIA-UDG@minambiente.it

Oggetto: Aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo relativo al riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata alla Centrale Termoelettrica ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. di Taranto - procedimento ID 53/9950.

Si trasmette, ai sensi del D.M. 335/2017 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare relativo al funzionamento della Commissione, il Parere Istruttorio Conclusivo in oggetto aggiornato alla luce delle osservazioni presentate dal Gestore in data 12/03/2020.

Il Presidente f.f.
Prof. Armando Brath

All. PIC

Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma Tel. 06-57225077
e-mail: commissione AIA@minambiente.ite-mail PEC:cippc@pec.minambiente.it

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 3, lettera a), del Decreto Legislativo 152/2006 e s.m.i.

per la centrale termoelettrica ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. di Taranto

Riesame complessivo con valenza di rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale n. DVA/DEC/2010/72 del 29/3/2010 e successive modifiche, per l'esercizio della centrale termoelettrica di Taranto della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. – (ID 53/9950).

GESTORE	**ARCELORMITTAL ITALY ENERGY S.R.L.**
LOCALITÀ	**TARANTO**
DATA DI EMISSIONE	**14 APRILE 2020**

Gruppo Istruttore:

Dott. Antonio Fardelli – Referente

Avv. David Roettgen

Ing. Claudio Rapicetta

Ing. Paolo Garofoli (Regione Puglia)

Ing. Aniello Polignano - (Provincia di Taranto)

Ing. Fausto Koronica (Comune di Taranto)

Ing. Mauro De Molfetta (Comune di Statte)

INDICE

1. DEFINIZIONI 4
2. INTRODUZIONE 8
2.1 Atti presupposti 8
2.2 Atti normativi 9
2.3 Attività istruttorie 12
3. DENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC 15
4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE 16
5. ASSETTO IMPIANTISTICO 24
5.1 Ciclo produttivo e descrizione delle singole fasi 24
5.1.1 Centrale CET 2. 26
5.1.2 Centrale CET 3. 27
5.2 Minimo tecnico 29
5.3 Capacità produttiva 30
5.4 Consumi 30
5.4.1 Consumi materie prime/combustibili 30
5.4.2 Consumi idrici. 34
5.4.3 Consumi energetici. 35
5.5 Emissioni in atmosfera 37
5.5.1 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato 37
5.5.2 Emissioni fuggitive 48
5.6 Scarichi idrici 48
5.7 Rifiuti. 52
5.8 Rumore 54
5.9 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee 56
5.10 Altre Forme di Inquinamento 57
6 ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ ALLE BAT CONCLUTIONS 58
7 CONCLUSIONI E PRESCRIZIONI 65
7.1 Autorizzazioni sostituite 68
7.2 Capacità produttiva 68
7.3 Sistema di gestione 68
7.4 Efficienza energetica 68
7.5 Movimentazione e stoccaggio di materie prime, ausiliarie e di combustibili .....

7.6 Emissioni in aria 70
7.6.1 Sezione CET 2 70
7.6.1.1 Valori limite di emissione in concentrazione per la sezione CET 2 sino al 17/08/2021 70
7.6.1.2 Valori limite di emissione in concentrazione per la sezione CET 2 72
dal 18/08/2021 al 31/12/2022 (conclusione installazione SCR) 72
7.6.1.3 Valori limite di emissione in concentrazione per la sezione CET 2 dal 1/01/2023 73
7.6.2 Sezione CET 3 74
7.6.2.1 Valori limite di emissione in concentrazione per la sezione CET 3 sino al 17/08/2021 74
7.6.2.2 Valori limite di emissione in concentrazione per la sezione CET 3 dal 18/08/2021 76
7.6.3 Ulteriori prescrizioni per le emissioni in atmosfera delle sezioni CET 2 e CET 3 78
7.7 Utilizzo del sistema Torce 80
7.8 Wind days 81
7.9 Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (diffuse e fuggitive) 81
7.10 Scarichi idrici 82
7.11 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee 88
7.12 Rifiuti 88
7.13 Emissioni sonore 91
7.14 Monitoraggi ambientali 91
7.15 Manutenzione ordinaria e straordinaria 92
7.16 Malfunzionamenti 92
7.17 Eventi incidentali 92
7.18 Dismissioni e ripristino dei luoghi 93
8 PRESCRIZIONI DA PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI 94
9 OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO 94
10 DURATA E RIESAME 94
11 PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO 95

1. DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Generale per le Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali.
Autorità di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per installazioni di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29-decies del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Puglia.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di una installazione o di parte di essa a determinate condizioni che devono garantire che l'installazione sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i.. L'autorizzazione integrata ambientale per le installazioni rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e le relative condizioni sono definite avendo a riferimento le Conclusioni sulle BAT, salvo quanto previsto all'art. 29-sexies, comma 9-bis, e all'art. 29-octies.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
Gestore	ARCELORMITTAL ITALY ENERGY S.r.l. (ex TARANTO ENERGIA S.r.l.), indicato nel testo seguente con il termine *Gestore* ai sensi dell'art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Installazione	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.L. 46/2014)

Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici 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 s.m.i. come modificato dal D.L. 46/2014)
Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto	La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente. In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII, parte seconda del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, e' sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett- l-bis, del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).
Migliori tecniche disponibili (best available techniques - BAT)	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 s.m.i.. 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; (art. 5, c. 1, lett. l-ter del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).
Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)	Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. l-ter.1 del D.lgs. n. 152/0 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).

Conclusioni sulle BAT	Un documento adottato secondo quanto specificato all’articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell’Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l’applicabilità’, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. l-ter.2 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).
Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	I requisiti di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell’ambiente - definiti in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e basandosi sulle conclusioni sulle BAT applicabili – che specificano la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l’obbligo di comunicare all’autorità competente e ai comuni interessati dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata. I dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall’autorizzazione integrata ambientale sono contenuti in un documento definito “Piano di Monitoraggio e Controllo”. Tale documento è proposto, in accordo a quanto definito dall’Art. 29-quater co. 6, da ISPRA in sede di Conferenza di servizi ed è parte integrante dell’autorizzazione integrata ambientale. Il PMC stabilisce le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all’articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.
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 Generale per le Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito http://www.va.minambiente.it, al fine della consultazione del pubblico.

Valore Limite di Emissione (VLE)	La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un’emissione che non può essere superato 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 nel allegato X alla parte II del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.. 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. n. 152/06 e s.m.i. (art. 5, c. 1, lett. i-octies, D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).

2. INTRODUZIONE

2.1 Atti presupposti

Visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione istruttoria IPPC;
vista	la Legge 27 febbraio 2015, n. 11 art. 9-bis, con cui la Commissione Istruttoria IPPC in carica al 31 dicembre 2014 è stata prorogata nelle sue funzioni fino al subentro di nuovi componenti nominati con successivo decreto ministeriale;
visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/335/2017 del 12/12/2017 relativo alla costituzione, organizzazione e funzionamento della Commissione istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale – IPPC;
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC prot. CIPPC/331 del 26/02/2019, che assegna l'istruttoria per il riesame dell'autorizzazione integrata ambientale per la centrale termoelettrica della società ARCELOR MITTAL ITALY ENERGY S.r.l., al Gruppo Istruttore così costituito: • Dott. Antonio Fardelli – Referente Gruppo istruttore • Ing. Claudio Franco Rapicetta • Avv. David Roettgen
preso atto	che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, del DPR 14/05/2007, n.90 i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: – Ing. Paolo Garofoli - Regione Puglia – Ing. Aniello Polignano – Provincia di Taranto – Ing. Fausto Koronica – 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: • Ing. Roberto Borghesi. Coordinatore. Responsabile della sezione analisi integrata dei cicli produttivi industriali • Ing. Carlo Carlucci - Referente • Avv. Marco Fabrizio

2.2 Atti normativi

Visto	il Decreto Legislativo n. 152/06 "*Norme in materia ambientale*" (Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O.) e s.m. - Parte seconda concernente le procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC);
visto	l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.L. n. 46/2014), che prevede che l'Autorità Competente nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali: – 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; – è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, ricuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente – l'energia deve essere utilizzata in modo efficace; – 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 conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies;
visto	l'art. 29, comma 1 del D.L. n. 46/2014 a norma del quale: "*Per installazioni esistenti che svolgono attività già ricomprese all'Allegato I al decreto Legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, gli eventuali procedimenti di rilascio, rinnovo, riesame o modifica dell'autorizzazione integrata ambientale in corso alla data del 7 gennaio 2013 sono conclusi con riferimento alla normativa vigente all'atto della presentazione dell'istanza entro e non oltre settantacinque giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto . Resta salva la facoltà per i gestori di presentare per tempo istanza di adeguamento di tali procedimenti alla disciplina di cui al presente titolo*.";
visto	l'articolo 29- *sexies*, comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale "*i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti.";*
visto	l'articolo 29- *sexies*, comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale "*L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acq*

	sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate per la manutenzione e la verifica periodiche delle misure adottate per prevenire le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee e disposizioni adeguate relative al controllo periodico del suolo e delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee presso il sito dell'installazione";
visto	l'articolo 29- *sexies*, comma 4 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale "*Fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso";*
visto	l'articolo 29- *sexies*, comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale "*L'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti:* *a) fissando valori limite di emissione, in condizioni di esercizio normali, che non superano i BAT-AEL, adottino le stesse condizioni di riferimento dei BAT-AEL e tempi di riferimento non maggiori di quelli dei BAT-AEL;* *b) fissando valori limite di emissione diversi da quelli di cui alla lettera a) in termini di valori, tempi di riferimento e condizioni, a patto che l'autorità competente stessa valuti almeno annualmente i risultati del controllo delle emissioni al fine di verificare che le emissioni, in condizioni di esercizio normali, non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili.";*
visto	l'articolo 29-*sexies*, comma 4-ter del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.L. n. 46/2014) ai sensi del quale "*l'autorità competente può fissare valori limite di emissione più rigorosi di quelli di cui al comma 4-bis, se pertinenti, nei seguenti casi*: *a) quando previsto dall'articolo 29-septies;* *b) quando lo richiede il rispetto della normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione o il rispetto dei provvedimenti relativi all'installazione non sostituiti dall'autorizzazione integrata ambientale";*
visto	l'articolo 29- *sexies*, comma 4-quater del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale "*I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto*

	concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente.";
visto	l'articolo 29-*septies* del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
visto	l'articolo 29-*octies* del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), che disciplina i riesami delle Autorizzazioni Integrate Ambientali;
esaminati	i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della direttiva 2010/75/UE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m. rappresenta recepimento integrale, e precisamente: - Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione di cui alla Decisione (UE) 2017/1442 del 31/07/2017; - Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustions Plants – 2017;
visto	il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DEC/MIN 274 del 16/12/2015 "*Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame e aggiornamento dei provvedimenti di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare*";
visto	il "*Piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della qualità dell'aria nel quartiere Tamburi (TA)*" per gli inquinanti benzo(a)pirene e PM10, approvato dalla Regione Puglia con decreto di Giunta Regionale n. 1944 del 02/10/2012;
visto	il Regolamento Ragionale 9 dicembre 2013, n. 26 "*Disciplina delle acque meteoriche di dilavamento e di prima pioggia*" (attuazione dell'art. 113 del Dl.gs. n. 152/06 e ss.mm. ed ii.), pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia - n. 166 del 17-12-2013;
vista	la Legge Regionale n. 23/2015 "*Modifiche alla legge regionale 22 gennaio 1999, n. 7, come modificata e integrata dalla legge regionale 14 giugno 2007, n. 17*", relativa alla "Disciplina delle emissioni odorifere delle aziende. Emissioni derivanti da sansifici. Emissioni nelle aree a elevato rischio di crisi ambientale.".

2.3 Attività istruttorie

Vista	L'autorizzazione integrata ambientale (AIA) rilasciata con decreto n. DVA/DEC/2010/72 del 29 marzo 2010 per l'esercizio della centrale termoelettrica ARCELORMITTAL ITALY ENERGY S.r.l. (ex TARANTO ENERGIA S.r.l.) sita nel comune di Taranto;
vista	Il decreto di riesame parziale, relativo alle sole emissioni in atmosfera, dell'autorizzazione integrata ambientale di cui al decreto n. DVA/DEC/2010/72 del 29 marzo 2010 per l'adeguamento del provvedimento alle disposizioni di cui all'art. 273, comma 3 del D.Lgs. 152/2006, come modificato dal D.Lgs. 46/2014;
visto	il DPCM del 29 settembre 2017, recante "Approvazione delle modifiche al Piano delle misure e delle attività di tutela ambientale e sanitaria di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 14 marzo 2014, a norma dell'articolo 1, comma 8.1., del decreto-legge 4 dicembre 2015, n. 191, convertito, con modificazioni, dalla legge 1º febbraio 2016, n. 13.", e in particolare: - all'articolo 8, comma 1: "*Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare provvederà ad avviare il riesame dell'AIA per le centrali termoelettriche presenti all'interno dello stabilimento ILVA di Taranto S.p.A. in A.S. (ex Taranto Energia) per l'adeguamento alla decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio per i grandi impianti di combustione, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea L 212 del 17 agosto 2017*"; - all'articolo 8, comma 2: "*L'adeguamento alla decisione di esecuzione di cui al comma 1 dovrà avvenire entro il 17 agosto 2021, in conformità all'art. 21, comma 3, della direttiva 2010/75/ UE, così come recepita dall'art. 29-octies del decreto legislativo n. 152/2006*"; - all'articolo 2, comma 5: "*nelle more dell'adeguamento delle centrali termoelettriche presenti all'interno dello stabilimento ILVA di Taranto S.p.A. in A.S. (ex Taranto Energia S.r.l.), previsto nell'art. 8, comma 1, del presente decreto, trova applicazione quanto previsto al paragrafo 9.2.1.1.4 Trattamento gas coke nell'AIA 2011 per le emissioni dello stabilimento ILVA, limitatamente al periodo di fermata programmata della linea di desolforazione presente nell'area cokeria*.";
visto	il decreto direttoriale n. 430 del 22/11/2018, l'Autorità competente ha disposto il riesame complessivo delle autorizzazioni integrate ambientale delle centrali termoelettriche, finalizzato ad adeguare il provvedimento alle conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione di cui alla Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 del 31/07/2017;
vista	la nota n. DVA/27349 del 4/12/2018 con cui la Divisione competente della Direzione Generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali ha comunicato al Gestore l'avvio del riesame complessivo con valenza di rinnovo dell'AIA n. DVA/DEC/2010/72 del 29/03/2010 e s.m., rilasciata per l'esercizio della centrale termoelettrica ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. (ex Taranto Energia S.r.l. in A.S.)

	per l'adeguamento alle conclusioni sulle BAT di cui alla decisione di esecuzione della Commissione Europea (UE) 2017/1442, anche in attuazione del Piano Ambientale di cui al DPCM del 29/09/2017 per lo stabilimento siderurgico ArcelorMittal Italia S.p.A. di Taranto (ex ILVA S.p.A. in A.S.);
esaminata	la nota n. CET 08/19 del 31 gennaio 2019, acquisita al prot. DVA/2386 del 31/1/2019, con cui ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. ha trasmesso la documentazione per il riesame disposto con sopra citato d.d. del 22 novembre 2018, n. 430;
esaminata	la nota n. CET 12/19 del 11 febbraio 2019, acquisita al prot. DVA/3754 del 18/2/2019, con cui ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. ha trasmesso ulteriore documentazione a rettifica di quella inviata con nota n. CET 08/19 del 31 gennaio 2019;
vista	la nota n. DVA/4552 del 20/2/2019 con cui l'Autorità Competente ha comunicato di dare corso al procedimento di riesame, riavviandone i relativi termini, e ha disposto l'avvio dell'attività istruttoria da parte della Commissione istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale;
esaminata	la nota n. CET 35/19 del 4/4/ 2019, acquisita al prot. DVA/8872 del 8/4/2019, con cui ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. ha trasmesso ulteriore documentazione tecnica ad integrazione di quella inviata con nota n. CET 08/19 del 31 gennaio 2019 e n. CET 12/19 del 11 febbraio 2019;
esaminate	Le note prot. CET 53/19 del 10/06/2019, acquisita al prot. DVA/14832 del 10/06/2019, con nota prot. CET 55/19 del 13/06/2019, acquisita al prot. DVA/15203 del 13/06/2019, con cui il gestore ha trasmesso la documentazione richiesta dal Gruppo Istruttore nel corso della riunione del 29/05/2019;
considerate	le successive interlocuzioni tra il Gestore e l'Autorità Competente, ed in particolare le note prot. CET 61/19 del 28/06/2019, acquisita al prot. DVA/16777 del 01/07/2019, prot. DVA/17428 del 05/07/2019, prot. DVA/23345 del 16/09/2019, nota prot. CET 91/19 del 18/10//2019, acquisita al prot. DVA/ 27489 del 21/10/2019;
considerate	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 della presente Relazione Istruttoria 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;
visto	il verbale della seduta della Conferenza di servizi del 18 dicembre 2019, trasmesso dalla DVA con nota del 19/12/2019, protocollo n. DVA/33180;
visti	gli esiti delle riunioni del Gruppo istruttore: – del 29/05/2019 di cui al verbale prot. CIPPC/1048 del 31/5/2019, in cui si è svolto anche un sopralluogo presso gli impianti della centrale e l'impianto desolforazione dello stabilimento siderurgico; – del 23/10/2019 di cui al verbale prot. CIPPC/1709 del 23/10/2019; – del 27-28/11/2019 di cui al verbale prot. CIPPC/2102 del 28/11/2019; – del 21-22/01/2020 di cui al verbale prot. CIPPC/74 del 22/01/2020

vista	la nota prot. MATTM/22766 del 31/3/2020 con cui l’Autorità competente ha convocato la seconda riunione della Conferenza di servizi, alla quale sono allegate le osservazioni al PIC e al PMC trasmesse da ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. con nota prot. CET 31/20 del 12/3/2020;
vista	la e-mail inviata in data 7/4/2020 dalla segreteria della Commissione AIA-IPPC, di trasmissione al Gruppo Istruttore del verbale, con la proposta di controdeduzioni alle osservazioni presentate dal Gestore con nota del 12/03/2020, e del relativo Parere Istruttorio aggiornato, approvati telematicamente in data 14/4/2020.

3. DENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC

Denominazione impianto	ARCELORMITTAL ITALY ENERGY s.r.l.
Indirizzo sede operativa	S.S. 7 Appia, km. 648 – 74123 Taranto (TA)
Sede Legale	S.S. 7 Appia, km. 648 – 74123 Taranto (TA)
Rappresentante Legale	Ing. Antonio Maria Giordano Viale Brenta, 27/29 – 20139 Milano (MI) PEC: arcelormittalitalyenergy@legalmail.it
Tipo impianto	Centrale termoelettrica esistente, riesame complessivo
Codice e attività IPPC	Codice IPPC: 1.1 – Impianto di combustione con potenza termica di combustione > 50 MWt Codice IPPC: 1.1; Classificazione NACE: Produzione di energia elettrica (Codice 40.11); Produzione e distribuzione di energia elettrica (Codice 40.10); Produzione e distribuzione di calore (Codice 40.30); Classificazione NOSE-P: Processi di combustione > 300 MWt (Codici 1010.01 e 101.04).
Gestore Impianto	Ing. Antonio Maria Giordano S.S. 7 Appia, km. 648 – 74123 Taranto (TA) Recapiti telefonici: 099 4817210 PEC: amienergy@arcelormittalitaliapec.com
Referente IPPC	Antonio Marsella S.S. 7 Appia, km. 648 – 74123 Taranto (TA) Recapiti telefonici: 099 4817258 – fax 099 478200 e-mail: antonio.marsella@gruppoilva.com PEC: amienergy@arcelormittalitaliapec.com
Impianto a rischio incidente rilevante	SI
Numero addetti	100 ca
Sistema di gestione ambientale	SI (cert. N. EMS-7178/S di conformità ai requisiti della norma ISO14001:2015, con scadenza al 13 luglio 2021; registrazione EMAS n. IT-001508 del 27 sett. 2018, con scadenza al 26 giugno 2021)
Periodicità attività	Continua

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

Nell'allegato A.24 all'istanza di riesame, il Gestore riporta che la Centrale di Taranto, acquisita da ArcelorMittal Italy Energy s.r.l. nel novembre 2018 e precedentemente di proprietà Taranto Energia S.r.L. in A.S., è costituita dalla centrale denominata CET 2, avviata nel 1973, e dalla centrale denominata CET 3, avviata nel 1996.
L'insediamento occupa una superficie di circa 105.341 m^2 all'interno di un'area fortemente industrializzata ubicata a nord della città di Taranto, principalmente occupata dal più grande polo siderurgico italiano (ex-ILVA), dalla Raffineria Eni, dalla cementeria Cementir e da un centinaio di industrie manifatturiere di dimensioni medie e piccole situate prevalentemente nel Comune di Taranto.
Considerando i nuclei abitativi più prossimi alla Centrale, entro un raggio di 5 km sono presenti il "Rione Tamburi", posto circa 2 km a sud, ed il "Quartiere Paolo VI", posto circa 4,5 km a nord est. Il paese di Statte si trova invece a circa 5 km a nord.

Segue una figura illustrativa dell'ubicazione della Centrale di Taranto:

Fonte: ERM (2019)

Le coordinate di localizzazione della Centrale sono:
Latitudine: 40°30'34.55" N;
Longitudine: 17°12'58.10" E.

All'interno della Scheda A.8 il Gestore ha fornito i dati relativi alla superficie totale su cui è ubicata l'installazione e i dati catastali.

A.8 INQUADRAMENTO TERRITORIALE			
Superficie dell'installazione [m^2]			
Totale	Coperta	Scoperta pavimentata	Scoperta non pavimentata
105.341 m^2	29.200 m^2	67.300 m^2	7.400 m^2

Ai sensi del corrente **Piano Regolatore Generale (PRG) del comune di Taranto** il sito di impianto risulta localizzato all'interno di un'area C1 - Zona Industriale.
Per l'area C1, l'articolo 31 delle Norme tecniche di attuazione (NTA) del PRG prevede che "*La zona di sviluppo industriale di cui al D.M. 27 aprile 1964 [omissis] è assoggettata a tutte le disposizioni di cui al D.M. stesso; inoltre essa deve uniformarsi alle Norme di attuazione del Piano di Sviluppo dall'Area Industriale sempre che non siano in contrasto con le presenti norme*".
Relativamente al rapporto fra la variante generale al PRG di Taranto ed il Piano ASI di Taranto, l'art. 31 delle NTA del PRG conclude che "*il Piano ASI va inteso come Piano Territoriale di coordinamento e quindi Piano di Direttive, mentre i Piani Regolatori Generali e le Variazioni relative dovranno – uniformandosi alle direttive ed indirizzi propri dei Piani ASI - contenere tutte quelle previsioni, tipizzazioni e vincoli di dettaglio che i Piani ASI non possono contendere data la loro caratteristica di Piani di massima*".
Il Gestore segnala, inoltre, come la Variante Generale al PRG del Comune di Taranto, adottata con Deliberazione di Consiglio Comunale n. 324 del 09/09/1974, approvata con Decreto Regionale n. 421 il 20/03/1978, di classificazione dell'area della Centrale nel senso sopra indicato, è stata dichiarata conforme alla Legge Regionale n. 56 del 31 maggio 1980 con Delibera di Giunta Regionale n. 1185 del 29 marzo 1989.
Il Gestore dichiara, inoltre, come il PRG in questione, modificato con variante generale destinata a Piano per gli Insediamenti Produttivi (PIP) approvata con D.G.R. n. 1036 del 02/03/1990, ha subito un'ulteriore modifica e, peraltro, è quello ancora vigente e comprensivo delle aree poi divise tra i Comuni di Taranto e di Statte (trattasi dell'ultima variante antecedente alla costituzione del comune di Statte, riconosciuto autonomo nel 1993).
Nel novembre 2017 l'Amministrazione Comunale di Taranto avrebbe, peraltro, dato avvio all'iter amministrativo, analitico e partecipativo, per la realizzazione del nuovo Piano Urbanistico Generale (PUG), restando nelle more efficace il PRG approvato nel 1978, integrato con la variante del 1990.

Relativamente al **Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (PUTT/p)**, a sua volta approvato con *D.G.R. n. 1748 del 15 dicembre 2000* ed in vigore dall'11 gennaio 2001, redatto ai sensi della *Legge 431/85* (c.d. *Legge Galasso*) – ora D.lgs. n. 42/2004, *Codice dei beni culturali e del paesaggio*, il Gestore ne riferisce l'applicabilità solo ad alcune aree del territorio regionale, con identificazione di taluni Ambiti Territoriali Estesi (ATE) sulla base di 5 valori paesaggistici, ciascuno dei quali riferito ad un particolare livello di tutela, quali:

- *Valore eccezionale "A"*, laddove sussistano condizioni di rappresentatività di almeno un bene costitutivo di riconosciuta unicità e/o singolarità, con o senza prescrizioni vincolistiche preesistenti, per il quale vanno perseguiti obiettivi di conservazione e valorizzazione dell'assetto attuale e recupero di eventuali situazioni compromesse, attraverso l'eliminazione dei detrattori (NTA 2.02);
- *Valore rilevante "B"*, laddove sussistano condizioni di compresenza di più beni costitutivi, con o senza prescrizioni vincolistiche preesistenti, per i quali vanno perseguiti obiettivi di conservazione e valorizzazione dell'assetto attuale e recupero di eventuali situazioni compromesse, attraverso l'eliminazione dei detrattori o mitigazione degli effetti negativi (NTA 2.02);
- *Valore distinguibile "C"*, laddove sussistano condizioni di presenza di un bene costitutivo, con o senza prescrizioni vincolistiche preesistenti, per il quale vanno perseguiti obiettivi di salvaguardia e valorizzazione dell'assetto attuale, se qualificato, e trasformazione, se compromesso, compatibilmente con la qualificazione paesaggistica (NTA 2.02);
- *Valore relativo "D"*, laddove pur non sussistendo la presenza di un bene costitutivo, sussista la presenza di vincoli (diffusi) che ne individuino una significatività, per i quali vanno perseguiti obiettivi di valorizzazione degli aspetti rilevanti con salvaguardia delle visuali panoramiche (NTA 2.02);
- *Valore normale "E"*, laddove non è direttamente dichiarabile un significativo valore paesaggistico, per il quale vanno perseguiti obiettivi di valorizzazione delle peculiarità del sito (NTA 2.02).

Con *Delibera n. 176 del 16 febbraio 2015*, la Giunta Regionale ha approvato il **Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia (PPTR)**. Tale Piano persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20, *Norme per la pianificazione paesaggistica*" e del menzionato D.lgs. n. 42/2004 e succ. modd.. Tale strumento di pianificazione persegue, in particolare, la promozione e la realizzazione di uno sviluppo socioeconomico autosostenibile e durevole e di un uso consapevole del territorio regionale, anche attraverso la conservazione ed il recupero degli aspetti e dei caratteri peculiari dell'identità sociale, culturale e ambientale, la tutela della biodiversità e la realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati, coerenti e rispondenti a criteri di qualità e sostenibilità.
In particolare, il Titolo VI, *Disciplina dei Beni Paesaggistici e degli Ulteriori Contesti del PPTR*, definisce tre Strutture, che a loro volta sono articolate in Componenti, ciascuna delle quali soggetta a specifica disciplina:

- *Struttura idrogeomorfologica*, articolata in componenti geomorfologiche e componenti idrologiche;
- *Struttura ecosistemica e ambientale*, articolata in componenti botanico-vegetazionali e componenti delle aree protette e dei siti naturalistici;

- *Struttura antropica e storico-culturale*, articolata in componenti culturali e insediative e componenti dei valori percettivi.

Relativamente alle menzionate strutture, per quanto riguarda l'area su cui insiste la localizzazione della Centrale, il Gestore segnala che:

- relativamente alla Struttura Idrogeomorfologica il sito della Centrale e l'area circostante compresa entro un raggio di 500 m non ricadono in nessuna delle componenti identificate dal Piano per la Struttura Idrogeomorfologica, nè risultano interessate da vincoli;
- per quanto riguarda la Struttura Ecosistemica e Ambientale il sito della Centrale e l'area circostante compresa entro un raggio di 500 m non ricadono all'interno di nessuna componente Botanico Vegetazionale identificata dal PPTR, nè risultano interessate da vincoli;
- parimenti anche in relazione alla Struttura Antropica e Storico-Culturale il sito della Centrale non ricade in nessun ambito caratterizzato dal Piano e non risulta interessato da vincoli.

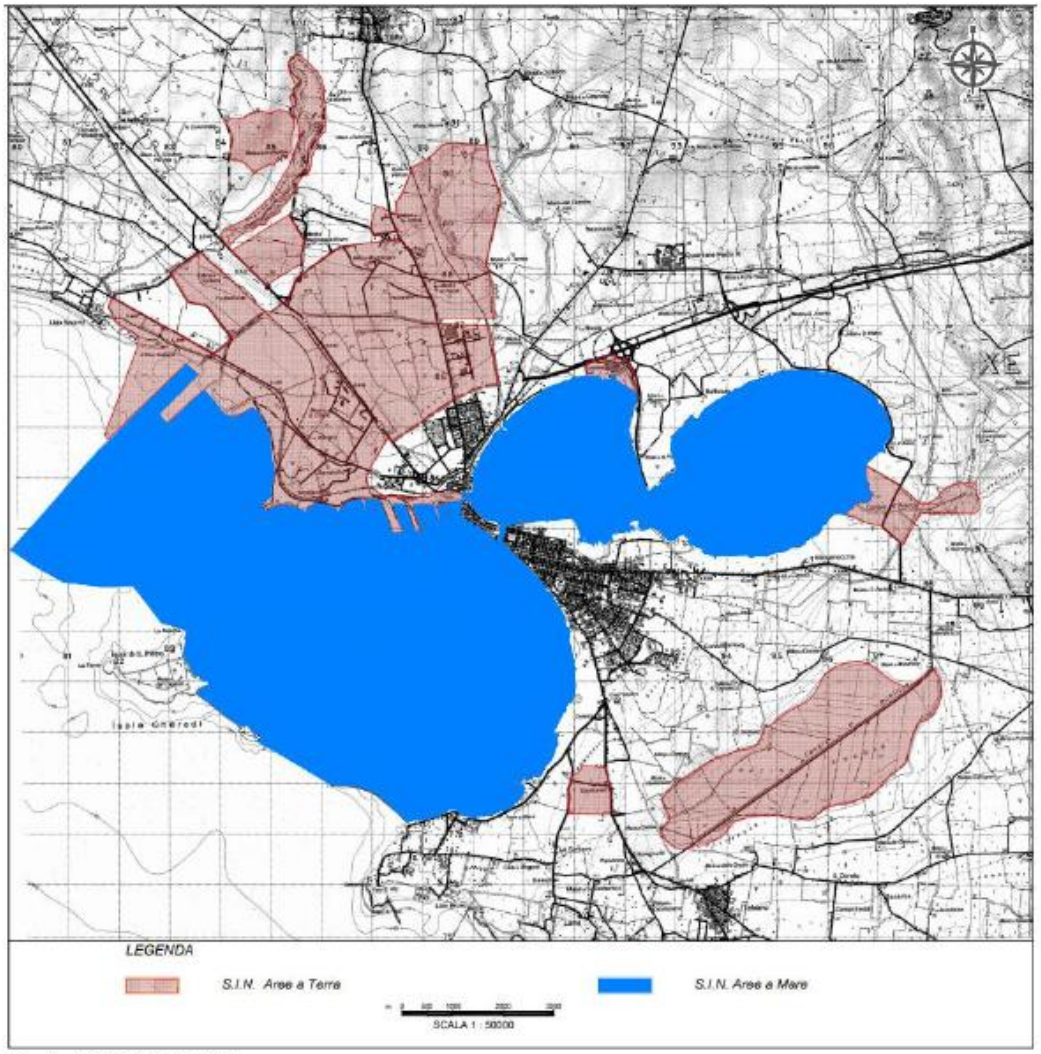
Rileva, peraltro, un'area compresa entro il raggio di 500 m dalla Centrale che interferisce con i seguenti Ulteriori Contesti Paesaggistici:

- l'area di rispetto delle componenti culturali e insediative posta ad est;
- la strada panoramica posta ad est.

Infine, la Legge 426/98, all'art. 1, comma 4, ha individuato l'area industriale di Taranto come **Sito di Bonifica di Interesse Nazionale (SIN)**, includendola nell'elenco delle aree industriali ad alto rischio ambientale.

Al riguardo il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con decreti del 10/01/00 e del 18/09/01, ha stabilito il perimetro del Sito di Interesse Nazionale di Taranto, così come riportato nella successiva figura:

Mappa perimetrazione SIN Taranto ex D.M. 10/01/2000



Fonte: D.M. 10/1/2000

Il Gestore riferisce, inoltre, che il sito non ricade all'interno di **Parchi o riserve naturali**, segnalando come le aree protette più prossime all'Area di Studio distano circa 3 km dall'installazione e consistono in:

- il Parco Naturale Regionale Terra delle Gravine (EUAP 0894), posto circa 2,8 km a nord;
- l'Important Bird Area (IBA 139 "Gravine"), posto circa 3,5 km a nord ovest.

Segue figura illustrativa delle citate aree:

Parchi e Aree IBA

Fonte: ERM, 2019

Infine, il sito in questione non ricade all'interno di **Aree SIC (Siti di Interesse Comunitario)** né all'interno di **ZPS (Zone di Protezione Speciale)**; l'area Natura 2000 più prossima al sito di intervento è posta ad una distanza di circa 3 km:

Aree SIC e ZPS

Fonte: ERM, 2019

Segue una tabella illustrativa dell'Elenco Aree SIC e ZPS prossime all'Area di Studio come sopra raffigurate:

Elenco aree SIC e ZPS prossime alla Centrale di Taranto

Codice	Tipo	Nome	Distanza	Direzione
IT9130004	SIC	Mar Piccolo	2,8	Est
IT9130007	SIC/ZPS	Area delle Gravine	3,4	Nord Ovest
IT9130008	SIC	Posidonieto Isola San Pietro – Torre Canneto	4,7	Sud Ovest
IT9130006	SIC	Pineta dell'Arco Ionico	6	Ovest

Il Gestore dichiara infine che l'installazione in questione non risulta soggetta a vincoli relativi ad usi civili e servitù militari.

Per quanto attiene la tematica di qualità dell'aria, la Regione Puglia, di concerto con l'ARPA Puglia e l'ASL di Taranto, con DGR n. 1944 del 2 ottobre 2012, ha approvato il "*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",* in cui vengono individuate, tra le altre cose, specifiche misure/azioni (da implementare a cura del comparto industriale) atte a minimizzare le emissioni in atmosfera per i parametri PM10 e Benzo(a)Pirene, nell'area dei Comuni di Taranto e Statte ed in particolare nel quartiere Tamburi di Taranto, riportandole altresì ai valori di qualità dell'aria ambiente al di sotto dei limiti prescritti dal D. Lgs 155/2010.

Nell'ambito di tale piano vengono definiti i cosiddetti "wind days" ovvero le giornate in cui specifiche condizioni metereologiche avverse, con particolare riferimento a direzione e velocità del vento, concorrono ad un maggiore trasporto di inquinanti dall'area industriale nell'area del vicino quartiere Tamburi, ad elevata densità abitativa.

Pertanto in concomitanza dei Wind Days devono essere implementate – a cura di ciascun impianto industriale – una serie di azioni di riduzione delle emissioni convogliate al fine di traguardare gli obiettivi previsti dal citato Piano. In particolare, *per ogni impianto industriale sottoposto alla disciplina di AIA, si dovrà operare una riduzione del flusso di massa di emissioni in aria del B(a)P (qualora presente in quantità significativa) e di PM10 del 10% rispetto ai valori medi giornalieri, relativamente ai punti di emissione aventi portata maggiore od uguale a 100.000 Nm^3/h.*

La Regione Puglia ha emanato la Legge n° 3 del 12 febbraio 2002 "Norme di indirizzo per il contenimento e la riduzione dell'inquinamento acustico", che impone ai Comuni l'approvazione della classificazione acustica del territorio sulla base dei criteri individuati nella medesima Legge.

Il Gestore dichiara che il comune di Taranto ha predisposto una bozza di piano di zonizzazione acustica del proprio territorio nel 1997, rivista nel 2003, ma non ha ancora adottato il piano. Pertanto, in assenza di zonizzazione acustica comunale, ai sensi dell'art. 8 comma 1 del D.P.C.M. 14/11/1997 "*Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore*", si applicano i valori stabiliti dall'art. 6 del DPCM 01/03/1991. In considerazione della destinazione d'uso industriale, i limiti di accettabilità applicabili al sito sono quelli relativi ad una "*Zona esclusivamente industriale*", cui corrispondono limiti d'immissione diurni e notturni pari a 70 dB(A).

5. ASSETTO IMPIANTISTICO

5.1 Ciclo produttivo e descrizione delle singole fasi

Come riportato nella Relazione tecnica di cui all. B18, la Centrale di ArcelorMittal Italy Energy di Taranto è costituita dagli impianti denominati CET 2 e CET 3, situati all'interno dello stabilimento siderurgico ArcelorMittal Italia. I siderurgico e la Centrale ArcelorMittal Italy Energy sono tra loro interconnessi, infatti:

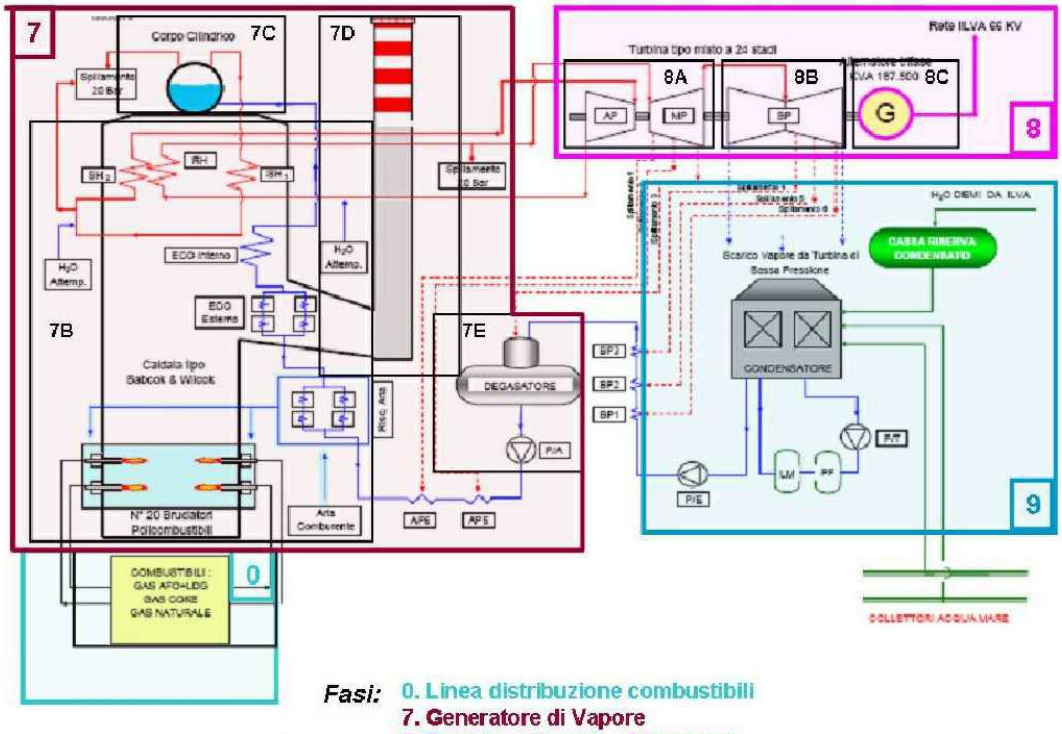
- la Centrale è alimentata da una miscela di Gas Siderurgici, denominati Gas AFO (gas da altoforno, ricavato durante la produzione di ghisa), Gas COKE (gas di cokeria, ricavato nei forni per coke metallurgico) e Gas LDG (gas d'acciaieria, proveniente dai convertitori LD dell'acciaieria), con aggiunta di Gas Naturale;
- la Centrale riceve da ArcelorMittal Italia, oltre ai combustibili, una serie di fluidi di servizio (come acqua mare per le esigenze di raffreddamento, acqua demineralizzata, etc…);
- la Centrale a sua volta cede al siderurgico:
    - l'energia elettrica prodotta dall'impianto CET2 alla tensione di 66 kV;
    - vapore a 20 bar (da CET3, e con back-up da CET2);
    - l'energia elettrica prodotta dall'impianto CET 3 alla tensione di 66 kV.

La Centrale è programmata per funzionare su ciclo continuo, fatte salve le fermate di manutenzione necessarie ed eventuali situazioni di malfunzionamento/fermata che portano al blocco degli impianti. Le fermate programmate vengono preventivamente concordate tra ArcelorMittal Italia ed ArcelorMittal Italy Energy al fine di massimizzare l'utilizzo dei gas siderurgici.
L'installazione prevede fermate di manutenzione programmata annuali con un fermo impianto di manutenzione di almeno 69 giorni per l'impianto CET 2 e 30 giorni per l'impianto CET 3.

Pertanto l'impianto CET 2, fatte salve situazioni imprevedibili, marcia a ciclo continuo e carico costante per circa 8.200 ore all'anno, mentre l'impianto CET 3, fatte salve situazioni imprevedibili, marcia a ciclo continuo e carico costante per circa 8.500 ore all'anno.

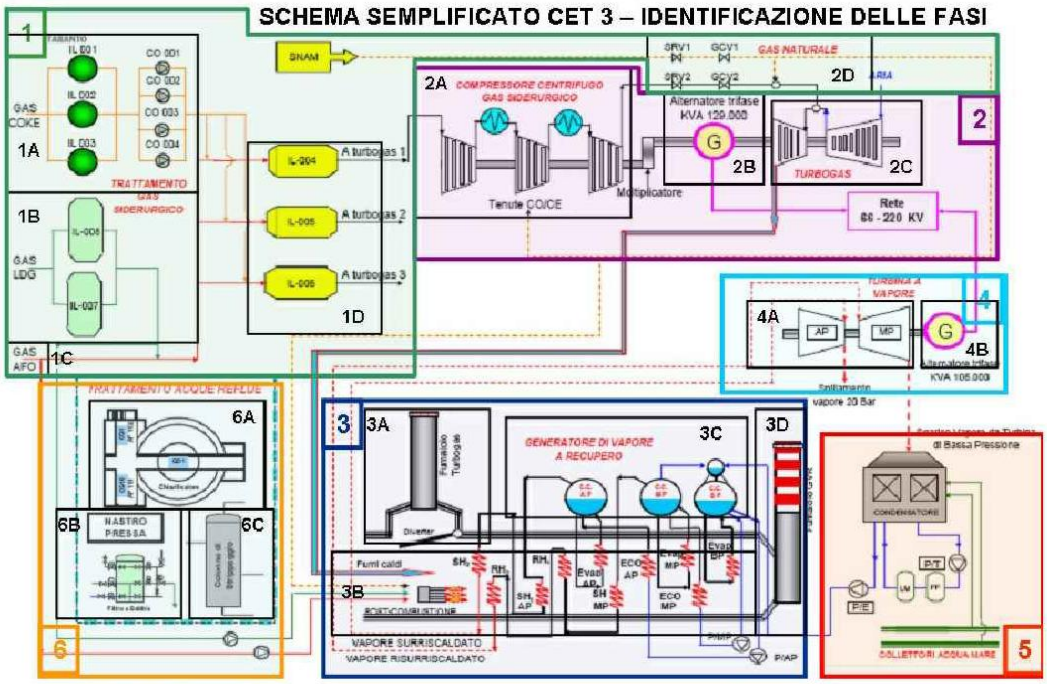
Di seguito lo schema semplificato delle fasi del processo produttivo riportato dal Gestore nell'allegato A.25:

SCHEMA SEMPLIFICATO MONOBLOCCO CET 2 – IDENTIFICAZIONE DELLE FASI



Fasi: 0. Linea distribuzione combustibili
7. Generatore di Vapore
8. Turbina a Vapore – Alternatore
9. Condensatore ad Acqua di Mare

SCHEMA SEMPLIFICATO CET 3 – IDENTIFICAZIONE DELLE FASI



Fasi: 1. Alimentazione e Trattamento Gas Siderurgici e alimentazione Gas Naturale
2. Turboalternatore, compressore centrifugo e Turboalternatore
3. Generatore di Vapore a Recupero
4. Turbina a Vapore – Alternatore
5. Condensatore ad Acqua di Mare
6. Trattamento Acque di Processo

5.1.1 Centrale CET 2.

La Centrale CET 2, della potenza elettrica complessiva di circa 480 MW, è in funzione dal 1973.
L'impianto CET 2 è del tipo termoelettrico tradizionale ed è composto da tre unità simili tra loro che producono energia elettrica e vapore (in back-up alla centrale CET3) utilizzando come combustibili i gas prodotti dai processi dello stabilimento siderurgico (Gas AFO, Gas COKE e Gas LDG) e Gas Naturale; il gas LDG e AFO giungono in centrale già tra loro miscelati.
I tre monoblocchi, pressoché uguali tra loro a meno delle caldaie del monoblocco 1, sono costituiti da una turbina a vapore, un condensatore ad acqua di mare, un alternatore e un trasformatore elevatore.
I gas siderurgici, provenienti da reti dello stabilimento siderurgico, sono trasferiti direttamente alle caldaie attraverso gasdotti. Il Gas Naturale, viene prelevato da rete SNAM.
L'acqua demineralizzata per il reintegro delle caldaie della centrale CET 2 proviene direttamente dalla rete dello stabilimento siderurgico.
Per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari viene utilizzata acqua di mare, prelevata da una stazione di pompaggio posta all'interno dello stabilimento siderurgico. L'acqua in uscita dai condensatori/scambiatori viene inviata alle vasche di stramazzo (interne allo stabilimento siderurgico).
L'energia elettrica prodotta dalla centrale CET 2 è ceduta su due anelli dello stabilimento siderurgico a 66 KV: i monoblocchi 1 e 2 si trovano sul nuovo anello, il monoblocco 3 sul vecchio e nuovo anello.
L'impianto CET 2 fornisce, a richiesta, vapore allo stabilimento siderurgico a 20 bar e alla temperatura di 350°C (in back-up di emergenza alla produzione di CET3).
La supervisione e la gestione della CET 2 è realizzata in due sale controllo, presidiate con continuità in quanto vi si svolgono attività produttive su tre turni ogni giorno della settimana per 365 giorni l'anno.
L'area relativa al fabbricato della centrale CET 2 comprende 3 caldaie con le tubazioni dei combustibili, del vapore di alta, media e bassa pressione, e di tutti i fluidi di servizio (acqua demineralizzata e industriale, aria compressa, azoto e rete antincendio).

Generatori di emergenza

La Centrale CET 2 è supportata dalla presenza di due gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria, uno (MB1-2) della potenza di 640 kWe (1811 kWt) e l'altro (MB3) di 600 kWe (1700 kWt) ed alimentati a gasolio. Il serbatoio di servizio e deposito del gasolio è ubicato fuori terra ed ha una capacità di 1.000 litri per gruppo. Il motore di ogni gruppo viene alimentato direttamente per caduta da un serbatoio in acciaio installato all'esterno del locale su una parete contigua dotato di bacino di contenimento idoneo a contenere tutta la capacità del serbatoio, per confinare eventuali fuoriuscite accidentali. I due gruppi elettrogeni sono entrambi installati in apposito locale con accesso esclusivamente dall'esterno, al piano terra dell'edificio di controllo CET 2.
Le Fasi funzionali in cui è possibile suddividere il processo produttivo sono, come indicato in Scheda A.4 allegata alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale:

Fase 0: Linee distribuzione combustibili gas naturale e gas siderurgici;

Fase 7: Generatori di Vapore;

Fase 8: Turbine a Vapore – Alternatore;

Fase 9: Condensatori ad acqua di mare;

Ausiliari.

Nella relazione tecnica il Gestore ha descritto i combustibili utilizzati (Gas AFO, Gas Coke, Gas LDG e Gas Naturale), e le relative modalità di adduzione all'impianto. In particolare, i Gas AFO, COKE, LDG, provenienti dalle reti ARCELORMITTAL ITALIA, sono trasferiti direttamente alle caldaie attraverso gasdotti, mentre il Gas Naturale viene prelevato direttamente dalla rete di distribuzione nazionale tramite proprio gasdotto, Le tubazioni di adduzione dei Gas AFO, COKE, LDG forniti dallo stabilimento siderurgico, vengono distribuiti alla centrale ARCELORMITTAL ITALY ENERGY con una rete che si stacca dalle tubazioni ARCELORMITTAL ITALIA fino all'ingresso delle caldaie dei 3 Monoblocchi di CET 2.

5.1.2 Centrale CET 3.

La Centrale CET 3, della potenza elettrica complessiva di circa 520 MW, è in funzione dal 1996 ed è di tipo a ciclo combinato in assetto cogenerativo, composto da un sistema di trattamento e miscelazione dei gas siderurgici, da impianti ausiliari tra cui quello per il trattamento acque reflue e da tre unità identiche, denominate "moduli di produzione", che producono energia elettrica e vapore utilizzando come combustibili i gas siderurgici, Gas AFO, Gas Coke, Gas LDG, integrati con gas naturale sino al raggiungimento del valore di potere calorifico necessario alla marcia della turbina a gas.

Con l'espressione "Ciclo Combinato" si definisce l'unione di due cicli tecnologici, uno compiuto da aria e da una miscela di gas siderurgici e gas naturale (ciclo a gas) e l'altro compiuto da acqua e vapore (ciclo a vapore), entrambi finalizzati a produrre energia elettrica con elevato rendimento.
Nel ciclo gas l'energia meccanica è ottenuta dalla turbina a gas, grazie all'espansione dei gas caldi provenienti dalla combustione del gas naturale e dei gas siderurgici. L'aria comburente immessa nella turbina a gas viene prelevata dall'atmosfera, filtrata dalle impurità, compressa ed inviata al sistema di combustione. L'alternatore trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.
Nel ciclo vapore i gas prodotti dalla combustione della turbina a gas vengono convogliati, attraverso un condotto, al generatore di vapore a recupero (GVR). In questo ciclo l'energia meccanica è ottenuta da una turbina alimentata dal vapore prodotto dal GVR. Il vapore scaricato dalla turbina a vapore è condensato mediante un condensatore raffreddato ad acqua di mare. La condensa così ottenuta, unitamente all'opportuna integrazione di acqua demineralizzata, forma la portata dell'acqua di alimento per il generatore di vapore a recupero, chiudendo così il circuito.
Con il termine "Cogenerazione" si indica generazione, in un unico impianto, di forme diverse di energia: elettrica, meccanica (per il compressore dei gas siderurgici) e termica (quest'ultima, con un costo aggiuntivo minimo, sfruttata per produrre vapore sfruttando i gas caldi della combustione prima del loro rilascio in atmosfera).

La Centrale Termoelettrica CET 3 a ciclo combinato cogenerativo trasforma quindi l'energia termica dei gas siderurgici e del gas naturale (combustibili in ingresso) in energia elettrica utilizzando due cicli termici a cascata energia termica (produzione vapore per l'attiguo stabilimento siderurgico), e in energia meccanica per compressore dei gas siderurgici.

Ogni unità che compone la centrale CET 3 è costituita da un sistema di compressione dei gas siderurgici, una torre evaporativa per il raffreddamento del compressore, un turbogas (TG), un alternatore e un trasformatore elevatore (per il TG), un generatore di vapore a recupero, una turbina a vapore (TV), un alternatore e un trasformatore elevatore (per la TV).

La potenza elettrica netta complessiva dell'impianto è di circa 520 MWe con una contemporanea produzione di vapore di processo per lo stabilimento pari a 140 t/h alla pressione di 20 bar.
L'acqua demineralizzata di reintegro del generatore di vapore a recupero proviene dalla rete dello stabilimento siderurgico.
Per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari è utilizzata acqua di mare, fornita dallo stabilimento siderurgico, prelevata dal Mar Piccolo di Taranto.
Successivamente l'acqua di mare in uscita dai condensatori/scambiatori viene utilizzata dallo stabilimento ARCELORMITTAL ITALIA per successivi usi di processo.

L'energia elettrica prodotta dall'impianto CET 3 è ceduta allo stabilimento siderurgico alla tensione 220kV e 66kV. La Centrale CET 3 fornisce vapore allo stabilimento siderurgico a 20 bar.
La supervisione e la gestione della centrale è realizzata in una sala controllo presidiata con continuità.

Generatori di emergenza
La Centrale CET 3 è supportata dalla presenza di un gruppo per la produzione di energia elettrica sussidiaria della potenza di 1000 kWe (2510 kWt) e alimentato a gasolio. Il motore del gruppo viene alimentato direttamente per caduta da un serbatoio in acciaio installato all'esterno del locale su una parete contigua dotato di bacino di contenimento idoneo a contenere tutta la capacità del serbatoio, per confinare eventuali fuoriuscite accidentali. Il gruppo elettrogeno è installato in apposito locale con accesso esclusivamente dall'esterno, al piano terra dell'edificio di controllo CET 3.

Le Fasi funzionali in cui è possibile suddividere il processo produttivo dell'impianto CET 3 sono, sempre in riferimento a quanto indicato nella Scheda A.4 e nell'Allegato A.25 (Schema a blocchi) della Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale:

Fase 1: Alimentazione e Trattamento Gas Siderurgici e alimentazione Gas Naturale;
Fase 2: Turbina a Gas, compressore centrifugo e Turboalternatore;
Fase 3: Generatore di Vapore a Recupero GVR;
Fase 4: Turbina a Vapore - Alternatore;
Fase 5: Condensatore ad acqua di mare;
Fase 6: Trattamento Acque di processo.

Come per la CET 2, i Gas AFO, COKE, LDG, sono trasferiti alla centrale attraverso gasdotti provenienti dalle reti ARCELORMITTAL ITALIA. Il Gas Naturale viene invece prelevato direttamente dalla rete di distribuzionale nazionale tramite proprio gasdotto.
I gas siderurgici che pervengono all'impianto CET 3, prima della loro immissione nella camera di combustione del turbogas, passano attraverso un impianto di trattamento in grado di eliminare i possibili contaminanti che potrebbero danneggiare le turbine. Il sistema di trattamento, comune ai tre moduli, è costituito da:

- elettrofiltri depolveratori sulla linea del gas LDG (2 filtri dimensionati ciascuno per il 100% della portata);

- elettrofiltri decatramatori sulla linea del gas COKE (3 filtri dimensionati ciascuno per il 50% della portata); il gas coke viene successivamente elevato in pressione a mezzo soffianti onde consentire la miscelazione con i restanti gas;
- elettrofiltri depolveratori ad umido sulla miscela AFO-COKE-LDG in ingresso al turbogas.

La miscela depurata di gas AFO, LDG e gas coke viene quindi inviata al sistema di compressione in tre stadi che la porta alla pressione di circa 20 bar prima della miscelazione con il gas naturale. La miscela dei quattro gas viene quindi immessa nella camera di combustione della turbina a gas. I gas di scarico del turbogas confluiscono nel generatore di vapore a recupero che produce vapore a tre livelli di pressione utilizzato per alimentare la turbina a vapore,

Trattamento acque di Processo

L'impianto di trattamento delle acque di processo ha lo scopo di abbattere il carico inquinante contenuto nelle varie acque prodotte dalla centrale.
Tali acque provengono principalmente dal sistema di trattamento dei gas (acque di lavaggio degli elettrofiltri LDG e finali, e dei decatramatori), dai separatori di condensato che si trovano tra le fasi di compressione, dalle linee e guardie idrauliche e dai diversi spurghi.
L' impianto è diviso in tre fasi di trattamento, in funzione del tipo e della quantità di inquinanti contenuti nelle acque da trattare:

1° Fase: Pretrattamento delle acque provenienti dalle condense dei compressori, dalle condense di linea e delle guardie idrauliche per separare il catrame, la naftalina e gli idrocarburi leggeri;

2° Fase: Trattamento chimico-fisico delle acque provenienti dal pretrattamento e dai lavaggi e di quelle provenienti dal ciclo termico per abbattere le specie chimiche indesiderate, in particolare idrogeno solforato ed acido cianidrico, mediante: Equalizzazione (con cloruro ferrico e soda); Neutralizzazione (con soda); _ Flocculazione (con polielettrolita anionico); Decantazione + ispessimento fanghi (con polielettrolita cationico) + disidratazione fanghi; Ossidazione (con acqua ossigenata);

3° Fase: Trattamento fisico delle acque eccedenti l'utilizzo interno per abbattere le specie chimiche non eliminate dal trattamento chimico, in particolare ammoniaca, gas incondensabili ed idrocarburi, mediante: Chiarificazione con filtri a sabbia; Strippaggio con vapore + incenerimento in torcia dei gas; Filtrazione a carboni attivi.

5.2 Minimo tecnico

Con la documentazione integrativa trasmessa con la nota prot. CET 53/19 del 10/06/2019, il Gestore ha comunicato il valore del minimo tecnico per singolo gruppo di produzione:

- CET 2: Potenza monoblocco > 45 MWe
- CET 3: Potenza modulo > 75 MWe e apertura diverter > 75%

5.3 Capacità produttiva

Dalla scheda A.3.1 risulta che la centrale di Taranto è attualmente autorizzata per la capacità produttiva riportata nella seguente tabella:

Prodotto	Sezione	Capacità di produzione	
Energia elettrica e vapore	**CET 2**	1.284 MWt	480 MWe
	CET 3	1.325 MWt	520 MWe + 140 t/h di vapore o 560 MWe senza cogenerazione di vapore

5.4 Consumi

5.4.1 Consumi materie prime/combustibili

I consumi di materie prime, tra cui in particolare i combustibili utilizzati ossia gas COK, gas AFO, Gas LDG e metano, con riferimento all'anno 2016 e alla capacità produttiva sono riportati rispettivamente nelle schede B.1.1 e B.1.2 inviate dal Gestore con la comunicazione di "errata corrige" di febbraio 2019.

Le aree di competenza della CTE destinate a deposito e stoccaggio di materie prime sono riportate nella scheda B.13, mentre nella scheda B.13.1 sono indicati i serbatoi di stoccaggio presenti. Da tali schede emerge la presenza all'interno dell'installazione di 26 aree di deposito, di cui 5 non più utilizzate, e 38 serbatoi, di cui 3 non più utilizzati in quanto contenevano olio combustibile.

Si riporta di seguito un estratto delle schede B.1.1 e B.1.2 che mostra le caratteristiche e i consumi dei combustibili citati:

B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)											Anno di riferimento: 2016		
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso (***)	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
Gas Naturale [1]	Eni S.p.A. Scheda dati sicurezza **All. B 31a**	MP	2A, 3D, 7A	Gas	68410□63□9	Metano	> 80%	H220 H280	P210 P377 P381	Flam Gas Cat 1 Press. gas	364.533*10³ Sm3	NO	
Gas di recupero da cokeria (COKE) [2]	ILVA S.p.A..	MP	1A, 3D, 7A	Gas	1333-74-0	Idrogeno	59.9%	H220 H332 H340 H350 H360D H373	P201 P202 P210 P260 P304+P340 P308+P313 P377 P381	Flam Gas Cat 1 Rep.tox 1A Acut tox.Cat 4 STOT RE Cat 2 Carc. 1A Mutg 1B	299.865*10³ Nm³	NO	
					7727-37-9	Azoto	6.1%						
					7782-44-7	Ossigeno	0.9%						
					124-38-9	Anidride Carbonica	0.8%						
					630-08-0	Carbonio monossido	5%						
					74-82-8	Metano	23.7%						
					71-43-2	Benzene	0.6%						
					-	Mixture of hydrocarbons	2.5%						
Gas di recupero da altoforno (AFO) [3]	ILVA S.p.A.	MP	1C, 3D, 7A	Gas	1333-74-0	Idrogeno	3.7%	H220 H360D H331 H372	P201 P202 P210 P260 P321 P304+P340 P308+P313 P377 P381	Flam Gas Cat 1 Rep.tox 1A Acut tox.Cat 3 STOT RE Cat1	5.150.539*10³ Nm³	NO	
					7727-37-9	Azoto	47.2%						
					124-38-9	Anidride Carbonica	21.7%						
					630-08-0	Ossido di Carbonio	26.7%						
					7782-44-7	Ossigeno	0.6%						
Gas di recupero da acciaieria (LDG) [4]	ILVA S.p.A.	MP	1B, 3D, 7A	Gas	1333-74-0	Idrogeno	0.9%	H220 H360D H331 H372	P201 P202 P210 P260 P321 P304+P340 P308+P313 P377 P381	Flam Gas Cat 1 Rep.tox 1A tox.Cat 3 STOT RE Cat1	18.319*10³ Nm³	NO	
					7727-37-9	Azoto	30.3%						
					7782-44-7	Ossigeno	0.5%						
					630-08-0	Ossido di Carbonio	51.1%						
					124-38-9	Anidride Carbonica	17.1%						

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)													
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso (***)	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
Gas Naturale [1]	Eni S.p.A. Scheda dati sicurezza **All. B 31a**	MP	2A, 3D, 7A	Gas	68410□63□9	Metano	> 80%	H220 H280	P210 P377 P381	Flam Gas Cat 1 Press. gas	765.519,3*10³ Sm³	NO	
[2] Gas di recupero da cokeria (COKE)	ILVA S.p.A..	MP	1A, 3D, 7A	Gas	1333-74-0	Idrogeno	59.9%	H220 H332 H340 H350 H360D H373	P201 P202 P210 P260 P304+P340 P308+P313 P377 P381	Flam Gas Cat 1 Rep.tox 1A Acut tox.Cat 4 STOT RE Cat 2 Carc. 1A Mutg 1B	629.716,5*10³ Nm³	NO	
					7727-37-9	Azoto	6.1%						
					7782-44-7	Ossigeno	0.9%						
					124-38-9	Anidride Carbonica	0.8%						
					630-08-0	Carbonio monossido	5%						
					74-82-8	Metano	23.7%						
					71-43-2	Benzene	0.6%						
					-	Mixture of hydrocarbons	2.5%						
[3] Gas di recupero da altoforno (AFO)	ILVA S.p.A.	MP	1C, 3D, 7A	Gas	1333-74-0	Idrogeno	3.7%	H220 H360D H331 H372	P201 P202 P210 P260 P321 P304+P340 P308+P313 P377 P381	Flam Gas Cat 1 Rep.tox 1A Acut tox.Cat 3 STOT RE Cat1	10.816.131,9*10³ Nm³	NO	
					7727-37-9	Azoto	47.2%						
					124-38-9	Anidride Carbonica	21.7%						
					630-08-0	Ossido di Carbonio	26.7%						
					7782-44-7	Ossigeno	0.6%						
[4] Gas di recupero da acciaieria (LDG)	ILVA S.p.A.	MP	1B, 3D, 7A	Gas	1333-74-0	Idrogeno	0.9%	H220 H360D H331 H372	P201 P202 P210 P260 P321 P304+P340 P308+P313 P377 P381	Flam Gas Cat 1 Rep.tox 1A tox.Cat 3 STOT RE Cat1	38.469,9*10³ Nm³	NO	
					7727-37-9	Azoto	30.3%						
					7782-44-7	Ossigeno	0.5%						
					630-08-0	Ossido di Carbonio	51.1%						
					124-38-9	Anidride Carbonica	17.1%						

Dalle schede sopra riportate emerge che il quantitativo di combustibile consumato nel 2016 è pari circa la metà di quello previsto alla capacità produttiva.

Caratteristiche dei gas siderurgici
Come già riportato, la Centrale è alimentata da una miscela di Gas Siderurgici, Gas AFO (gas da altoforno, ricavato durante la produzione di ghisa), Gas COKE (gas di cokeria, ricavato nei forni per coke metallurgico) e Gas LDG (gas d'acciaieria, proveniente dai convertitori LD da acciaieria), con aggiunta di Gas Naturale.
La miscela così composta è molto variabile nell'arco dell'anno in termini di portata, pressione, temperatura, potere calorifico e composizione dei gas siderurgici.

Con la documentazione di riesame, il Gestore ha trasmesso la relazione, richiesta dell'art. 2, c. 3, del decreto di avvio del riesame, ossia "*…relazione che individua quali eventuali prestazioni degli impianti che forniscono il gas influiscono sull'applicazione delle conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione. Tale documentazione deve essere comprensiva di quantitativi e composizione dei gas utilizzati negli ultimi cinque anni, nonché nell'assetto alla massima capacità produttiva*."

Le tabelle successive, tratte dalla relazione del Gestore, riportano i quantitativi di gas combustibile utilizzati dal 2013 al 2017 e alla Capacità Produttiva, indicando anche i quantitativi di gas consumati riferiti al 2005, anno di riferimento della prima Istanza di AIA (e ritenuto dal Gestore "particolarmente significativo", poiché rappresentativo della marcia dell'impianto in condizioni prossime alla massima capacità produttiva, che invece non è stata raggiunta negli ultimi 5 anni). Inoltre, il Gestore precisa che i valori relativi alla massima capacità produttiva sono da considerarsi "*indicativi*", poiché possono subire variazioni in relazione alla tipologia e alla disponibilità dei gas forniti dal sito siderurgico:

Consumi combustibili utilizzati

COMBUSTIBILI (1)		2005	2013	2014	2015	2016	2017	Massima Capacità Produttiva
Gas naturale consumato in Centrale(1)	1000* Sm^3	781.368	307.689	408.909	300.642	364.533	440.153	729.774
Gas Coke consumato dalla Centrale(2)	1000* Nm^3	296.765	328.750	322.263	240.780	299.865	342.196	629.717
Gas AFO consumato dalla Centrale(3)	1000* Nm^3	7.694.396	5.191.522	6.050.806	4.104.604	5.150.539	4.046.530	10.816.132
Gas LDG consumato dalla Centrale(4)	1000* Nm^3	460.869	7.672	8.365	12.031	18.319	17.187	38.470

Nelle seguenti tabelle è invece riportata la composizione media dei gas combustibili utilizzati nei medesimi anni.

Composizione dei combustibili utilizzati

GAS AFO	2005	2013	2014	2015	2016	2017
	media		media	media	media	media
Componente						
Idrogeno (%vol)	4,05	3,9324	3,9124	3,5095	3,7022	3,4138
Anidride Carbonica (%vol)	21,91	22,1122	21,4481	22,4275	21,7048	19,8457
Azoto (%vol)	47,85	48,2449	46,7469	48,8238	47,2662	51,4333
Ossido di Carbonio (%vol)	25,44	25,1275	27,3187	24,5993	26,7127	24,7014
Ossigeno (%vol)	0,74	0,5830	0,5738	0,6399	0,6141	0,6059
PCI Gas AFO (kcal/Nm3)	871,87	859,8	925,4	832,7	901,6	833,5
Mole Weight	-	28,7	30,0	28,9	29,8	29,3
GAS COKE	2005	2013	2014	2015	2016	2017
	media		media	media	media	media
Componente						
Benzene (%vol)	0,67	0,6445	0,6679	0,6632	0,6309	0,6651
Ossigeno (%vol)	0,19	1,0231	1,1005	0,8549	0,9781	0,7204
Azoto (%vol)	2,59	6,9569	7,1674	6,3350	6,5411	6,7048
Monossido di Carbonio (%vol)	5,65	4,6038	5,3298	4,8808	4,8721	5,1799
Acetilene (%vol)	1,8	0,1228	0,1471	0,1336	0,1003	0,1126
Propano (%vol)	0,00	0,0512	0,0312	0,0662	0,0859	0,0673
Propilene (%vol)	0,04	0,0818	0,0567	0,0702	0,1035	0,0898
Iso Butano (%vol)	0,00	0,0512	0,0039	0,0822	0,0108	0,0105
Norm. Butano (%vol)	0,03	0,0153	0,0114	0,0105	0,0143	0,0655
Metano (%vol)	24,89	24,5537	25,3922	24,8670	24,9289	24,8807
Anidride Carbonica (%vol)	1,22	0,9208	1,0457	0,8633	0,9430	0,9673
Etilene (%vol)	0,11	1,7392	1,6476	1,7040	1,7817	1,6471
Etano (%vol)	0,4	0,4092	0,3739	0,4837	0,6578	0,5345
Idrogeno (%vol)	62,39	58,8265	57,0247	58,9856	58,3514	58,3546
PCI Gas COKE (kcal/Nm3)	4481,1	4343,9	4358,9	4405,5	4408,2	4396,5
Mole Weight	-	10,3	10,4	10,3	10,5	10,7
GAS LDG	2005	2013	2014	2015	2016	2017
	media		media	media	media	media
Componente						
Idrogeno (%vol)	1,47	0,8056	0,7810	0,8075	0,9153	1,3470
Anidride Carbonica (%vol)	14,64	16,1128	15,4654	17,2386	17,1279	16,3316
Azoto (%vol)	64,35	29,2044	30,8003	26,0878	30,3075	29,2973
Ossido di Carbonio (%vol)	18,86	53,3736	52,3288	55,4197	51,1191	52,4640
Ossigeno (%vol)	0,68	0,5035	0,6244	0,4465	0,5302	0,5602
PCI Gas LDG (kcal/Nm3)	1983,9	1631,4	1598,3	1693,0	1566,2	1617,8
Mole Weight		29,4	29,5	29,0	29,7	29,5

Le analisi sulla composizione dei gas siderurgici, provenienti da ARCELOMITTAL ITALIA ed impiegati nel ciclo produttivo di ArceloMittal Italy Energy, vengono eseguite in continuo mediante gascromatografo. I gas provenienti dallo stabilimento ARCELOMITTAL ITALIA non hanno una

composizione costante a causa della variabilità delle condizioni di processo siderurgico da cui sono originati.

Dall'analisi degli effetti delle prestazioni degli impianti che forniscono il gas sull'applicazione delle conclusioni sulle BAT, il Gestore dichiara che:

- **per quanto riguarda le emissioni di NOx**, il principale parametro che ne influenza la quantità è il tenore di idrogeno; l'idrogeno infatti aumenta la temperatura di combustione e di conseguenza aumenta la produzione dei cosiddetti NOx di tipo termico, che sono esclusivamente legati alla temperatura della fiamma, come definito anche nell'ultima revisione del BAT Reference Document for Large Combustion Plants. Piccoli quantitativi di idrogeno possono aumentare notevolmente le concentrazioni di NOx derivanti dalla combustione del gas. Nel caso della Centrale di Taranto l'idrogeno è presente sia nel gas di Altoforno che nel Gas di cokeria usati come combustibili nella Centrale. In particolare, il Gas di cokeria proveniente dal polo siderurgico ha una concentrazione di idrogeno che si attesta sul 55-65% (si veda paragrafo precedente). Il Gestore dichiara che tale concentrazione non può essere modificata in quanto caratteristica del processo di produzione del Coke, sottolineando come le stesse BAT definiscano questo parametro non modificabile (infatti le BAT Conclusions per i GIC con riferimento alle caldaie alimentate a gas siderurgici e alla media giornaliera delle emissioni di NOx (2), prevedono limiti di emissione (AEL) più elevati quando si utilizza una quota elevata di gas di cokeria e/o quando si bruciano gas di cokeria con un livello relativamente elevato di idrogeno);
- **per quanto riguarda gli SOx**, il Gestore dichiara che il loro valore è funzione del tenore di zolfo nel gas combustibile; sempre le BAT Conclusions per i Grandi Impianti di Combustione riportano come tecnica per ridurre le emissioni di SOx il pretrattamento del gas di cokeria. Tale tecnica viene applicata dal polo siderurgico.
- allo stesso modo **per quanto riguarda le Polveri**, le BAT Conclusions definiscono, come BAT da applicare al fornitore del gas (il Polo Siderurgico), il pretrattamento del gas di altoforno nell'acciaieria e il pretrattamento del gas di convertitore a ossigeno nell'acciaieria 4. Il Gestore dichiara che entrambi questi trattamenti sono effettuati in AMI.

5.4.2 Consumi idrici.

Le informazioni trasmesse dal Gestore in relazione ai consumi idrici sono sintetizzati nelle schede B.2.1 e B.2.2 allegate all'istanza di riesame AIA e di seguito sintetizzate:

per la **<u>Centrale CET 2:</u>**

- il consumo di **Acqua di mare**, utilizzata per uso industriale di raffreddamento in fase 9, ammonta a 341.016.127 m^3/anno, per un consumo di 934.290,76 m^3/giorno, calcolati nel 2016 (la Scheda B.2.2. riporta circa il doppio delle quantità alla capacità produttiva, ovvero 716.133.866,70 m^3/anno e 1.962.010,59 m^3/giorno);
- il consumo di **Acqua industriale,** utilizzata a scopo industriale di processo (tutte le fasi), ammonta a 46.688 m^3/anno, per un consumo di 127,91 m^3/giorno, calcolati nel 2016 (98.044,80 m^3/anno e 268,62 m^3/giorno come capacità produttiva);
- il consumo di **Acqua demineralizzata**, utilizzata per scopi industriali di processo, nelle fasi 7 e 9 sopra indicate, è pari a 304,238 m^3/anno per 833,53 m^3/giorno, calcolati nel 2016 (638.899,80 m^3/anno e 1.750,41 m^3/giorno come capacità produttiva);

- l'**Acqua potabile** utilizzata per scopi igienici-sanitari (uso civile), è stata pari, nell'anno 2016, a180 m^3/anno per 0,49 m^3/giorno (378 m^3/anno per 1,04 m^3/giorno come capacità produttiva);

per la **Centrale CET 3:**

- il consumo di **Acqua di mare**, utilizzata per uso industriale di raffreddamento nelle fasi 5 e 8 sopra indicate, ammonta a 283.696.587 m^3/anno, per un consumo di 777.250,92 m^3/giorno, calcolati nel 2016 (la Scheda B.2.2. riporta circa il doppio delle quantità alla capacità produttiva, ovvero 595.762.832,70 m^3/anno e 1.632.226,94 m^3/giorno);
- il consumo di **Acqua industriale,** utilizzata a scopo industriale di processo (tutte le fasi), ammonta a 6.364 m^3/anno, per un consumo di 17,44 m^3/giorno, calcolati nel 2016 (13.364,40 m^3/anno e 36,61 m^3/giorno come capacità produttiva);
- il consumo di **Acqua demineralizzata**, utilizzata per scopi industriali di processo, nella fase 3 sopra indicata, è pari a 931,479 m^3/anno per 2.532,00 m^3/giorno, calcolati nel 2016 (1.956.105,90 m^3/anno e 5.359,19 m^3/giorno come capacità produttiva);
- l'**Acqua potabile** utilizzata per scopi igienici-sanitari (uso civile), è stata pari, nell'anno 2016, a 7.055,68 m^3/anno per 19,33 m^3/giorno (14.816,93 m^3/anno per 40,59 m^3/giorno come capacità produttiva).

5.4.3 Consumi energetici.

Le Schede B.4.1. e B4.2 trasmesse dal Gestore indicano i consumi di energie di energia delle due sezioni (CET 2 e CET 3) sia nel 2016 che alla capacità produttiva. Come si può notare, i consumi relativi al 2016 sono circa la metà di quelli previsti alla capacità produttiva:

B.4.1 Consumo di energia (parte storica)				Anno di riferimento: 2016		
Fase/ gruppi di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh) (*)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/unità)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità) (**)
Tutte le fasi di CET 2		0	123.509,38	Energia elettrica	0	83
Tutte le fasi di CET 3		0	56.290,94	Energia elettrica	0	25
TOTALE		0	179.800,32	Energia elettrica	0	108

Note:
(*) Il valore comprende anche le perdite di trasformazione.
(**) Il valore è calcolato come rapporto tra l'energia elettrica auto consumata e l'energia elettrica prodotta.

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)						
Fase/ gruppi di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh) (*)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/unità)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità) (**)
Tutte le fasi di CET 2		0	259.369,698	Energia elettrica	0	174,30
Tutte le fasi di CET 3		0	118.210,974	Energia elettrica	0	52,50
TOTALE		**0**	**377.580,672**	Energia elettrica	**0**	**226,80**

Note:
(*) Il valore comprende anche le perdite di trasformazione.
(**) Il valore è calcolato come rapporto tra l'energia elettrica auto consumata e l'energia elettrica prodotta.

I dati riportati nelle schede riferite alla capacità produttiva sono stati calcolati riproporzionando i dati consuntivati alla parte storica (anno 2016) alla capacità produttiva (CET2 – CET3), intesa come la massima produzione ottenibile (energia elettrica ed energia termica) con il totale delle ore di funzionamento annuali, decurtate delle fermate annuali

Il Gestore ha, inoltre, condotto una Diagnosi energetica dell'installazione ai sensi del D.lgs. n. 102/2014 (Allegato D10 alla domanda di riesame), redatta in data 30 novembre 2018 con riferimento all'esercizio del 2017, con lo scopo di identificare tutte le opportunità di riduzione del consumo energetico e di efficiente utilizzo delle risorse.

Il Gestore riporta che, i rendimenti delle due centrali vengono influenzati dalla marcia a bassi livelli di carico e dall'elevato consumo di gas siderurgici correlato alla *mission* della centrale che consiste nel riutilizzo di tutti i gas siderurgici con il minimo impatto ambientale. In particolare, nella CET 2 si utilizzano elevati volumi di gas siderurgici caratterizzati da un basso potere calorifico e da un'elevata variabilità della portata nel tempo; mentre nella CET 3 per poter iniettare i gas siderurgici nel turbogas è necessario comprimerli fino a 20 bar tramite un compressore assiale centrifugo da 27 MW di potenza meccanica.
I rendimenti termici ed elettrici sono fortemente influenzati dall'assetto produttivo, che sfrutta gas combustibili derivanti dai processi di acciaieria, e dalla ridotta marcia produttiva dello stabilimento che incide sulla disponibilità dei gas combustibili. Tale variazione di disponibilità, connessa alla marcia dello stabilimento siderurgico, impone alla centrale repentini modifiche negli assetti produttivi con inevitabili ricadute sulle prestazioni energetiche.

Tuttavia, i rendimenti elettrici netti riportati dal Gestore nella scheda D.1.2 dell'istanza di riesame AIA, e relativi sia ad ogni monoblocco della CET 2 che ad ogni modulo della CET 3, risultano garantire le prestazioni richieste dalle BAT.

In conclusione, nella relazione, il Gestore ritiene che, considerata l'attuale ridotta disponibilità dei gas siderurgici e la minore richiesta, da parte dello stabilimento siderurgico, di energia elettrica, "*non è proponibile alcun efficientamento energetico*", ossia nessun intervento volto a tal fine.

5.5 Emissioni in atmosfera

5.5.1 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

Le emissioni in atmosfera di tipo convogliato prodotte dalla Centrale (composta da CET 2 e CET 3) hanno origine dalla combustione dei gas siderurgici e del gas metano.

In particolare, ogni monoblocco della CET 2 (MB1, MB2, MB3) è dotato di un proprio camino in cui vengono convogliati i fumi provenienti dalla caldaia (**E1, E2 ed E3**) le cui caratteristiche sono riportate nella scheda B.6.
Nel periodo 1999-2001, presso ciascuna caldaia sono stati installati bruciatori a bassa produzione di NOx, in grado di permettere, tra l'altro, l'utilizzo di Gas Naturale.

Come prescritto dal decreto del 2016 di riesame dell'AIA, le emissioni in atmosfera, ad esclusione della CO_2 che viene calcolata con apposite, procedure ai sensi della Direttiva Emission Trading (Dir. 2003/87/CE attuata con D.lgs. n. 216/2006 e succ. modd.), sono monitorate in continuo in entrambe le sezioni CET 2 e CET 3.

Analogamente, ogni modulo della CET 3 (MD1, MD2 e MD3) è dotato di un proprio camino in cui vengono convogliati i fumi provenienti dalle turbogas (**E1, E2 ed E3**) le cui caratteristiche sono riportate nella scheda B.6.

Inoltre, come riportato al capitolo 5 della relazione tecnica di cui all'allegato B.18, durante le fasi di avviamento dei turbogas, i fumi transitano sui camini di by-pass solo nella fase dall'accensione della fiamma e fino al raggiungimento della velocità di sincronizzazione con la rete elettrica. Successivamente, i fumi vengono progressivamente convogliati al generatore di vapore a recupero per la pressurizzazione del ciclo vapore agendo sulla modulazione del diverter. Pertanto, la CET 3 dispone anche di 3 camini di by-pass, uno per ogni modulo.

Nello steso capitolo il Gestore precisa che il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini (SME) sia della CET 3 che della CET 2 è attivo in tutte le fasi di marcia registrando, elaborando e archiviando tutti i parametri monitorati, tra cui lo stato impianto, prescindendo dal superamento o meno del minimo tecnico. Pertanto il sistema archivia anche le fasi di avviamento/fermata/blocco sia come emissioni che altri parametri tra cui la durata reale dell'evento.

I 9 punti di emissione convogliata principali sono indicati nella Schede B.6 del Gestore e di seguito riportata:

B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato

Numero totale camini: 9

Sigla camino	Georeferenziazione (specificando tipo di coordinate) GAUSS BOAGA Fuso Est	Posizione amministrativa	Altezza dal suolo (m)	Sezione camino (m2)	Unità di provenienza	Tecniche di abbattimento applicate all'unità			Ulteriori tecniche a valle applicate a eventuale camino comune			Sistema in monitoraggio in continuo	
						Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	SI (indicare parametri e inquinanti monitorati in continuo)	NO
						n. BAT / Rif. Bref	Descrizione		n. BAT / Rif. Bref	Descrizione			
E1 (MB1)	x 2707935 y 4486738	A	120	19,6	7 CET 2	Rif. Quadro 1 Scheda D BATC grandi impianti di combustione	Adozione delle seguenti tecniche per la riduzione delle emissioni di NOx: a) Bruciatori a basse emissioni di NOx, d) Ricircolo degli effluenti gassosi f) Sistema di controllo avanzato e per la riduzione delle emissioni di CO (BAT49): a) Combustione ottimizzata	-	-	-	-	Temperatura Pressione Portata Ossigeno H_2O vapore SO_2 NOx CO Polveri SOV	Mensile: PM_{10} $PM_{2,5}$ Semestrale IPA Aldeide formica Cl H_2S HBr HF NH_3 Metalli
E2 (MB2)	x 2707906 y 4486777	A	120	19,6	7 CET 2	Rif. Quadro 1 Scheda D BATC grandi impianti di combustione	Adozione delle seguenti tecniche per la riduzione delle emissioni di NOx: a) Bruciatori a basse emissioni di NOx, d) Ricircolo degli effluenti gassosi f) Sistema di controllo avanzato e per la riduzione delle emissioni di CO (BAT49): a) Combustione ottimizzata	-	-	-	-	Temperatura Pressione Portata Ossigeno H_2O vapore SO_2 NOx CO Polveri SOV	Mensile: PM_{10} $PM_{2,5}$ Semestrale IPA Aldeide formica Cl H_2S HBr HF NH_3 Metalli
E3 (MB3)	x 2707878 y 4486815	A	120	19,6	7 CET 2	Rif. Quadro 1 Scheda D BATC grandi impianti di combustione	Adozione delle seguenti tecniche per la riduzione delle emissioni di NOx: a) Bruciatori a basse emissioni di NOx, d) Ricircolo degli effluenti gassosi f) Sistema di controllo avanzato e per la riduzione delle emissioni di CO (BAT49): a) Combustione ottimizzata	-	-	-	-	Temperatura Pressione Portata Ossigeno H_2O vapore SO_2 NOx CO Polveri SOV	Mensile: PM_{10} $PM_{2,5}$ Semestrale IPA Aldeide formica Cl H_2S HBr HF NH_3 Metalli
E4 (MD1)	x 2707676 y 4486703	A	60	23,7	2,3 CET 3	Rif. Quadro 1 Scheda D BATC grandi impianti di combustione	Adozione delle seguenti tecniche per la riduzione delle emissioni di NOx (BAT48): b) Sistema di controllo avanzato e) Bruciatori a basse emissioni di NOx e per la riduzione delle emissioni di CO (BAT49): a) Combustione ottimizzata	-	-	-	-	Temperatura Pressione Portata Ossigeno H_2O vapore SO_2 NOx CO Polveri SOV	Mensile: PM_{10} $PM_{2,5}$ Annuale: IPA Aldeide formica Cl H_2S HBr HF NH_3 Metalli

E5 (MD2)	X 2707733 y 4486627	A	60	23,7	2,3 CET 3	Rif. Quadro 1 Scheda D BATC grandi impianti di combustione	Adozione delle seguenti tecniche per la riduzione delle emissioni di NOx (BAT48): b) Sistema di controllo avanzato e) Bruciatori a basse emissioni di NOx e per la riduzione delle emissioni di CO (BAT49): a) Combustione ottimizzata	-	-	-	-	Temperatura Pressione Portata Ossigeno H_2O vapore SO_2 NOx CO Polveri SOV	Mensile: PM_{10} $PM_{2,5}$ Annuale: IPA Aldeide formica Cl H_2S HBr HF NH_3 Metalli
E6 (MD3)	x 2707789 y 4486551	A	60	23,7	2,3 CET 3	Rif. Quadro 1 Scheda D BATC grandi impianti di combustione	Adozione delle seguenti tecniche per la riduzione delle emissioni di NOx (BAT48): b) Sistema di controllo avanzato e) Bruciatori a basse emissioni di NOx e per la riduzione delle emissioni di CO (BAT49): a) Combustione ottimizzata	-	-	-	-	Temperatura Pressione Portata Ossigeno H_2O vapore SO_2 NOx CO Polveri SOV	Mensile: PM_{10} $PM_{2,5}$ Annuale: IPA Aldeide formica Cl H_2S HBr HF NH_3 Metalli
E-4b (MD1) By-pass	x 2707653 y 4486734	A	35	33,4	2,3 CET 3	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
E-5b (MD2) By-pass	x 2707710 y 4486658	A	35	33,4	2,3 CET 3	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
E-6b (MD2) By-pass	x 2707694 y 4486581	A	35	33,4	2,3 CET 3	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

Nella scheda B. 6 sono inoltre riportati ulteriori punti di emissione chiamati dal Gestore "*Emissioni secondarie convogliate*", che comprendono

- le tre torce di centrale TG1, TG2 e TG3;
- i tre gruppi elettrogeni:

Gruppo elettrogeno per MB1-2 CET2 di potenza da 1811 kW alimentati a gasolio	**Gruppo elettrogeno per MB3 CET2 di potenza da 1700 kW alimentati a gasolio**	**Gruppo elettrogeno diesel da 2510 kW CET3**

- e altri punti tra cui sfiati, etc, raggruppati per tipologia come di seguito riportato:

Motopompa CET3 antincendio da 57 kW alimentato a gasolio
Caldaia (0,4 MWt) di preriscaldo gas metano CET3
Gas cromatografi CET2 CET3
Sfiati casse oli lubrificanti turbo alternatori monoblocchi 1-2-3 CET2
Sfiati oli tenute alternatori monoblocchi 1-2-3 CET2
Sfiati serbatoi olio combustibile monoblocchi 1-2-3 CET2*
Sfiati casse oli lubrificanti TV 1-2-3 CET3
Sfiati skid lubrificanti estrattori olio TG/COCE CET3
Sfiati serbatoio stoccaggio olio lubrificanti CET3
Sfiati strumentazione (calorimetri) CET3
Polvimetro CET3
* Tali sfiati non sono attivi in quanto i relativi serbatoi non sono utilizzati dal 2010 e bonificati (gas free).

Nella scheda B.7.1 sono inoltre riportati i dati relativi alle concentrazioni medie degli inquinanti emessi e misurati ai vari camini nell'anno 2016.

Al fine di identificare e quantificare gli effetti sulla qualità dell'aria indotti dalle emissioni degli inquinanti emessi dalla Centrale di Taranto della società ArcelorMittal Italy Energy S.r.l., il Gestore ha presentato l'allegato D.6 "*Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in atmosfera e confronto con gli standard di qualità dell'aria*", dove appunto sono riportati i risultati delle simulazioni modellistiche condotte.

Interventi di adeguamento alle BATC
In data 4 aprile 2019, con nota prot. CET 35/19, il Gestore ha trasmesso:

1. lo "*Studio di fattibilità riduzione delle emissioni ai camini degli impianti CET 2 e CET 3*";
2. lo *"Studio di Fattibilità per la realizzazione di una nuova linea di desolforazione di gas coke e potenziamento del sistema di raffreddamento per l'impianto sottoprodotti Cokeria dello stabilimento siderurgico ArcelorMittal Italia di Taranto, anche in linea con la previsione di cui alla lettera d) del punto 3.3 dell'Addendum al Contratto di affitto con obbligo di acquisto di rami di azienda stipulato con ILVA S.pA in A.S."*, elaborato da ArcelorMittal Italia S.p.A. e oggetto di un separato procedimento istruttorio.

Riguardo il punto 1, *"Studio di fattibilità riduzione delle emissioni ai camini degli impianti CET 2 e CET 3*", il Gestore, prendendo in considerazione le emissioni medie attuali di NOx, SO_2, CO e polveri delle due sezioni CET 2 e CET 3 e i valori limite previsti dalle BATC di cui alla Decisione UE 2017/1442 del 31 Luglio 2017, effettua un'analisi delle possibili soluzioni impiantistiche da implementare al fine di ridurre le emissioni di tali inquinanti ai camini delle due sezioni CET 2 e CET 3 per il raggiungimento delle prestazioni ambientali richieste dalle BAT Conclusions.

Con riferimento alla CET 2:
In considerazione dei dati raccolti e degli attuali livelli emissivi di seguito riportati:

Stato attuale Analisi Dati Storici 2018 Medie giornaliere Medie annue	LIMITI BREF Min-Max	CET 2			
		Boiler # 2		Boiler # 3	
	NOx mg/Nm³ dry 3%O_2	NOx mg/Nm³ dry 3%O_2	Potenza TV MWe	NOx mg/Nm³ dry 3%O_2	Potenza TV MWe
Media Giornaliera max (2018)	22 - 160	154,9	92,1	143,7	95,8
Media annuale (2018)	20 - 100	99,0	-	90,2	-

Stato attuale Analisi Dati Storici 2018 Medie giornaliere Medie annue	LIMITI BREF Min-Max	CET 2			
		Boiler # 2		Boiler # 3	
	SO2 mg/Nm³ dry 3%O_2	SO2 mg/Nm³ dry 3%O_2	Potenza TV MWe	SO2 mg/Nm³ dry 3%O_2	Potenza TV MWe
Media Giornaliera max (2018)	50 - 200	180,2	79,3	175,4	112,4
Media annuale (2018)	25 – 150	87,2	-	94,4	-

Stato attuale Analisi Dati Storici 2018 Medie giornaliere Medie annue	LIMITI BREF Min-Max	CET 2			
		Boiler # 2		Boiler # 3	
	Polveri mg/Nm³ dry 3%O_2	Polveri mg/Nm³ dry 3%O_2	Potenza TV MWe	Polveri mg/Nm³ dry 3%O_2	Potenza TV MWe
Media Giornaliera max (2018)	2 - 10	5,9	69,2	3,2	109,8
Media annuale (2018)	2 – 7	0,8	-	0,2	-

Stato attuale Analisi Dati Storici 2018 Medie annue	LIMITI BREF Min-Max	CET 2			
		Boiler # 2		Boiler # 3	
	CO mg/Nm³ dry 3%O_2	CO mg/Nm³ dry 3%O_2	Potenza TV MWe	CO mg/Nm³ dry 3%O_2	Potenza TV MWe
Media Giornaliera max (2018)	N/A	N/A		N/A	
Media annuale (2018)	5 – 100	3,2	-	2,2	-

il Gestore conclude che:

- per le emissioni di NOx, la tecnologia SCR (unitamente alle BAT già installate quali LNB ed FGR) è la migliore tecnologia individuata (BAT) per raggiungere le migliori prestazioni emissive possibili all'interno delle condizioni operative previste:

Inquinanti nei Fumi al Camino	LIMITI BREF min - max	CET 2	
		Boiler # 2	Boiler # 3
	NOx mg/Nm³ dry 3%O_2	NOx attesi mg/Nm³ dry 3%O_2	NOx attesi mg/Nm³ dry 3%O_2
Media giornaliera max	22 - 160	60	60
Media annuale	20 - 100	60	60
	CO mg/Nm³ dry 3%O_2	CO attesi mg/Nm³ dry 3%O_2	CO attesi mg/Nm³ dry 3%O_2
Media giornaliera max	N/A	N/A	N/A
Media annuale	5 - 100	15	15
	NH_3 mg/Nm³ dry 3%O_2	NH_3 attesi mg/Nm³ dry 3%O_2	NH_3 attesi mg/Nm³ dry 3%O_2
Media giornaliera max	N/A	N/A	N/A
Media annuale	3-10	5	5

- per le emissioni di SO_2, considerando le portate di gas COKE massime previste in alimentazione per ogni unità produttiva, con un tenore massimo di H_2S ivi contenuto pari a 0,5 g/Nm^3, sulla base delle valutazioni eseguite, risulta possibile mantenere nel tempo i seguenti valori massimi di concentrazione degli inquinanti:

Inquinanti nei Fumi al Camino	LIMITI BREF min - max	CET 2	
		Boiler # 2	Boiler # 3
	SO_2 mg/Nm³ dry 3%O_2	SO_2 atteso mg/Nm³ dry 3%O_2	SO_2 atteso mg/Nm³ dry 3%O_2
Media giornaliera max	50 - 200	200	200
Media annuale	25 - 150	150	150
	Polveri mg/Nm³ dry 3%O_2	Polveri attese mg/Nm³ dry 3%O_2	Polveri attese mg/Nm³ dry 3%O_2
Media giornaliera max	2 - 10	10	10
Media annuale	2 - 7	5	5

Riguardo all'intervento di cui al punto 2, fermo restando che lo stesso è oggetto di un procedimento separato, si evidenzia che la realizzazione di una nuova linea di desolforazione del gas di cokeria dello stabilimento siderurgico di Taranto consentirà di rispettare i nuovi valori limite in concentrazione, che saranno fissati per le emissioni di SO_2 ai camini delle centrali termoelettriche di ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. in conformità alle BATC, anche durante le periodiche attività di manutenzione programmata dell'impianto di desolforazione stesso.
Attualmente, infatti, e fino all'adeguamento alle BAT Conclusions ossia fino al 17/08/2021, il DPCM del 29/09/2017, così come successivamente chiarito dalla nota DVA prot. DVA/26471 del 15/11/2017, ha previsto che, conformemente a quanto riportato alla prescrizione n. 13 del decreto di riesame dell'AIA del 2016, durante i periodi di fermata programmata dell'impianto di desolforazione gas coke, fermo restando il rispetto del valore limite in flusso di massa per SO_2, i dati emissivi rilevati dagli SME possono non essere considerati validi ai fini della verifica della conformità al valore limite di emissione in concentrazione.

Con riferimento alla CET 3:
il Gestore conclude che, in considerazione dei dati raccolti e degli attuali livelli emissivi di seguito riportati:

	Limiti	CET 3					
	BREF min - max	Mod # 1		Mod # 2		Mod # 3	
Media	NOx mg/Nm³ dry 15%O_2	NOx mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe	NOx mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe	NOx mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe
Giornaliera max (2018)	30 - 70	80,3	139,7	84,4	112,5	87,8	79
Annuale (2018)	20-50	62,7		58,6		54,2	

	Limiti	CET 3					
	BREF Min - max	Mod # 1		Mod # 2		Mod # 3	
Media	SO_2 mg/Nm³ dry 15%O_2	SO_2 mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe	SO_2 mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe	SO_2 mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe
Giornaliera max (2018)	20 – 70	51,5	167,5	68,6	120,5	52,8	119,6
Annuale (2018)	10 - 45	29,1		29,4		13,3	

	Limiti	CET 3					
	BREF min - max	Mod # 1		Mod # 2		Mod # 3	
Media	CO mg/Nm³ dry 15%O_2	CO mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe	CO mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe	CO mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe
Giornaliera max (2018)	N/A	72,1	119,7	29,4	141,1	22	128,8
Annuale (2018)	5 - 20	7,6		5,4		6,6	

	Limiti	CET 3					
	BREF min - max	Mod # 1		Mod # 2		Mod # 3	
Media	Polveri mg/Nm³ dry 15%O_2	Polveri mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe	Polveri mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe	Polveri mg/Nm³ dry 15%O_2	Potenza TG+TV MWe
Giornaliera max (2018)	2 - 5	2,4	119,7	1,9	86,5	1,1	146,9
Annuale (2018)	2 - 5	1,4		1,2		0,2	

il Gestore conclude che l'intervento di adeguamento del sistema di combustione della turbogas proposto, ossia l'implementazione del sistema di iniezione vapore alla soluzione SNC (Single Nozzle Combustor - attualmente installato) o MNQC (Multiple Nozzle Quiet Combustor), consente di ottenere e mantenere nel tempo prestazioni ambientali in linea con le BAT Conclusions, come di seguito riportato:

Emissioni al camino	Limiti di Emissioni Attesi mg/Nm^3 dry @ 15% O_2 media giornaliera				Limiti di Emissioni Attesi mg/Nm^3 dry @ 15% O_2 media annuale			
	BREF Min-max	**Mod1**	**Mod2**	**Mod3**	**BREF**	**Mod1**	**Mod2**	**Mod3**
NOx	**30 – 70**	70	70	70	**20 - 50**	50	50	50
CO	N/A	N/A	N/A	N/A	**5 - 20**	20 (*)	20 (*)	20 (*)
Polveri	**2 -5**	5	5	5	**2 - 5**	5	5	5
SO_2	**20 - 70**	70	70	70	**10 - 45**	45	45	45

(*) valore atteso soggetto a possibili limitazioni del campo di operatività della GT

Nota alla Tabella: i valori massimi di SO_2 riportati si riferiscono ai periodi di normale funzionamento degli impianti di produzione del siderurgico

Precisando che i valori massimi di SO_2 riportati si riferiscono ai periodi di normale funzionamento degli impianti di produzione del siderurgico, alle portate di gas COKE massime previste in alimentazione per ogni unità produttiva e a un tenore di H_2S ivi contenuto pari a 0,5 g/Nm^3.

Cronoprogrammi

Secondo quanto riportato nella documentazione trasmessa dal Gestore, a seguito di quanto richiesto del Gruppo istruttore nel corso della riunione del 29/05/2019, con la nota prot. CET 53/19 del 10/06/2019 e nota prot. CET 91/19 del 18/10//2019, i progetti di adeguamento sopra citati prevedono i seguenti cronoprogrammi:

- 01/03/2022 – termine dei lavori di installazione SCR su MB1
- 14/07/2022 – termine dei lavori di installazione SCR su MB2
- 11/11/2022 – termine dei lavori di installazione SCR su MB3
- 17/08/2021 - termine dei lavori di implementazione del nuovo sistema di iniezione vapore su MD1, MD2 e MD3 della CET 3.

Gestione del sistema torce TG1, TG2 e TG3

Come riportato in allegato E.7 dell'istanza di riesame complessivo di AIA, le torce costituiscono un'apparecchiatura ausiliaria al funzionamento della sezione CET 3, operando con la stessa corrente gassosa che viene inviata a tale sezione ma nelle condizioni di avviamento e fermata impianto. Alla sezione delle turbine a gas, e quindi alle torce, vengono convogliati i gas provenienti da varie part

dell'impianto, a seconda della condizione di funzionamento. Questi gas, proprio per le specifiche tecniche di bassa concentrazione di polveri richiesta in ingresso alle turbine, subiscono un trattamento di elettrofiltrazione.
I gas che vengono convogliati alle torce sono pertanto:

- Gas di altoforno (AFO);
- Gas di cokeria (COKE);
- Gas di acciaieria (LDG);
- Gas Naturale (GN), in modo da aumentare il potere calorifico della miscela gassosa e spingere maggiormente la combustione verso il suo completamento.

Le caratteristiche delle torce sono indicate nella scheda B.7.3 dell'istanza di riesame AIA e di seguito riportata:

B.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza alla capacità produttiva									
n. progressivo	Sigla	Descrizione	Georeferenziazione GAUSS BOAGA Fuso Est	Posizione amministrativa	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente (1)	Campionamento *(Manuale-M /automatico-A)*
					Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas (SI/NO)			
1	TG1	Torcia elevata	x 2707634 y 4486718	A	2,3 CET 3	NO	9 m^3/h	5378,4	M
2	TG2	Torcia elevata	x 2707691 y 4486641	A	2,3 CET 3	NO	9 m^3/h	5378,4	M
3	TG3	Torcia elevata	x 2707694 y 4486566	A	2,3 CET 3	NO	9 m^3/h	5378,4	M

Nel medesimo allegato E.7 è descritto il sistema di gestione delle torce adottato in centrale, dove è riportata in particolare una descrizione della metodologia di calcolo utilizzata per la determinazione delle emissioni dalle torce della Centrale di Taranto in specifiche condizioni operative dell'impianto:

- Avviamento "a freddo" della sezione turbogas;
- Avviamento "a caldo" della sezione turbogas;
- Condizione di blocco/fermata impianto.

In particolare, le quantità di gas da smaltire in torcia e la durata di accensione della torcia per smaltire tali quantità sono state calcolate sulla base dei monitoraggi eseguiti sul combustibile in ingresso.

Nell'allegato E.8 sono poi riportate le quantità del gas inviato in torcia negli anni 2016 e 2017 e la composizione media della miscela di gas inviata alle torce:

Composizione media della miscela di gas inviata alle torce

Composizione (%)	Avviamento a freddo	Avviamento a freddo	Blocco/fermata
H2	3.8	3.8	6.8
CO2	19.4	19.4	17.2
N2	43.4	43.4	38.6
CO	23.1	23.1	20.6
O2	0.6	0.6	0.5
C6H6	0.0	0.0	0.04
C2H2	0.0	0.0	0.005
C3H8	0.1	0.1	0.2
C3H6	0.0	0.0	0.004
I-C4H10	0.01	0.01	0.02
N-C4H10	0.02	0.02	0.03
CH4	9.1	9.1	15.1
C2H4	0.0	0.0	0.1
C2H6	0.5	0.5	0.8
H2S	0.0	0.0	0.002
He	0.004	0.004	0.006
C6H14	0.002	0.002	0.002
N-C5H12	0.004	0.004	0.006
I-C5H12	0.004	0.004	0.007
NOTA: La tabella è compilata con la composizione tipica utilizzata per lo studio delle emissioni dalle torce "Valutazione delle emissioni e dell'efficienza di combustione delle torce" (Rif. Allegato E7)			

5.5.2 Emissioni fuggitive

Nella relazione tecnica di cui all'allegato B.18, il Gestore riporta che non sono presenti emissioni di tipo diffuso e che le emissioni fuggitive di COV sono monitorate annualmente in accordo alla Norma USEPA Method 21 così come prescritto nell'attuale AIA.

Il Gestore con l'istanza di riesame complessivo dell'AIA, allegato E9.2, ha inoltre trasmesso anche la "*Relazione descrittiva del programma LDAR attualmente adottato*", dove sono riportati gli esiti dei monitoraggi effettuati nel 2016 e 2017, a valle dei quali il Gestore riporta che "*L'esecuzione della campagna di misurazione delle emissioni fuggitive con periodicità annuale nelle unità di Taranto Energia AS soggette allo studio, e quindi la riparazione delle sorgenti divergenti rispetto al valore di soglia hanno reso possibili la riduzione del flusso di emissione di COV in atmosfera del 80,64%, passando da 3,30 T/anno del 2016 a 0,639 T/anno.*"

5.6 Scarichi idrici

Secondo quanto riportato negli allegati B.18 e D.7, la centrale dispone di due punti di scarico finali, ASI 1 (portata media annua alla C.P. = 595.068.361 m^3/a) ed ASI 2 (portata media annua alla C.P = 508.418.152 m^3/a), che a loro volta sfociano fuori dal Porto di Taranto, nella parte nord

occidentale di Punta Rondinella. In particolare, lo scarico del Canale ASI 1 è il più vicino a Punta Rondinella (a circa 2 km), mentre il Canale ASI 2 scarica tra il Molo Ovest ed il Molo Polisettoriale.

Le acque della Centrale CET 2 recapitanti nel canale di scarico ASI 1 sono le acque provenienti dalla vasca di decantazione e disoleazione "VASCA ACQUE DI PROCESSO lato agglomerato ARCELORMITTAL ITALIA", che raccoglie le acque di blow-down caldaia, gli spurghi continui, il reintegro circuiti di raffreddamento, campionamento acque caldaie, le acque industriali utilizzate per il lavaggio degli ambienti interni ed esterni e quelle dell'impianto antincendio – denominata AL1.
Nel medesimo canale scarica anche la vasca di prima pioggia denominata "VASCA ACQUE METEORICHE lato agglomerato ARCELORMITTAL ITALIA ", denominato MN1.
Il Gestore afferma, inoltre, che una parte delle acque della Centrale CET 2 sono recapitate nel Canale di scarico ASI 2, quali, in particolare, le acque di prima pioggia, attraverso la "VASCA ACQUE METEORICHE lato parco olio combustibile", denominato MN2.
Vi è poi un'ulteriore vasca "VASCA ACQUE DI PROCESSO lato parco olio combustibile", denominato AL2, attualmente non attiva. Lo scarico delle vasche avviene in modo manuale.

L' acqua di mare di CET 2 (AMC – acque di mare calde), utilizzata per il raffreddamento dei tre condensatori a doppia sezione, viene restituita nel II° SALTO B di ARCELORMITTAL ITALIA come previsto contrattualmente; denominato AR2. Esiste un punto di analisi all'interno dell'impianto ArcelorMittal Italy Energy (punto di campionamento PA3-2 AR2) prima del passaggio delle acque ad ARCELORMITTAL ITALIA presso il II° SALTO B, monitorato con frequenza settimanale.

Per quanto riguarda, invece, la CET 3, come riportato nei capitoli precedenti, questa è dotata di un impianto di trattamento chimico – fisico delle acque di processo, W34, in cui confluiscono:

- Le acque derivanti dal trattamento dei gas siderurgici (lavaggio dei decatramatori e degli elettrofiltri del gas LDG, lavaggio degli elettrofiltri finali e dei filtri del gas COKE, guardie idrauliche);
- Le condense linee gas;
- Le acque raccolte nella "vasca bassa conducibilità",.

Nella quasi totalità, la portata di acqua dell'impianto di trattamento affluisce al serbatoio di accumulo "AD106" e viene riutilizzata, in ciclo chiuso, per il trattamento dei gas e il reintegro delle guardie idrauliche, al fine di realizzare un risparmio idrico.
La parte in surplus affluisce, invece, ad una vasca di processo AL3 che raccoglie, anche, le restanti acque di processo che a sua volta scarica nel canale ASI 2. Lo scarico denominato AL3, proveniente dalla vasca di processo prima descritta, è monitorato in corrispondenza dell'uscita della vasca, attraverso un punto di controllo con misuratori in continuo.
In tale vasca, secondo la descrizione del Gestore, confluiscono:

- le acque reflue provenienti dall'impianto di trattamento;
- le acque oleose provenienti da due vasche di accumulo, in cui confluiscono le acque raccolte nei bacini dei trasformatori e le acque provenienti dal lavaggio dei pavimenti;
- le acque ad alta conducibilità provenienti da blow-down di caldaia, casse spurghi caldaie e casse spurghi turbine (acque provenienti da una vasca di "neutralizzazione acque ad alta conducibilità").

L’acqua di mare di raffreddamento dell’impianto CET 3, prelevata in corrispondenza della sala pompe del I° SALTO A e/o del I° SALTO B, viene restituita nel II° SALTO C di ARCELORMITTAL ITALIA come previsto contrattualmente, denominato AR1. Esiste un punto di analisi all’interno dell’impianto ArcelorMittal Italy Energy (punto di campionamento PA3-3 AR1 prima del passaggio delle acque ad ARCELORMITTAL ITALIA al II° SALTO C.

Il Gestore, come prescritto dall’AIA del 2010, effettua controlli periodici sugli scarichi, con frequenza variabile a seconda degli scarichi.
Le caratteristiche degli scarichi della centrale sono indicate nelle Schede B.9.1 e B.9.2, relative rispettivamente all’anno 2016 e alla capacità produttiva. Si riporta di seguito la scheda B.9.1

B.9.1 Scarichi idrici (parte storica)														**Anno di riferimento: 2016**
Scarico Finale ASI 1	**Georeferenziazione (tipo di coordinate)** GAUSS BOAGA Fuso Est x 2704193 y 4484759				**Tipologia acque convogliate:** ☒ industriali di processo (AI); ☒ industriali di raffreddamento (AR); ☒ di dilavamento (DI); ☐ di prima pioggia (se separate) (1P); ☐ di lavaggio aree esterne (LV); ☐ assimilate alle domestiche (art. 101 Dlgs. 152/06) (AD).										
Recettore	☐ corpo idrico superficiale interno ☐ mare ☐ pubblica fognatura ☐ acque di transizione ☐ rete fognaria non urbana ☐ impianto di trattamento comune ☒ altro (Collettore ASI in gestione ad AMI)									**Portata media annua** 283.365.886,00 m³/a		**Portata massima mensile** 30.017.588 m³/mese	**Misuratore portata (SI/NO)** NO	
Scarico parziale (sigla)	**n. Progressivo**	**Georeferenziazione (GAUSS BOAGA Fuso Est)**	**Fase/ unità o superficie di provenienza**	**% in vol**	**Tipologia**	**Modalità di scarico**	**Per acque meteoriche Superficie relativa (m²)**	**Tecniche di abbattimento applicate all'unità**		**Trattamento in impianto comune**		**Temperatura pH***	**Sistema di monitoraggio in continuo**	
								BAT Conclusions o BRefs (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	**Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)**	**Denominazione/ Gestore impianto**	**In possesso di AIA (SI/NO)**		**SI/NO**	**Inquinanti e parametri monitorati in continuo**
AL1 (CET 2)	1	2707944 4486696	Vasca n. 2	0,03%	AI	Su necessità	100	--	--	n.a.	n.a.	20,89 °C 6,49	NO	
AR1 (CET 3)	2	2707639 4486785	Condensatori ad acqua di mare – Circuiti di raffreddamento	99.97%	AR	Continuo		--	--	n.a.	n.a.	24,4 °C 7,81	SI	Flusso in uscita Temperatura
MN1 (CET 2)	3	2707934 4486693	Vasca n. 4	NA	DI	Su necessità	95	--	--	n.a.	n.a.	ND 7,7	NO	
Totale scarichi parziali	3													

Note:
NA non applicabile

* I valori di T (°C) e pH rappresentano la media delle medie mensili

Scarico Finale ASI 2	Georeferenziazione (tipo di coordinate) GAUSS BOAGA Fuso Est x 2703514 y 4485980	Tipologia acque convogliate: ☒ industriali di processo (AI); ☒ industriali di raffreddamento (AR); ☒ di dilavamento (DI); ☐ di prima pioggia (se separate)(1P); ☐ di lavaggio aree esterne (LV); ☐ assimilate alle domestiche (art. 101 Dlgs. 152/06) (AD).											
Recettore	☐ corpo idrico superficiale interno ☐ mare ☐ pubblica fognatura ☐ acque di transizione ☐ rete fognaria non urbana ☐ impianto di trattamento comune ☒ altro (Collettore ASI in gestione ad AMI)									Portata media annua 341.220.236,00 m^3/a	Portata massima mensile 43.123.492 m^3/mese		Misuratore portata (SI/NO) NO
Scarico parziale (sigla)	n. Progressivo	Georeferenziazione (GAUSS BOAGA Fuso Est)	Fase/ unità o superficie di provenienza	% in vol	Tipologia	Modalità di scarico	Per acque meteoriche Superficie relativa (m^2)	Tecniche di abbattimento applicate all'unità: BAT Conclusions o BRefs (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)	Trattamento in impianto comune: Denominazione/ Gestore impianto	In possesso di AIA (SI/NO)	Temperatura* * pH**	Sistema di monitoraggio in continuo: SI/NO	Inquinanti e parametri monitorati in continuo
AL2 (CET 2)	1	2707742 4486906	Vasca n.1 (CET 2)	NA	AI	Discontinuo *		--	--	n.a.	n.a.	NA	NO	
AL3 (CET 3)	2	2707623 4486789	Vasca n.5 (CET 3)	0,06%	AI	Continuo		--	--	n.a.	n.a.	24,3 °C 7,4	SI	Portata Ph Temperatura
AR2 (CET 2)	3	2707779 4486746	Condensatori ad acqua di mare – Circuiti di raffreddamento (CET 2)	99.94%	AR			--	--	n.a.	n.a.	23,7 °C 7,9	SI	Flusso in uscita Temperatura
MN2 (CET 2 e CET 3)	4	2707786 4486838	Vasca 3 (CET 2) e Vasca 4 (CET 3)	NA	DI	Su necessità	135	--	--	n.a.	n.a.		NO	
AN1 ***** (CET 3)	5		Idrodepuratore (CET 3)	NA	DI (Acque nere)	Non Attivo		--	--	n.a.	n.a.			
Totale scarichi parziali	5													

Note:
NA non applicabile
*Lo scarico AL2 non è attivo da Luglio 2010
**I valori di T (°C) e pH rappresentano la media delle medie mensili
****Per MN2 nei mesi di aprile e luglio non è stato possibile effettuare le analisi per mancanza di apporti meteorici; nel mese di Dicembre non è stato possibile effettuare le analisi per attività di pulizia della vasca
***** lo scarico AN1 non è attualmente attivo

Gli scarichi AL2 e AN1 non sono attualmente attivi.
Nelle schede B.10.1 e B.10.2 sono invece riportate le emissioni in acqua rispettivamente nell'anno 2016 e alla capacità produttiva.

Gli effetti delle emissioni in acqua della centrale di Taranto sul corpo idrico recettore sono riportati nell'allegato D.7 "*Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua e confronto con SQA*". A valle dello studio condotto, il Gestore ritiene che ritiene "*di poter affermare che le emissioni in acqua della Centrale di Taranto non siano rilevanti, sia per la qualità e tipologia degli scarichi e sia per il confronto con gli SQA che caratterizzano il recettore finale*".

Gestione acque meteoriche
Nell'allegato B.30 il Gestore riporta una sintesi delle modalità di gestione delle acque meteoriche.
Le acque meteoriche di dilavamento sono raccolte, mediante una rete dedicata, in due vasche distinte; nella prima vengono convogliate, tramite sistema di pompaggio, anche le acque meteoriche provenienti dall'area della CET 3 e poi immesse nel canale ASI 2 tramite lo scarico MN2 e nel canale ASI 1 tramite lo scarico MN1, previo decantazione e disoleatura.

<u>Progetto preliminare relativo al trattamento tramite l'impianto W34 delle condense della CET2 e delle acque provenienti dalla MISO (Allegato C14 dell'istanza di riesame).</u>

Con la documentazione trasmessa per il riesame complessivo dell'AIA, il Gestore ha trasmesso, nella scheda C, il progetto preliminare per il convogliamento delle condense derivanti dalla centrale termoelettrica CET 2 e delle acque di falda della Messa in Sicurezza Operativa (c.d. MISO) all'impianto di trattamento acque reflue industriali W34, che attualmente tratta le condense derivanti dalla centrale termoelettrica CET 3.

La Relazione evidenzia, dapprima, l'attuale gestione delle condense attualmente generate dai gas di processo, durante il recapito alle centrali termoelettriche CET 2 e CET3, consistente:

- nel convogliamento all'impianto W34 per poter essere poi prevalentemente riutilizzate in Sito (75%) o, in minima parte, scaricate in corpo idrico superficiale (CET 3);
- nello smaltimento come rifiuto (CET2).

Anche le acque della MISO e, in particolare, quelle derivanti dall'emungimento dai i pozzi S11 e S13 sono attualmente smaltite come rifiuto.
L'obiettivo del progetto è quello di recapitare le condense COKE e AFO+LDG della CET2 e le acque di falda della MISO (pozzi S11 e S13) all'impianto W34 per essere sottoposte a un ciclo di trattamento e poter quindi essere riutilizzate internamente in maniera.
Tuttavia, la documentazione presentata non fornisce i dettagli tecnici necessari circa i pozzi S11 e S13 e le acque di falda provenienti da tali pozzi, nonché circa le prestazioni ante e post-operam dell'impianto di trattamento W34. Il progetto non presenta livelli informativi e di dettaglio conformi a quelli previsti dalla normativa di riferimento, oltre a non essere corredato del relativo cronoprogramma degli interventi.

5.7 Rifiuti.

Secondo quanto riportato dal Gestore, i rifiuti provenienti da attività di manutenzione e dal normale esercizio degli impianti sono destinati alle varie aree di deposito temporaneo, previa caratterizzazione e identificazione con il relativo codice CER. Il conferimento viene affidato a ditte specializzate per il relativo trasporto e smaltimento.

La Scheda B.12.1 riporta l'identificazione delle varie aree di deposito temporaneo, con una capacità complessiva di stoccaggio pari a 1.294 m^3:

B.12.1 Aree di deposito temporaneo di rifiuti

Presenti aree di deposito temporaneo ☐ no ☒ si

Se si indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m^3): 1294

e compilare la seguente tabella

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (GAUSS BOAGA Fuso Est)[1]	Capacità di stoccaggio (m^3)[2]	Superficie (m^2)	Caratteristiche (*Pavimentazione, copertura, cordolatura, recinzione, sistema raccolta acque meteo, ecc.*)	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento/recupero (criterio Temporale T/ Quantitativo Q)
1	RIF. 1 Area principale deposito rifiuti (A)	x 2707935 y 4486855	1012	293	Pavimentata	100118* 150103 150202* 160211* 160304 160601* 160602* 161106 170101 170204* 170303* 170405 170503* 170603* 200121* 150107 150203 160214 160216 170201 170203 170401 170411 170504 170904 100104* 150110* 160213* 160507* 161105*	T
2	RIF. 2 Area deposito fanghi	x 2707660 y 4486814	25	15	Pavimentata, utilizzo di cassone/i	100121 100120*	T
3	RIF. 3 Area deposito rifiuti urbani non differenziati	x 2707845 y 4486651	25	15	Pavimentata, utilizzo di cassone/i	---	T
4	RIF. 4 Area deposito rifiuti di laboratorio	x 2707856 y 4486667	20 l	1	Pavimentata, utilizzo di fusto/i	160506*	T

5	RIF. 5 Area deposito oli esausti/ emulsioni oleose	x 2707778 y 4486847	6	20	Pavimentata, Serbatoio	130205* 130802*	T
6	RIF. 6 Area deposito acqua di falda	x 2707651 y 4486639	25	66	Pavimentata, Serbatoio	191308	T

[1] da riportare anche nella Planimetria B22
[2] Nel caso in cui l'area sia suddivisa in distinte unità di deposito destinate a diverse tipologie di rifiuti, riportare anche la capacità di ogni singola area

Note:
(A) in corrispondenza dell'area di deposito temporaneo RIF 1 possono essere depositati anche rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi appartenenti a differenti categorie CER rispetto a quanto riportato in Tabella.

La Scheda B.11.1, alla quale si rinvia, indica i quantitativi annui di rifiuti distinti per le varie tipologie (codici CER).

5.8 Rumore

Nella scheda B.14, il Gestore ha identificato le sorgenti di rumore presenti all'interno dell'installazione, le relative pressioni sonore diurne e notturne e gli eventuali sistemi di contenimento adottati, nella considerazione che l'impianto risulta localizzato in "zona esclusivamente industriale" del comune di Taranto, rilevando che in assenza di zonizzazione acustica comunale, si applicano i limiti di accettabilità di cui al D.P.C.M 01/03/1991 applicabili al sito ("Zona esclusivamente industriale") cui corrispondono limiti d'immissione diurni e notturni pari 70 LAeq(A) (giorno) / 70 LAeq(A) (notte).

le caratteristiche delle diverse sorgenti di rumore riportate nella Scheda B.14 sono state determinate con le metodiche dettagliate nella Relazione in Allegato B.24 "*Monitoraggio clima acustico e valutazione emissioni di centrale*", finalizzata alla verifica di conformità dei livelli di rumorosità della centrale con tutti i gruppi autorizzati a pieno carico ed al calcolo dei livelli di rumorosità diurni e notturni ai ricettori più prossimi. La valutazione eseguita con il modello di calcolo conforme alla ISO 9613 "Acoustics—Attenuation of sound propagation outdoors—Part 2" General method of calculation ha permesso al Gestore di calcolare l'impatto acustico della centrale con 6 gruppi in marcia, giungendo alle seguenti conclusioni:

- la rumorosità della centrale con 4 gruppi in marcia (attuale assetto produttivo) rispetta i limiti di immissione in ambiente esterno presso ricettori, sia nel periodo diurno che in quello notturno;
- la rumorosità della centrale con i 6 gruppi in marcia rispetta i limiti di immissione in ambiente esterno presso ricettori, sia nel periodo diurno che in quello notturno;
- le emissioni di centrale sono inferiori ai limiti acustici vigenti;

- le emissioni di centrale sono inferiori ai limiti di emissioni previsti da un'ipotesi di zonizzazione acustica conforme al PRG che assegni al ricettore A la Classe V "Aree prevalentemente industriali" e al ricettore B la Classe VI "Aree esclusivamente industriali, e al quartiere Tamburi la classe IV "Area ad intensa attività umana", vedi Tabella 12;
- gli impianti della centrale non sono soggetti ai limiti d'immissione in ambiente abitativo previsti dal criterio differenziale.

L'ubicazione delle sorgenti sonore all'interno del sito è riportata in Allegato B.23.

Si riproduce l'estratto della menzionata Scheda identificativa delle sorgenti di rumore:

Sorgenti di rumore	Localizzazione	Pressione sonora massima (dB_A) ad 1 m dalla sorgente		Sistemi di contenimento nella sorgente	Capacità di abbattimento (dB_A)
		giorno	notte		
1. Caldaie Gruppi 1, 2, 3 - CET2	Id.1 in All. B23	80	80	Isolato acusticamente	-
2. Edificio Macchine CET2	Id.2 in All. B23	114,5 LW(A) (*)	114,5 LW(A) (*)	Macchine Isolate Acusticamente	-
3. Baia di Carico Nord, presso, Portone Edificio Macchine - CET2	Id.3 in All. B23	80,8	80,8	-	-
4. Ventilatori Estrattori Fumo Gruppo 3 - CET2	Id.4 in All. B23	91,5 (**)	91,5 (**)	Macchine Isolate Acusticamente	-
5. Ventilatori Estrattori Fumo Gruppo 2 - CET2	Id.5 in All. B23	91,5 (**)	91,5 (**)	Macchine Isolate Acusticamente	-
6. Ventilatori Estrattori Fumo Gruppo 1 - CET2	Id.6 in All. B23	91,5 (**)	91,5 (**)	Macchine Isolate Acusticamente	-
7. Edifici Macchine - CET3	Id.7 in All. B23	111 LW(A) (*)	111 LW(A) (*)	Isolato acusticamente, macchine Isolate Acusticamente	-
8. Estrattori Aria - CET3	Id.8 in All. B23	88,2	88,2	-	-
9. GVR Modulo 1, 2, 3 - CET 3	Id.9 in All. B23	81,2	81,2	Isolato acusticamente	-

10. Divergente Moduli 1, 2, 3 - CET 3	Id.10 in All. B23	84,8	84,2	-	-
Sorgenti di rumore	**Localizzazione**	**Pressione sonora massima (dB_A) ad 1 m dalla sorgente**		**Sistemi di contenimento nella sorgente**	**Capacità di abbattimento (dB_A)**
		giorno	**notte**		
11. Diffusore Moduli 1, 2, 3 - CET 3	Id.11 in All. B23	85,6	85,6	-	-
12. Edificio TG Moduli 1, 2, 3 – CET 3	Id.12 in All. B23	72,7	72,7	Isolato acusticamente	-
13. Estrattori Aria Edificio TG Moduli 1, 2, 3 - CET 3	Id.13 in All. B23	90 (**)	90 (**)	Silenziatori ingresso aria	-
14. Torri di raffreddamento – Aspirazione - CET 3	Id.14 in All. B23	86,5	86,5	-	-
15. Torri di raffreddamento – Espulsione CET 3	Id.15 in All. B23	82,5 (***)	82,5 (***)	-	-
16. Bocca Camino Caldaie Ciclo Semplice - CET2	Id.16 in All. B23	94,5 (***)	94,5 (***)	Cabina insonorizzante (Interno cabina)	-
17. Bocca Camino GVR Ciclo Combinato – CET 3	Id.17 in All. B23	85 (***)	85 (***)	-	-

Note:
Il comune di Taranto ha predisposto una bozza di piano di zonizzazione acustica del proprio territorio nel 1997, in seguito rivista nel 2003, ma non ha ancora adottato il piano. Pertanto, in assenza di zonizzazione acustica comunale, ai sensi dell'art. 8 comma 1 del D.P.C.M. 14/11/1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore", si applicano i valori stabiliti dall'art. 6 del D.P.C.M 01/03/1991.
In considerazione della destinazione d'uso industriale, i limiti di accettabilità applicabili al sito sono quelli relativi ad una "Zona esclusivamente industriale", cui corrispondono limiti d'immissione diurni e notturni pari a 70 dB(A).
Maggiori dettagli sono riportati nell'allegato **A 24**.

(*) livello di potenza sonora LW(A)
(**) livello di pressione sonora a 10 m dalla sorgente
(***) livello di pressione sonora a 1 m sopra bordo camino

5.9 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Come già riportato nei capitoli precedenti, la Centrale di Taranto ricopre un'area di circa 105.000 m^2 che ricade nell'area industriale di Taranto, individuata come **Sito di Bonifica di Interesse Nazionale (SIN)**, il cui perimetro è stato stabilito dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare con decreti del 10/01/00 e del 18/09/01.
A Luglio 2002 è stato approvato il Piano di caratterizzazione presentato da Edison S.p.A., già proprietario della Centrale, secondo i criteri stabiliti dall'allegato 4 del DM 471/99 che prevedeva una campagna di indagini sulla qualità del terreno e delle acque sotterranee soggiacenti l'attuale proprietà ArcelorMittal Italy Energy.
Nell'allegato A.26, il Gestore riporta la "Relazione contaminazione del terreno" estratta dalla Dichiarazione Ambientale EMAS 2018 -2020. Nella relazione si riporta che, ad oggi sono state realizzate le prime due fasi del piano di caratterizzazione, consistite nell'effettuazione di sondaggi superficiali e profondi del terreno con prelievo di campioni che sono stati poi analizzati. In un numero limitato di campioni dei suoli analizzati sono state individuate concentrazioni superiori ai limiti previsti per i soli parametri Rame e Idrocarburi. Sono effettuate, inoltre, campagne periodiche di monitoraggio della falda profonda e superficiale nelle quali si registra il superamento dei limiti per alcuni parametri che hanno presentato, nelle diverse campagne, una forte variabilità con

concentrazioni e natura. I risultati delle indagini sono inviati annualmente al Ministero dell'Ambiente.
Secondo quanto riportato dal Gestore, è stato attivato il pompaggio dell'acqua di falda da due piezometri; le acque emunte sono gestite come rifiuti come prescritto. Anche il piano di bonifica dei terreni è stato approvato e le relative attività saranno avviate dopo l'emissione del Decreto autorizzativo.
Il 19 giugno 2017 è stata infine presentata agli Enti l'analisi di rischio sanitaria sito-specifica.

5.10 Altre Forme di Inquinamento

Nella Scheda B.16 il Gestore ha evidenziato la presenza di materiali contenenti amianto presso le centrali CET 2 e CET 3, già censiti e rivalutati periodicamente nello stato di conservazione.

In particolare, nelle aree delle centrali sono presenti:
- materiali contenenti amianto con matrice compatta
- materiali contenenti amianto con matrice friabile.

Il dettaglio dei materiali censiti e l'esito della valutazione dello stato di conservazione sono riportati nella Relazione tecnica del 28/02/2018 riportata in Allegato B31b e relativa all'ultima campagna d'ispezione e valutazione dello stato di conservazione dei Materiali Contenenti Amianto (MCA) presenti nelle CET 2 e CET 3.
Il Gestore riporta che, dai sopralluoghi ed ispezioni visive effettuate, si evince che i luoghi di lavoro non presentano rischi di esposizione per gli operatori, in quanto i materiali contenenti amianto risultano incapsulati e in buono stato di conservazione.
Inoltre, in tutti gli ambienti già censiti ed oggetto di nuova ispezione il monitoraggio ambientale eseguito con la metodica SEM, finalizzata a verificare l'eventuale presenza di fibre aero disperse nell'ambiente, ha avuto esito negativo.
A riguardo, secondo quanto riportato nella relazione citata, tutti i 60 campioni ambientali prelevati presso le CET 2 e CET 3 ed esaminati con la metodica SEM non hanno mostrato la presenza di fibre aerodisperse, e, pertanto, tutte le aree monitorate sono state considerate come "non a rischio" per quanto concerne l'esposizione ad amianto.
Il Gestore dichiara che è stato consegnato allo SPESAL il piano di lavoro per la rimozione della pavimentazione e le tubazioni ex impianto di condizionamento di CET 2.

6 ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ ALLE BAT CONCLUTIONS

Con riferimento alle BAT Conclusions (BATC) per i grandi impianti di combustione (LCP) di cui alla Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017, nella scheda D.1 allegata all'istanza di riesame complessivo di AIA, il Gestore ha riportato le BAT ritenute di interesse per la centrale termoelettrica ArcelorMittal Italy Energy di Taranto.

Si riporta di seguito un'analisi dello stato di attuazione delle BAT all'interno della centrale di Taranto.

Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Tecnologia adottata dal Gestore	Note di Conformità
BAT 1 Implementare ed aderire ad un sistema di gestione ambientale		La Centrale di Taranto ArcelorMittal è dotata di un Sistema di Gestione Ambientale certificato ISO 14001, ed è registrata EMAS. Inoltre, a partire dal 2001 è dotata di un Sistema di Gestione della Salute e Sicurezza dei lavoratori certificato ISO 18001.	Conforme
BAT 2 Determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico, secondo le norme EN		In allegato D10 il Gestore ha riportato l'analisi energetica nonché i test condotti per la determinazione del rendimento elettrico	Nella scheda D.1 il Gestore dichiara che il rendimento elettrico delle unità di generazione è valutato con regolarità
BAT 3 Monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua. Freq. minima di monitoraggio effluente gassoso: Periodica o in continuo per portata, $\%O_2$, temperatura, pressione, Tenore di vapore acqueo.			Il monitoraggio dei parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera effettuato dal Gestore in conformità a quanto prescritto dall'AIA è conforme alla BAT.

Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Tecnologia adottata dal Gestore	Note di Conformità
BAT 4 Monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata e in conformità con le normeEN. Frequenza minima di monitoraggio: in continuo per NOx, CO, polveri, SO_2; Annuale: Metalli e metalloidi tranne Mercurio;			Il monitoraggio delle emissioni in atmosfera effettuato dal Gestore in conformità a quanto prescritto dall'AIA è conforme alla BAT.
BAT 5 Monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata e in conformità con le norme EN. Monitoraggio mensile di TOC, COD, TSS, F–, SO_4^{2-},S_2^{-}, SO_3^{2-}, metalli e metalloidi, Cl^-,N_{tot}			Le acque di processo della CET 3 sono trattate nell'impianto W34 e la frazione non riutilizzata è caricata allo scarico AL3 monitorato con frequenza giornaliera in conformità all'AIA vigente.
BAT 6 Ottimizzare la combustione e fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche indicate		Il Gestore dichiara nella scheda D.l.1 l'applicazione della BAT 6 con il ricorso alle seguenti tecniche: Manutenzione regolare programmata conformemente alle raccomandazioni dei fornitori; Sistema di controllo avanzato; Buona progettazione delle apparecchiature di combustione;	
BAT 7 Riduzione delle emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) ottimizzando la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR.	**NH_3 < 3-10 mg/Nm^3** calcolato come media annuale o media del periodo di campionamento	Come descritto nei capitoli precedenti, il Gestore ha previsto per la CET 2 l'installazione di sistemi SCR ai fini dell'adeguamento delle emissioni di NOx alle prestazioni indicate dalle BAT C.	

Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Tecnologia adottata dal Gestore	Note di Conformità
BAT 8 Assicurare adeguata progettazione, esercizio e manutenzione dei sistemi di abbattimento delle emissioni al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio.		Non applicabili in quanto attualmente non sono presenti sistemi di abbattimento delle emissioni in atmosfera	
BAT 9 Inclusione nei programmi di garanzia QA/QC adottati nel SGA (BAT 1) di pratiche di caratterizzazione iniziale dei combustibili, prove periodiche della qualità del combustibile e adeguamenti delle condizioni operative dell'impianto.		In adempimento dell'AIA 2010 il gestore effettua già la caratterizzazione dei combustibili	
BAT 10 Riduzione delle emissioni in atmosfera e/o nell'acqua attraverso l'elaborazione e attuazione di un Piano di Gestione nell'ambito del SGA commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali che comprenda gli elementi indicati		Nella scheda D.1.1 il Gestore riporta che gli impianti sono soggetti a corretta manutenzione, tutti gli eventi di avvio, arresto e disservizio sono registrati e condivisi con l'autorità tramite il report annuale.	
BAT 11 Monitorare adeguatamente le emissioni atmosferiche e nell'acqua dell'impianto in condizioni di esercizio diverse da quelle normali.		Nella scheda D.1.1 il Gestore riporta che è effettuato il monitoraggio dei transitori in conformità a quanto definito dal piano di monitoraggio e controllo parte integrante dell'AIA anche tramite lo SME.	BAT già applicata in adempimento dell'AIA 2010
BAT 12 Applicare una combinazione adeguata di tecnologie al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione in funzione ≥ 1500 ore/anno		Nella scheda D.1.1 il Gestore riporta l'applicazione delle seguenti tecniche della BAT: a) Ottimizzazione della combustione b) Ottimizzazione delle condizioni del fluido di	Cfr BAT 46

Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Tecnologia adottata dal Gestore	Note di Conformità
		lavoro c) Ottimizzazione del ciclo del vapore, g) sistema di controllo avanzato, i) cogenerazione Inoltre per l'unità CET 2 sono anche applicate le tecniche e) Preriscaldamento dell'aria di combustione, h) Preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato	
BAT 13 Applicazione di tecnologie finalizzate alla riduzione del consumo di acqua.		E' applicata la tecnica a) (riciclo delle acque), con riferimento alle acque di mare di raffreddamento che vengono inviate in Ilva per ulteriore utilizzo e le acque di processo sono trattate e riutilizzate nella CET 3.	
BAT 14 Prevenzione della contaminazione tra acque reflue di diversa origine e/o natura mediante separazione dei flussi di acque reflue e trattamento separato in funzione degli inquinanti.		Nella scheda D.1.1 il Gestore riporta che i flussi delle acque reflue sono mantenuti separati e trattati in funzione della qualità.	
BAT 15 Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione.		Le acque di processo della CET 3 trattate nell'impianto W34 sono per lo più riutilizzate e una parte e scaricata.	
BAT 17 Applicazione di una combinazione adeguata di tecnologie al fine di ridurre le emissioni sonore.		Nella scheda D.1.1 il Gestore riporta l'applicazione delle seguenti tecniche della	Cfr paragrafo rumore capitolo precedente

Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Tecnologia adottata dal Gestore	Note di Conformità
		BAT: a) Misure operative c) Attenuazione del rumore, d) Dispositivi anti rumore e) Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici in funzione dei recettori sensibili, sono applicate. La tecnica b) *Apparecchiature a bassa rumorosità*, è parzialmente applicata, ove sono presenti apparecchiature nuove o in caso sia necessaria effettuare una sostituzione di una apparecchiatura esistente.	
BAT 46 Al fine di aumentare l'efficienza energetica della combustione dei gas di processo della siderurgia, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione delle tecniche indicate nella BAT 12	Rendimento elettrico netto (%)Unità esistente 40-48 per TG 30-40 per caldaie	Nella scheda D.1.2 il Gestore riporta che è applicato un Sistema di gestione dei gas di processo come definito nelle Conclusioni sulle BAT. I moduli 1, 2, 3 della CET 3 hanno un'efficienza elettrica netta che si attesta sul 43-44% I monoblocchi 1, 2, 3 della CET 2 hanno un'efficienza elettrica netta che si attesta sul 33-34%	

Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Tecnologia adottata dal Gestore	Note di Conformità
BAT 47 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_X in atmosfera risultanti dalla combustione dei gas di processo della siderurgia nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate nella BAT.	NOx BAT-AEL (mg/Nm^3 e 3% O_2) Media annua 20-100 per caldaia Media giornaliera o media del periodo di campionamento 22-160 per caldaia	CET2 è dotata delle tecniche a) Bruciatori a basse emissioni di NOx d) Ricircolo degli effluenti gassosi f) Sistema di controllo avanzato. Inoltre il Gestore ha previsto l'installazione dei sistemi SCR su ogni monoblocco della CET 2.	
BAT 48 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_X in atmosfera risultanti dalla combustione dei gas di processo della siderurgia nelle CCGT, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate nella BAT.	NOx BAT-AEL (mg/Nm^3 e 15% O_2) Media annua 20-50 per TG Media giornaliera o media del periodo di campionamento 30–55 per TG	Per la Riduzione delle emissioni di NOx: CET3 è dotata delle tecniche b) Sistema di controllo avanzato e) Bruciatori a basse emissioni di NOx Inoltre per laa sezione CET 3 il Gestore ha previsto l'implementazione del sistema di iniezione vapore alla soluzione SNC (Single Nozzle Combustor) di vapore.	
BAT 49 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione dei gas di processo della siderurgia, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate nella BAT	Intervallo indicativo per le caldaie < 5-100 mg/Nm^3 Per le TG < 5-20 mg/Nm^3	Nella scheda D.1.2 il Gestore riporta che per la riduzione delle emissioni di CO, in entrambi gli impianti la combustione è ottimizzata (tecnica a).	
BAT 50 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di SO_X nell'atmosfera	SOx BAT-AEL (mg/Nm^3) Media annua		Come riportato nei capitoli precedenti per le emissioni di SO_2 saranno conformi a

Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Tecnologia adottata dal Gestore	Note di Conformità
risultanti dalla combustione dei gas di processo della siderurgia, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate nella BAT	10-45 per TG 25-150 per caldaia Media giornaliera o media del periodo di campionamento 20–70 per TG 50-200 per caldaia		BAT-AEL grazie al previsto contenuto massimo di H_2S del gas coke pari a 0,5 g/Nm^3 e alla realizzazione della nuova linea di desolforazione del gas di cokeria del siderurgico prevista da ArcelorMottal Italia S.p.A.
BAT 51 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di polveri in atmosfera risultanti dalla combustione dei gas di processo della siderurgia, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate nella BAT	Polveri BAT-AEL (mg/Nm^3) Media annua 2-5 TG 2-7 per caldaia Media giornaliera o media del periodo di campionamento 2–5 per TG 2-10 per caldaia	Il Gestore riporta che allo scopo di ridurre le emissioni di polveri il gas in arrivo alla CET 3 è trattato con elettrofiltri. ad umido. In aggiunta le tecniche b) e c) sono applicate dal polo siderurgico per tutto il gas prodotto.	

7 CONCLUSIONI E PRESCRIZIONI

L'esercizio della centrale termoelettrica ArcelorMittal Energy S.r.l. di Taranto (di seguito "il Gestore"), è oggi autorizzato dall'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con decreto n. DVA/DEC/2010/72 del 29/03/2010, come modificato dal DM n. 155 del 1/6/2016 di riesame parziale, relativo alle sole emissioni in atmosfera.

La centrale è costituita da due sezioni, denominate CET 2 (costituita da tre monoblocchi identici) e CET 3 (costituita da tre moduli identici), situate all'interno dello stabilimento siderurgico ArcelorMittal Italia S.p.A. ed è alimentata da una miscela di gas siderurgici, Gas AFO (gas da altoforno, ricavato durante la produzione di ghisa), Gas COKE (gas di cokeria, ricavato nei forni per coke metallurgico) e Gas LDG (gas d'acciaieria, proveniente dai convertitori LD dell'acciaieria), con aggiunta di Gas Naturale.

Le due sezioni sono autorizzate per utilizzare i gas siderurgici prodotti dallo stabilimento ArcelorMittal Italia per evitarne lo scarico in torcia e il vapore e l'energia da esse prodotti sono distribuiti integralmente nello stesso stabilimento siderurgico.

Con il decreto direttoriale n. 430 del 22/11/2018, l'Autorità competente ha disposto il riesame complessivo delle autorizzazioni integrate ambientale delle centrali termoelettriche, finalizzato ad adeguare il provvedimento alle conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione di cui alla Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 del 31/07/2017.

Con riferimento alla nota DVA prot. 27294/DVA del 4/12/2018 di comunicazione di avvio del procedimento di riesame complessivo dell'AIA, il Gestore, con nota n. CET 08/2019 del 31/01/2019, acquisita al prot. DVA/2386 del 31/01/2019 e successiva comunicazione di errata corrige n. CET 12/2019 del 11/02/2019, acquisita al prot. DVA/3754 del 18/2/2019, ha trasmesso la documentazione tecnica richiesta dal citato d.d. n. 430.

Pertanto, l'Autorità competente, con nota prot. DVA/4252 del 20/02/2019, ha disposto l'avvio dell'attività istruttoria, da parte della Commissione istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale, relativa al procedimento di riesame complessivo dell'AIA, identificato con codice ID 53/9950, richiamando le disposizioni previste in proposito dal DPCM 29/09/2017 recante "*Approvazione delle modifiche al Piano delle misure e delle attività di tutela ambientale e sanitaria di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 14 marzo 2014, a norma dell'articolo 1, comma 8.1., del decreto-legge 4 dicembre 2015, n. 191, convertito, con modificazioni, dalla legge 1° febbraio 2016, n. 13.*" per lo stabilimento siderurgico di interesse strategico nazionale ArcelorMittal Italia S.p.A. di Taranto.

In particolare il citato DPCM prevede:

- all'articolo 8, comma 1, che: "*Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare provvederà ad avviare il riesame dell'AIA per le centrali termoelettriche presenti all'interno dello stabilimento ILVA di Taranto S.p.A. in A.S. (ex Taranto Energia) per l'adeguamento alla decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31*

luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio per i grandi impianti di combustione, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea L 212 del 17 agosto 2017";

- all'articolo 8, comma 2 che: "*L'adeguamento alla decisione di esecuzione di cui al comma 1 dovrà avvenire entro il 17 agosto 2021, in conformità all'art. 21, comma 3, della direttiva 2010/75/ UE, così come recepita dall'art. 29-octies del decreto legislativo n. 152/2006*";
- all'articolo 2, comma 5, che: "*nelle more dell'adeguamento delle centrali termoelettriche presenti all'interno dello stabilimento ILVA di Taranto S.p.A. in A.S. (ex Taranto Energia S.r.l.), previsto nell'art. 8, comma 1, del presente decreto, trova applicazione quanto previsto al paragrafo 9.2.1.1.4 Trattamento gas coke nell'AIA 2011 per le emissioni dello stabilimento ILVA, limitatamente al periodo di fermata programmata della linea di desolforazione presente nell'area cokeria*.".

Con riferimento a quest'ultimo articolo, l'Autorità competente con nota prot. DVA/26471 del 15/11/2017, nel precisare che il riferimento corretto è al paragrafo 9.2.1.1.3 dell'AIA 2011 in cui è contenuta la previsione che "*nei periodi di fermata programmata dell'impianto di desolforazione gas coke (circa tre settimane all'anno) è prevista una deroga agli impianti utilizzatori di gas coke*" e non al paragrafo 9.2.1.1.4 riportato nel DPCM 29/09/2017 per mero errore materiale, ha chiarito che, nelle more dell'adeguamento delle centrali termoelettriche alle BAT Conclusions, conformemente a quanto previsto alla prescrizione n. 13 del decreto di riesame dell'AIA del 2016, durante i periodi di fermata programmata dell'impianto di desolforazione gas coke, fermo restando il rispetto del valore limite in flusso di massa per SO_2, i dati emissivi rilevati dagli SME possono non essere considerati validi ai fini della verifica della conformità al valore limite di emissione in concentrazione.
A riguardo, come richiesto dalla DVA con la nota del 20/02/2019, il Gestore con nota prot. CET 35/19 del 04/04/2019 (DVA/8872 del 08/04/2019), ha trasmesso ulteriori proposte di adeguamento descritte nei capitoli precedenti, ossia lo "*Studio di fattibilità riduzione delle emissioni ai camini degli impianti CET 2 e CET 3*" e lo Studio di Fattibilità elaborato da ArcelorMittal Italia S.p.A. per la Realizzazione di una nuova linea di desolforazione di gas coke e potenziamento del sistema di raffreddamento per l'impianto sottoprodotti Cokeria dello stabilimento siderurgico di Taranto, oggetto di un separato procedimento.

Nel corso della riunione/sopralluogo tenutosi in data 29/05/2019 presso la sede dell'installazione, il Gruppo Istruttore ha chiesto al Gestore ulteriori informazioni e documentazione, trasmesse con successive note, ed in particolare con nota prot. CET 53/19 del 10/06/2019, acquisita al prot. DVA/14832 del 10/06/2019, con nota prot. CET 55/19 del 13/06/2019, acquisita al prot. DVA/15203 del 13/06/2019, con nota prot. CET 61/19 del 28/06/2019, acquisita al prot. DVA/16777 del 01/07/2019 e con nota prot. CET 91/19 del 18/10//2019, acquisita al prot. DVA/27489 del 21/10/2019.

Di seguito si riportano le prescrizione per l'esercizio della centrale termoelettrica ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. di Taranto; tali prescrizioni derivano dall'analisi della documentazione trasmessa dal Gestore e dagli esiti degli incontri svolti con lo stesso.

Trattandosi di un riesame complessivo disposto in coerenza con l’emanazione delle BAT Conclusions di cui alla Decisione di esecuzione della UE 2017/1442 del 31/07/2017, le valutazioni sono state effettuate tenendo conto delle suddette BAT, per quanto di pertinenza all’assetto impiantistico installato, ed in particolare che l’impianto rappresenta la tecnologia di riferimento per l’utilizzo di gas siderurgici.

Le valutazioni tengono altresì in considerazione le proposte di adeguamento del Gestore, descritte ai capitoli precedenti, che apportano modifiche rispetto all’assetto attualmente autorizzato.

7.1 Autorizzazioni sostituite

Nella seguente tabella sono riepilogati tutti gli atti autorizzativi vigenti che si devono intendere integralmente sostituiti dal presente provvedimento:

ID Procedimento	Tipologia di procedimento	ATTO autorizzativo
ID 53	Prima AIA	DVA/DEC/2010/72 del 29/03/2010
ID 53/849	Riesame parziale emissioni in atmosfera	DM n. 155 del 1/6/2016

7.2 Capacità produttiva

[1] Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di istanza di riesame dell'AIA, intesa come potenza termica complessiva del sito pari a 2.609 MWt (somma della potenza termica della CET2, 1.284 MWt, e della potenza termica della CET3, 1.325 MWt). Ogni modifica del ciclo produttivo dovrà essere preventivamente comunicata all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo, fatte salve le eventuali ulteriori procedure previste dalla regolamentazione e/o legislazione vigente.

7.3 Sistema di gestione

[2] In applicazione della BAT 1., il Gestore deve continuare ad attuare e rispettare il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) attualmente adottato in centrale; tale SGA risulta registrato EMAS e conforme ai requisiti della norma ISO 14001:2015.

7.4 Efficienza energetica

[3] Il Gestore, nell'esercizio della centrale, deve garantire i livelli di efficienza energetica indicati alla BAT 46., come di seguito riportati:

Unità	Rendimento elettrico netto effettivo Report esercizio 2018 Media annua %	Rendimento elettrico netto di riferimento (scheda D.1.2) %	Rendimento elettrico netto BAT %
CET 2	**33,9 MB2** **33,9 MB3**	**33 - 34**	**30 - 40**
CET 3	**38,2 MD1** **45,7 MD2** **43,2 MD3**	**43 - 44**	**40 - 48**

[4] Si prescrive al Gestore il monitoraggio del rendimento elettrico netto effettivo per ogni anno e di riportarlo nella relazione annuale. Si prescrive altresì la determinazione del rendimento elettrico netto di riferimento dopo ogni intervento in grado di incidere sullo stesso, riportandolo nella relazione annuale.

7.5 Movimentazione e stoccaggio di materie prime, ausiliarie e di combustibili

[5] Tutte le forniture devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.

[6] Il Gestore deve garantire il rispetto delle seguenti prescrizioni, fornendo riscontro nella relazione annuale:

a. devono essere adottate tutte le precauzioni atte a evitare sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto;
b. deve essere garantita l'integrità strutturale dei serbatoi di stoccaggio e previsto un piano di ispezione periodica per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente;
c. i bacini di contenimento dei serbatoi devono avere una capacità di contenimento dei potenziali sversamenti adeguata a quella autorizzata dei serbatoi che vi insistono e dimensionata secondo le regole tecniche di progettazione. Nel caso in cui più serbatoi siano perimetrati dallo stesso bacino di contenimento, la capacità volumetrica dello stesso non dovrà essere inferiore al volume del serbatoio più grande;

[7] Con riferimento alla BAT 9., si prescrive la caratterizzazione in continuo dei gas siderurgici, in termini di portata, pressione, potere calorifico inferiore, indice di Wobbe e composizione media relativamente a CH_4 (per gas di cokeria), CxHy (per gas di cokeria), CO_2, CO, H_2, N_2, tenore totale di S, polveri, con le modalità indicate nel PMC.

7.6 Emissioni in aria

7.6.1 Sezione CET 2

Tre monoblocchi MB1, MB2 e MB3, caldaie tradizionali, potenza termica di combustione complessiva 1.284 MWt (480 MWe)

Camino	Portata MCP (Scheda B.7.2) [Nm^3/h]	Provenienza fumi	Combustibile
E1	714.490	CET 2 – MB1 (Monoblocco 1)	Metano
			AFO
			COKE
			LDG
E2	714.490	CET 2 – MB2 (Monoblocco 2)	Metano
			AFO
			COKE
			LDG
E3	714.490	CET 2 – MB3 (Monoblocco 3)	Metano
			AFO
			COKE
			LDG

7.6.1.1 Valori limite di emissione in concentrazione per la sezione CET 2 sino al 17/08/2021

[8] Con riferimento agli inquinanti monitorati in continuo, le emissioni ai camini **E1, E2** ed **E3** devono rispettare il valore limite ponderale su base mensile calcolato come previsto al punto 3.2 della parte I dell'Allegato II alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., sulla base dei seguenti valori limite specificatamente previsti dal D.Lgs. 46/2014 e dall'AIA del 2016:

Valori da utilizzare per il calcolo dei valori limite ponderali per CET 2					
Camino	**Combustibile**	**SO_2 [mg/Nm^3]**	**NOx [mg/Nm^3]**	**polveri [mg/Nm^3]**	**CO [mg/Nm^3]**
E1	Metano	35	100	5	80
	AFO	200	200	10	
	COKE	400	200	30	
	LDG	35	200	30	
E2	Metano	35	100	5	80
	AFO	200	200	10	
	COKE	400	200	30	
	LDG	35	200	30	
E3	Metano	35	100	5	80
	AFO	200	200	10	
	COKE	400	200	30	

	LDG	35	200	30	

Nota 1: I valori limite sono riferiti al 3% O_2

Nota 2: La conformità ai valori limite di emissione è verificata secondo i criteri stabiliti al punto 5, parte I, Allegato II alla parte V del D. Lgs. 152/06 e s.m.i.;

Nota 3: Il valore limite per il CO di 80 mg/Nm^3 è il VLE dell'AIA del 2010.

[9] Ai fini della verifica di conformità ai valori limite di cui al punto precedente, si prescrive, di tenere appositi registri di calcolo che dovranno essere resi disponibili all'Autorità di controllo in sede di ispezione, nonché trasmessi nell'ambito della relazione annuale di cui al PMC.

[10] Si prescrive che siano resi disponibili all'ARPA Puglia nell'ambito del portale SME i contenuti necessari ai fini della verifica di conformità ai valori limite ponderali.

[11] Le emissioni ai camini **E1, E2** ed **E3** devono rispettare anche i seguenti valori limite emissione (VLE) (media mensile (m.m.) e tenore di O_2 di riferimento pari al 3%):

Inquinante	**VLE AIA m. m. [mg/Nm^3]**
SO_2	**200**
NO_x	**160**
Polveri	**15**
CO	**80**

Nota: La conformità ai valori limite di emissione è verificata secondo i criteri stabiliti al punto 5, parte I, Allegato II alla parte V del D. Lgs. 152/06 e s.m.i.

[12] Ai camini **E1, E2, E3** di ogni monoblocco **MB1, MB2 e MB3** della sezione CET 2, si prescrivono inoltre i seguenti valori limite di emissione in flusso di massa annuale:

Inquinante	**VLE AIA [t/a]**
SO_2	**800**
NOx	**800**
Polveri	**30**

Nota 1: Il valore limite è stato calcolato con riferimento a 8.200 ore di funzionamento annuo con marcia a regime per ciascuna unità alla MCP.

Nota 2: Per la conformità al valore limite sono da considerarsi anche i transitori in avviamento ed in fermata oltre che i periodi di normale funzionamento.

[13] Nel caso di eventuali eventi di fuori servizio degli impianti di desolforazione dei gas siderurgici di ArcelorMittal Italia S.p.A., fermo restando il rispetto del valore limite in flusso di massa per SO_2 sopra fissati per ogni Monoblocco della CET 2, i dati emissivi rilevati dallo SME, limitatamente alle prime ventiquattro ore dall'inizio dell'evento, possono non essere considerati validi ai fini della verifica della conformità al valore limite di emissione in concentrazione solo sino al **17/08/2021**.

[14] Tenuto conto all'articolo 2, comma 5, del DPCM del 29/09/2017, della nota dell'Autorità competente prot. DVA/26471 del 15/11/2017 e dell'intervento di realizzazione di una nuova linea di desolforazione gas cokeria dello stabilimento siderurgico, previsto da ArcelorMittal Italia S.p.A. (cfr. nota prot. CET 35/2019 del 4/4/2019), fermo restando il rispetto del valore limite in flusso di massa per SO_2 sopra fissati per ogni Monoblocco della CET 2, i dati emissivi rilevati dallo SME possono non essere considerati validi ai fini della verifica della conformità al valore limite di emissione in concentrazione durante i periodi di fermata programmata dell'impianto di desolforazione gas coke (circa tre settimane all'anno) solo sino al **17/08/2021**.

7.6.1.2 Valori limite di emissione in concentrazione per la sezione CET 2 dal 18/08/2021 al 31/12/2022 (conclusione installazione SCR)

[15] Le emissioni ai camini **E1, E2 ed E3** devono rispettare i seguenti valori limite emissione (VLE), in media giornaliera (m.g.) e in media annua (m.a.) e tenore di O_2 di riferimento pari al 3%, riportati nella seguente tabella con riferimento agli inquinanti monitorati in continuo:

Inquinante	**VLE AIA 2016 m.m. [mg/Nm^3]**	**[1]Emissione media giornaliera max 2018 media annua 2018 MB2 - MB3 [mg/Nm^3]**	**BAT-AELs [mg/Nm^3]**	**VLE AIA dal 18/08/2021 [mg/Nm^3]**
SO_2	200	180,2 - 175,4 m.g. 87,2 - 94,4 m.a.	50 – 200 m.g. 25 - 150 m.a.	**180 m.g.** **130 m.a.**
NO_x	160	154,9 - 143,7 m.g. 99,0 - 99,2 m.a.	22 - 160 m.g. 20 - 100 m.a.	**160 m.g.** **100 m.a.**
Polveri	15	5,9 - 3,2 m.g. 0,8 - 0,2 m.a.	2 - 10 m.g. 2 - 7 m.a.	**10 m.g.** **5 m.a.**
CO	80	3,2 - 2,2 m.a.	5 - 100 m. a.[2]	**20 m.a.**

Nota 1: Cfr. nota prot. CET 35/19 del 04/04/2019 e nota prot. CET 55/19 del 13/6/2019. MB1 fermo nel 2018
Nota 2: Intervallo BAT indicativo

[16] A partire dal **18/08/2021**, le emissioni di SO_2 ai camini di ogni Monoblocco della CET 2 devono rispettare i valori limite in concentrazione anche durante i periodi di fermata programmata e di fuori servizio di uno dei due impianti di desolforazione gas coke di ArcelorMittal Italia S.p.A.

[17] Ai camini **E1, E2, E3** di ogni monoblocco **MB1, MB2 e MB3** della sezione CET 2, si prescrivono inoltre i seguenti valori limite di emissione in flusso di massa annuale:

Inquinante	VLE AIA 2016 [t/a]	VLE AIA dal 18/08/2021 [t/a]	(riduzione %)
SO_2	**800**	**700**	**12 %**
NOx	**800**	**585**	**27 %**
Polveri	**30**	**10**	**67 %**
Nota 1: Il valore limite è stato calcolato con riferimento a 8.200 ore di funzionamento annuo con marcia a regime per ciascuna unità alla MCP. Nota 2: Per la conformità al valore limite sono da considerarsi anche i transitori in avviamento ed in fermata oltre che i periodi di normale funzionamento.			

7.6.1.3 Valori limite di emissione in concentrazione per la sezione CET 2 dal 1/01/2023

[18] Al termine dell'intervento di installazione dei sistemi SCR previsti per i singoli monoblocchi MB1, MB2 e MB3, le emissioni ai camini **E1, E2 ed E3** devono rispettare i seguenti valori limite emissione (VLE), in media giornaliera (m.g.) e in media annua (m.a.) e tenore di O_2 di riferimento pari al 3%, riportati nella seguente tabella con riferimento agli inquinanti monitorati in continuo:

Inquinante	VLE AIA 2016 m.m. [mg/Nm^3]	[1]Emissione media giornaliera max 2018 media annua 2018 MB2-MB3 [mg/Nm^3]	BAT-AELs [mg/Nm^3]	VLE AIA dal 1/01/2023 [mg/Nm^3]
SO_2	200	180,2 - 175,4 m.g. 87,2 - 94,4 m.a.	50 – 200 m.g. 25 - 150 m.a.	**180 m.g.** **130 m.a.**
NO_x	160	154,9 -143,7 m.g. 99,0 - 99,2 m.a.	22 - 160 m.g. 20 - 100 m.a.	**60 m.g.** **50 m.a.**
Polveri	15	5,9 - 3,2 m.g. 0,8 - 0,2 m.a.	2 - 10 m.g. 2 - 7 m.a.	**6 m.g.** **2 m.a.**
NH_3	---	---	3 - 10 m.a.	**5 m.a.**
CO	80	3,2 - 2,2 m.a.	5 - 100 m. a.[2]	**20 m.a.**
Nota 1: Cfr. nota prot. CET 35/19 del 04/04/2019 e nota prot. CET 55/19 del 13/6/2019. MB1 fermo nel 2018 Nota 2: Intervallo BAT indicativo				

[19] Ai camini **E1, E2, E3** di ogni monoblocco **MB1, MB2 e MB3** della sezione CET 2, si prescrivono inoltre i seguenti valori limite di emissione in flusso di massa annuale:

Inquinante	VLE AIA 2016 [t/a]	VLE AIA dal 18/08/2021 al 31/12/2022 [t/a]	VLE AIA dal 1/01/2023 [t/a]	riduzione % complessiva rispetto AIA 2016
SO_2	**800**	**700**	**700**	**12 %**
NOx	**800**	**585**	**290**	**64 %**
Polveri	**30**	**10**	**10**	**67 %**
Nota 1: Il valore limite è stato calcolato con riferimento a 8.200 ore di funzionamento annuo con marcia a regime per ciascuna unità alla MCP. Nota 2: Per la conformità al valore limite sono da considerarsi anche i transitori in avviamento ed in fermata oltre che i periodi di normale funzionamento.				

7.6.2 Sezione CET 3

Tre turbogas a ciclo combinato in assetto cogenerativo MD1, MD2 e MD3, potenza termica di combustione complessiva 1.325 MWt (520 MWe)

Camino	Portata MCP (Scheda B.7.2) [Nm3/h]	Provenienza fumi	Combustibile
E4	1.811.652	CET 3 – MD1 (Modulo 1)	Metano
			AFO
			COKE
			LDG
E5	1.811.652	CET 3 – MD2 (Modulo 2)	Metano
			AFO
			COKE
			LDG
E6	1.811.652	CET 3 – MD3 (Modulo 3)	Metano
			AFO
			COKE
			LDG

7.6.2.1 Valori limite di emissione in concentrazione per la sezione CET 3 sino al 17/08/2021

[20] Con riferimento agli inquinanti monitorati in continuo, le emissioni ai camini **E4, E5 ed E6** devono rispettare il valore limite ponderale su base mensile calcolato come previsto al punto 3.2 della parte I dell'Allegato II alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., sulla base dei seguenti valori limite specificatamente previsti dal D.Lgs. 46/2014 e dall'AIA del 2016:

Valori da utilizzare per il calcolo dei valori limite ponderali per CET 3					
Camino	**Combustibile**	**SO_2 [mg/Nm^3]**	**NOx [mg/Nm^3]**	**polveri [mg/Nm^3]**	**CO [mg/Nm^3]**
E4	Metano	60	50	5	40
	AFO		120		
	COKE		120		
	LDG		120		
E5	Metano	60	50	5	40
	AFO		120		
	COKE		120		
	LDG		120		
E6	Metano	60	50	5	40
	AFO		120		
	COKE		120		
	LDG		120		
Nota 1: I valori limite sono riferiti al 15% O_2 Nota 2: La conformità ai valori limite di emissione è verificata secondo i criteri stabiliti al punto 5, parte I, Allegato II alla parte V del D. Lgs. 152/06 e s.m.i.					

[21] Si prescrive ai fini della verifica di conformità ai valori limite di cui al punto precedente, di tenere appositi registri di calcolo che dovranno essere resi disponibili all'Autorità di Controllo in sede di ispezione e trasmessi nell'ambito degli obblighi di comunicazione annuale di cui al PMC.

[22] Si prescrive che siano resi disponibili all'ARPA Puglia nell'ambito del portale SME i contenuti necessari ai fini della verifica di conformità ai valori limite ponderali.

[23] Le emissioni ai camini **E4, E5 ed E6** devono rispettare anche i seguenti valori limite (VLE) (media mensile (m.m.) e tenore di O2 di riferimento pari al 15%):

Inquinante	**VLE AIA m. m. [mg/Nm^3]**
SO_2	**60**
NO_x	**80**
Polveri	**5**
CO	**40**
Nota: La conformità ai valori limite di emissione è verificata secondo i criteri stabiliti al punto 5, parte I, Allegato II alla parte V del D. Lgs. 152/06 e s.m.i.	

[24] Ai camini **E4, E5, E6** di ogni Modulo MD1, MD2, MD3 della sezione CET 3, si prescrivono inoltre i seguenti valori limite di emissione in flusso di massa annuale:

Inquinante	VLE AIA [t/a]
SO_2	**550**
NOx	**650**
Polveri	**25**
Nota 1: Il valore limite è stato calcolato con riferimento a 8.500 ore di funzionamento annuo con marcia a regime per ciascuna unità alla portata alla MCP. Nota 2: Per la conformità al valore limite sono da considerarsi anche i transitori in avviamento ed in fermata oltre che i periodi di normale funzionamento.	

[25] Nel caso di eventuali eventi di fuori servizio degli impianti di desolforazione dei gas siderurgici di ArcelorMittal Italia S.p.A., fermo restando il rispetto del valore limite in flusso di massa per SO_2 sopra fissati per ogni Modulo della CET 3, i dati emissivi rilevati dallo SME, limitatamente alle prime ventiquattro ore dall'inizio dell'evento, possono non essere considerati validi ai fini della verifica della conformità al valore limite di emissione in concentrazione solo sino al **17/08/2021**.

[26] Tenuto conto all'articolo 2, comma 5, del DPCM del 29/9/2017, della nota dell'Autorità competente prot. DVA/26471 del 15/11/2017 e dell'intervento di realizzazione di una nuova linea di desolforazione gas cokeria dello stabilimento siderurgico, previsto da ArcelorMittal Italia S.p.A. (cfr. nota prot. CET 35/2019 del 4/4/2019), fermo restando il rispetto del valore limite in flusso di massa per SO_2 sopra fissati per ogni Modulo della CET 3, i dati emissivi rilevati dallo SME possono non essere considerati validi ai fini della verifica della conformità al valore limite di emissione in concentrazione durante i periodi di fermata programmata dell'impianto di desolforazione gas coke (circa tre settimane all'anno) solo sino al **17/08/2021**.

7.6.2.2 Valori limite di emissione in concentrazione per la sezione CET 3 dal 18/08/2021

[27] Le emissioni ai camini **E4, E5 ed E6** devono rispettare i seguenti valori limite emissione (VLE), in media giornaliera (m.g.) e in media annua (m.a.) e tenore di O_2 di riferimento pari al 15%, riportati nella seguente tabella con riferimento agli inquinanti monitorati in continuo:

Inquinante	VLE AIA 2016 m.m. [mg/Nm^3]	[1]Emissione media giornaliera max 2018 media annua 2018 MD1-MD2-MD3 [mg/Nm^3]	BAT-AELs [mg/Nm^3]	VLE AIA dal 18/08/2021 [mg/Nm^3]
SO_2	60	51,5 - 68,6 - 52,8 m.g. 29,1 - 29,4 - 13,3 m.a.	20 - 70 m.g. 10 - 45 m.a.	**60 m.g.** **30 m.a.**
NO_x	80	80,3 - 84,4 - 87,8 m.g. 62,7 - 58,6 - 54,2 m.a.	30 - 70 m.g. 20 - 50 m.a.	**70 m.g.** **50 m.a.**
Polveri	5	2,4 - 1,9 - 1,1 m.g. 1,4 - 1,2 - 0,2 m.a.	2 - 5 m.g. 2 - 5 m.a.	**4 m.g.** **2 m.a.**
CO	40	7,6 - 5,4 - 6,6 m.a.	5 - 20 m. a.[2]	**20 m.a.**

Nota 1: Cfr. nota prot. CET 35/19 del 04/04/2019 e nota prot. CET 55/19 del 13/6/2019
Nota 2: Intervallo BAT indicativo

[28] A partire dal **18/08/2021**, le emissioni di SO_2 ai camini di ogni Modulo della CET 3 devono rispettare i valori limite in concentrazione anche durante i periodi di fermata programmata e di fuori servizio di uno degli impianti di desolforazione gas coke di ArcelorMittal Italia S.p.A.

[29] Ai camini **E4, E5, E6** di ogni Modulo **MD1, MD2, MD3** della sezione CET 3, si prescrivono inoltre i seguenti valori limite di emissione <u>in flusso di massa annuale</u>:

Inquinante	VLE AIA 2016 [t/a]	VLE AIA [t/a]	(riduzione %)
SO_2	**550**	**450**	**18 %**
NOx	**650**	**650**	**---**
Polveri	**25**	**20**	**24 %**

Nota 1: Il valore limite è stato calcolato con riferimento a 8.500 ore di funzionamento annuo con marcia a regime per ciascuna unità alla MCP.
Nota 2: Per la conformità al valore limite sono da considerarsi anche i transitori in avviamento ed in fermata oltre che i periodi di normale funzionamento.

[30] Per le emissioni di SO_2 della CET 2 e di SO_2 ed NOx della CET 3, al fine di perseguire un progressivo e continuo miglioramento delle prestazioni emissive, si prescrive il raggiungimento, entro il termine di 10 anni dall'emanazione del presente provvedimento, dei VLE corrispondenti alle migliori prestazioni delle BAT. Pertanto, il Gestore deve trasmettere all'Autorità competente, in tempo utile per traguardare quanto sopra, il progetto di adeguamento corredato di cronoprogramma di dettaglio.

7.6.3 Ulteriori prescrizioni per le emissioni in atmosfera delle sezioni CET 2 e CET 3

[31] Le emissioni di sostanze organiche volatili (SOV - espresse come COT) ai camini **E1, E2 ed E3** della CET 2 devono essere misurate in continuo e rispettare il valore limite pari a 10 mg/Nm^3 (in media giornaliera e tenore di O_2 di riferimento pari al 3%).

[32] Le emissioni di sostanze organiche volatili (SOV - espresse come COT) ai camini **E4, E5 ed E6** della CET 3 devono essere misurate in continuo e rispettare il valore limite pari a 10 mg/Nm^3 (in media giornaliera e tenore di O_2 di riferimento pari al 15%).

[33] Le misurazioni in continuo prescritte ai camini **E1, E2, E3 E4, E5 ed E6** devono essere effettuate contestualmente alla misurazione in continuo della portata dei fumi, del tenore di ossigeno (O_2), della temperatura, della pressione e del tenore di vapor acqueo.

[34] Le emissioni ai camini **E1, E2, E3, E4, E5 ed E6** devono rispettati anche i valori limite riportati nella seguente tabella e relativi agli inquinanti che devono essere monitorati con frequenza semestrale e con le modalità riportate nel PMC:

Parametro	**(1)VLE AIA (mg/Nm^3)**
IPA come somma di Benzo (a) antracene Dibenzo (h, a) antracene Benzo (b) fluorantene Benzo(j) fluorantene Benzo (k) fluorantene Benzo (a) pirene Dibenzo (a, e) pirene Dibenzo (a, h) pirene Dibenzo (a, i) pirene Dibenzo (a, l) pirene Indeno (1,2,3-cd) pirene	**0,01**
Formaldeide	**5**
PCDD-PCDF (2)	**0,1 [ng TEQ/Nm^3]**
PCB-dl (Policlorobifenili dioxin-like) 3)	**0,1 [ng TEQ/Nm^3]**
(Cd+Tl)	**0,05**
Hg	**0,05**
Metalli pesanti totale (As+ Pb+Cr_{tot}+Co+Sb+Cu+Mn+Ni+V)	**0,5**

(1) Tenore di O_2 di riferimento: pari a 3% per i camini E1, E2, E3 e pari al 15% E4, E5, E6;

(2) Il valore limite di emissione si riferisce alla concentrazione totale di diossine e furani, calcolata come concentrazione "tossica equivalente".

(3) I valori limite di emissione si riferiscono alla concentrazione totale di PCB-dl (PCB-dioxin like), calcolata come concentrazione "tossica equivalente".

[35] Tutti i valori limite in concentrazione si applicano durante periodi di normale funzionamento, intesi come le ore operative in cui le unità di produzione vengono esercite al di sopra del minimo tecnico indicato dal Gestore, pari a 45 MWe per ogni Monoblocco della sezione CET 2 e di 75 MWe e apertura diverter > 78% per ogni Modulo della CET 3; eventuali variazioni al minimo tecnico dovranno essere tempestivamente comunicate all'Autorità Competente e di Controllo.

[36] Le modalità di monitoraggio delle emissioni ai camini E1, E2, E3, E4, E5, E6, con riferimento alla BAT 4, sono indicate nel PMC.

[37] Le condizioni di riferimento per il calcolo dei valori limite sono quelli indicati a pag. 10/11 delle BAT Conclusions di cui alla Decisione UE 2017/1442 del 31 luglio 2017.

[38] I sistemi di misurazione automatici devono essere scelti, calibrati e verificati in conformità alla norma UNI EN 14181.

[39] La conformità ai valori limite fissati a partire dal **18/08/2021** deve essere verificata secondo i criteri definiti a pag. 10/11 delle BAT Conclusions di cui alla Decisione UE 2017/1442 del 31/07/2017 in caso di misurazioni sia in continuo sia in discontinuo.

[40] Con riferimento alle emissioni monitorate in continuo, i valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione non devono superare le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:

- SO_2 20 %
- NOx 20 %
- Polveri 30 %
- CO 10 %

I valori medi orari convalidati sono determinati in base ai valori medi orari validi misurati, dopo detrazione del valore dell'intervallo di fiducia di cui sopra.

[41] Si prescrive inoltre il monitoraggio mensile del PM10 e del PM2,5, riportandone gli esiti nella relazione annuale.

[42] Per la CET 3, i camini **E4b, E5b e E6b** di by-pass possono essere utilizzati, limitatamente alle fasi in cui la CET opera sotto il minimo tecnico, esclusivamente durante le fasi di fermata e di avviamento di modulo fino al raggiungimento della velocità di sincronizzazione con la rete elettrica. Ai fini della verifica del rispetto dei valori limite in flusso di massa sopra fissati per la CET 3, il Gestore deve comunque effettuare, nell'ambito del piano di monitoraggio dei transitori, la stima/misura degli inquinanti emessi da detti camini.

[43] In applicazione della BAT 11., il Gestore deve mantenere un piano di monitoraggio dei transitori, nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario; tali informazioni dovranno essere inserite nelle informazioni di reporting.

[44] Si prescrive la quantificazione annuale del contributo delle emissioni in massa rispetto a quelle complessive, durante i transitori per ciascuna unità produttiva di CET2 e CET3, relativamente agli inquinanti di SO_2, NOx e polveri.

7.7 Utilizzo del sistema Torce

[45] L'utilizzo di ciascuna delle tre torce, TG1, TG2, TG3, associate alla sezione turbogas CET3 deve avvenire nel rispetto di quanto previsto nell'art. 271, comma 14, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

[46] Durante le fasi eccezionali di funzionamento delle tre torce, il Gestore deve mantenere un sistema di monitoraggio dei gas conforme a quanto previsto nel PMC. In particolare, il Gestore deve:
- misurare in continuo la portata dei gas inviati in ciascuna delle tre torce;
- misurare la durata di ciascun evento;
- determinare la portata e la composizione dei fumi emessi.

Gli esiti di tale monitoraggio devono essere comunicati tempestivamente all'Autorità di controllo, ad ARPA Puglia, alla Prefettura e all'ASL di Taranto, nonché riportati nella relazione annuale.

Altri punti di emissione

[47] Le emissioni ai seguenti gruppi elettrogeni devono rispettare i valori limite riportati in tabella e devono essere monitorate con frequenza annuale in caso di attivazione, con le modalità riportate nel PMC:

Inquinante	**VLE AIA [mg/Nm^3] 15% di O_2**		
	Gruppo elettrogeno per MB1-2 CET2 di potenza da 1811 kWt alimentati a gasolio	**Gruppo elettrogeno per MB3 CET2 di potenza da 1700 kWt alimentati a gasolio**	**Gruppo elettrogeno diesel da 2510 kWt CET3**
SO_2	**120**		
NO_x	**190**		
Polveri	**50**		
CO	**240**		

[48] Gli ulteriori punti di emissione convogliata scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico e indicati dal Gestore nella scheda B.6, devono essere monitorati secondo quanto riportato nel PMC:

Motopompa CET3 antincendio da 57 kW alimentato a gasolio
Caldaia (0,4 MWt) di preriscaldo gas metano CET3
Gas cromatografi CET2 CET3
Sfiati casse oli lubrificanti turbo alternatori monoblocchi 1-2-3 CET2
Sfiati oli tenute alternatori monoblocchi 1-2-3 CET2
Sfiati casse oli lubrificanti TV 1-2-3 CET3
Sfiati skid lubrificanti estrattori olio TG/COCE CET3
Sfiati serbatoio stoccaggio olio lubrificanti CET3
Sfiati strumentazione (calorimetri) CET3
Polvimetro CET3

7.8 Wind days

[49] In conformità a quanto previsto dalla DGR n. 1944/2012 avente ad oggetto "*Adozione del Piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della Qualità dell'Aria nel quartiere Tamburi (TA) per gli inquinanti Benzo(a)Pirene e PM10 redatto ai sensi dell'art. 9 comma l e 2 del D.Lgs. 155/2010*" ed a quanto previsto al punto n. 13-29 del DPCM del 14/03/2014, recante approvazione del Piano delle misure e delle attività di tutela ambientale e sanitaria per ILVA, si prescrive che durante i wind days (ovvero giornate caratterizzate da particolari condizioni meteorologiche, venti intensi con direzione di provenienza compresa tra i settori Ovest e Nord, che potrebbero influenzare la qualità dell'aria nel quartiere Tamburi di Taranto, con particolare riferimento al PM10 ed al benzo(a)pirene) dovrà essere assicurata un riduzione delle emissioni convogliate di almeno il 10% del valore determinato per la "*giornata tipo*" individuata dal Gestore in quella del 7 novembre 2012, corrispondente a 109.309 kNm^3/giorno. Pertanto si prescrive al Gestore che, durante i wind days, il volume totale giornaliero dei fumi emessi complessivamente dalla CTE 2, MB1, MB2, MB3 e dalla CTE 3 MD1, MD2 e MD3 non **deve superare i 94.000 kNm^3**.

7.9 Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (diffuse e fuggitive)

[50] Per prevenire o ridurre le emissioni fuggitive in atmosfera, il Gestore deve continuare ad implementare il programma LDAR (Leak Detection and Repair Program) di rilevamento e riparazione delle perdite, secondo le modalità riportate nel PMC.

[51] Un eventuale aggiornamento del programma LDAR, effettuato dal Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali, dovrà essere trasmesso tempestivamente all'Autorità di Controllo.

[52] I risultati del programma LDAR devono essere trasmessi all'Autorità Competente e di Controllo nell'ambito della relazione annuale, con le modalità indicate nel PMC.

7.10 Scarichi idrici

Le emissioni in acqua interessano i canali industriali ASI1 ed ASI2 a servizio delle attività industriali presenti nell'area dello stabilimento siderurgico (al cui interno si trova la Centrale ArcelorMittal Energy), che scaricano poi nel mar Grande di Taranto.

Nei suddetti canali artificiali, attraverso sistemi fognari separati, scaricano i seguenti scarichi parziali:

Scarico finale: ASI 1	**Recettore: Mar Grande di Taranto**			**Portata media annua: 283.365.886,00 m^3**
Caratteristiche allo scarico:				
Scarico parziale	**Fase o superficie di provenienza**	**% in volume**	**Modalità di scarico**	**Impianti di trattamento**
AL1	*Acque di processo CET2 Vasca n. 2*	0,03%	Discontinuo	Vasca di decantazione e disoleazione
AR1	*Condensatori ad acqua di mare, Circuiti di raffreddamento*	99,97%	Continuo	---
MN1	*Acque Meteoriche (CET 2) Vasca n. 4*	-	Discontinuo	Vasca di decantazione e disoleazione

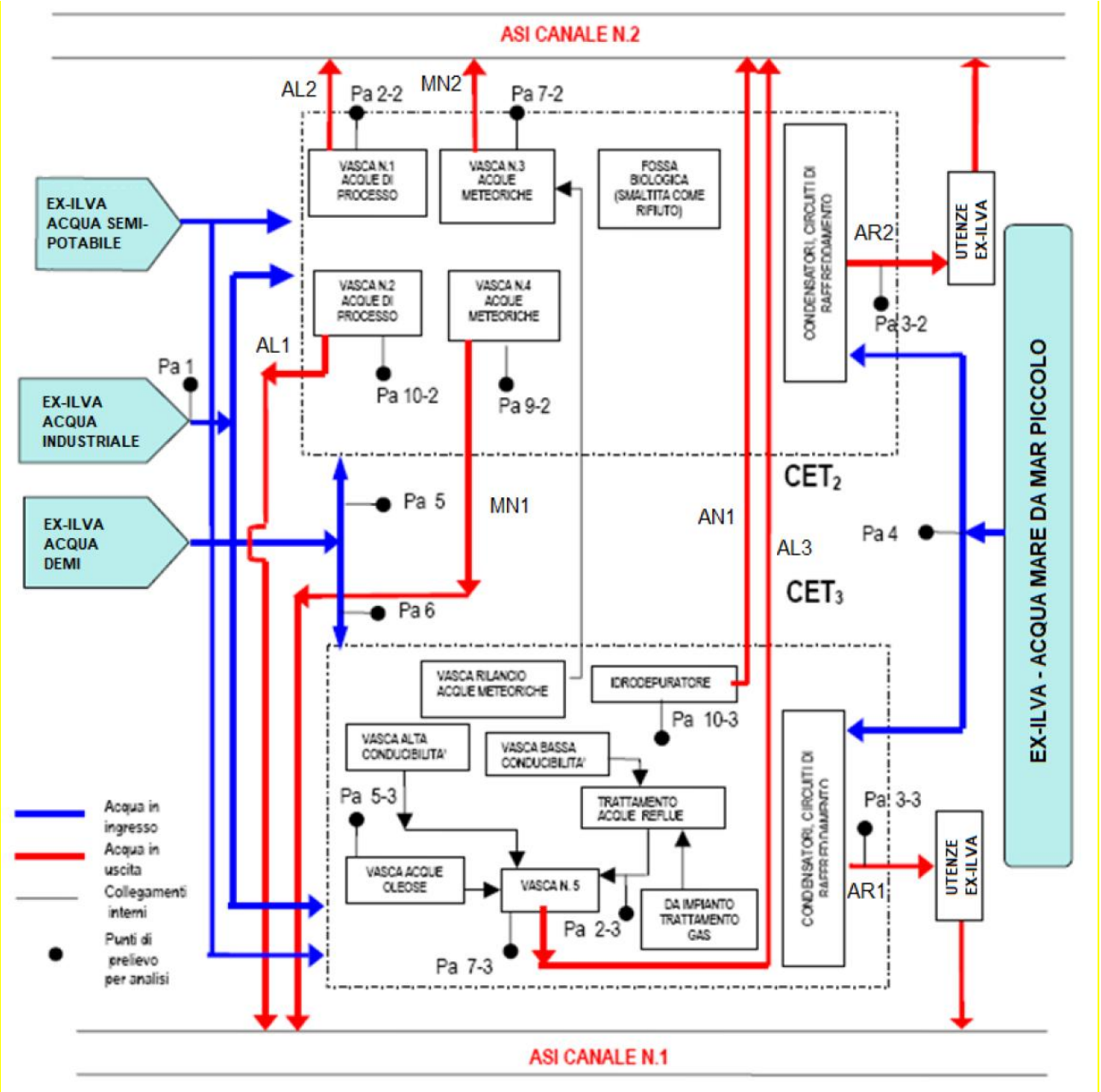
Scarico finale: ASI 2	**Recettore: Mar Grande di Taranto**			**Portata media annua: 508.418.152 m^3**
Caratteristiche allo scarico:				
Scarico parziale	**Fase o superficie di provenienza**	**% in volume**	**Modalità di scarico**	**Impianti di trattamento**
AL2	*Acque di processo CET2 Vasca n. 1*	---	Discontinuo (non attivo da luglio 2010)	Vasca di decantazione e disoleazione
AL3	*Acque di processo CET3 (tra cui acque da trattamento gas siderurgici) Vasca n. 5 (% non riutilizzata)*	0,06 %	Continuo	Impianto di trattamento chimico-fisico
AR2	*Condensatori ad acqua di mare – Circuiti di*	99,94%	Continuo	---

	raffreddamento (CET 2)			
MN2	*Acque Meteoriche CET2 e CET3 Vasca n.3 (CET 2)*	---	Discontinuo	Vasca di decantazione e disoleazione
AN1	*Acque reflue civili CET 3*	---	Non attivo	---

Si riportano di seguito i punti di immissione dei singoli scarichi parziali nei canali artificiali ASI 1 e ASI 2:

Punti di immissione degli scarichi liquidi		Canale	Scarico parziale
Acque di raffreddamento	PA 3 (CET3)	ASI1	AR1
Acque di raffreddamento	PA 3 (CET2)	ASI2	AR2
Acque di processo	PA 10 (CET2)	ASI1	AL1
Acque di processo	PA 2 (CET2)	ASI2	AL2
Acque di processo	PA 7 (CET3)	ASI2	AL3
Acque meteoriche	PA 9 (CET2)	ASI1	MN1
Acque meteoriche	PA 7 (CET2-3)	ASI2	MN2
Acque civili Idrodepuratore	PA 10 (CET3)	ASI2	AN1

Si riporta di seguito lo schema a blocchi del Bilancio idrico globale dove sono identificati con le sigle PA le immissioni delle reti fognarie:



[53] Gli scarichi parziali **AL1** e **AL2** (acque di processo CET 2) e **AL3** (acque di processo CET 3) sono autorizzati nel rispetto dei seguenti valori limite di emissione e frequenze, oltre che nel rispetto delle modalità di monitoraggio riportate nel PMC:

Tabella I - Valori limite di emissione per gli scarichi idrici AL1, AL2 e AL3

Parametro/ Inquinante (* Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del DLgs.152/06	**Emissione media anno 2016/ media mensile max (allegato D7) [mg/l] AL1**	**Emissione media anno 2016/ media mensile max (allegato D7) (mg/l) AL3**	**VLE AIA 2010 (mg/l)**	**BAT-AEL (mg/l)**	**[1]VLE AIA dal 18/08/2021 (mg/l)**	**Frequenza di monitoraggio da rilascio AIA**
portata		---	---	---	---	in continua
[2]pH	7,28-7,47/ 7,28-7,47	7,28-7,47	5,5 - 9,5	---	**5,5 - 9,5**	in continuo
Solidi sospesi totali (TSS)	2,73/3,40	6,03/7,13	80	10 -30	**15**	mensile
BOD5	0,50	7,49/16,00	40	---	**20**	mensile
COD	5,14/6,75	30,22/36,52	160	60 -150	**60**	mensile
Cloro attivo libero	0,02/0,02	0,02/0,02	0,2	---	**0,2**	mensile
Alluminio	---	---	1	---	**1**	mensile
Arsenico (*)	0,0025/0,0025	0,0025/0,0025	0,5	10-50 µg/l	**10** µg/l	mensile
Bario	---	---	20	---	**20**	mensile
Boro	---	---	2	---	**2**	mensile
Cadmio (*)	0,0015/0,0015	0,0015/0,0015	0,02	2-5 µg/l	**4** µg/l	mensile
Cromo totale (*)		---	2	10-50 µg/l	**10** µg/l	mensile
Ferro	0,06/0,10	0,20/0,23	2	---	**2**	mensile
Manganese	---	---	2	---	**2**	mensile
Mercurio (*)	0,00005/0,00005	0,00005/0,00005	0,005	0,2-3 µg/l	**0,2** µg/l	mensile
Nichel (*)	0,01/0,01	0,012/0,03	2	10-50 µg/l	**40** µg/l	mensile
Piombo (*)	0,005/0,005	0,005/0,005	0,2	10-20 µg/l	**10** µg/l	mensile
Rame (*)	0,01/0,01	0,02/0,03	0,1	10-50 µg/l	**40** µg/l	mensile
Selenio (*)	---	---	0,03	---	**0,03**	mensile
Stagno (*)	---	---	10	---	**0,1**	mensile
Zinco (*)	---	---	0,5	50-200 µg/l	**50** µg/l	mensile
Cianuri totali (come CN)	0,02/0,02	0,11/0,18	0,5	---	**0,5**	mensile
Solfuri (come H_2S)	0,02/0,02	0,01/0,02	1	---	**1**	mensile
Fosforo totale (come P)	1,15/1,59	0,05/0,09	10	---	**5**	mensile
Azoto ammoniacale (come NH_4)	0,36/1,32	1,93/3,50	15	---	**5**	mensile
Grassi e oli	0,05/0,17	0,19/0,47	20	---	**20**	mensile

Azoto nitroso (N)	0,01/0,02	0,04/0,06	0,6	---	**0,6**	mensile
Azoto nitrico (come N)	0,67/1,36	0,23/0,45	20	---	**2**	mensile
Idrocarburi totali (*)	0,02/0,03	0,03/0,10	5	---	**5**	mensile
Fenoli (*)	0,03/0,03	0,03/0,03	0,5	---	**0,5**	mensile

[1]I VLE si riferiscono a campioni compositi proporzionali al flusso prelevati su 24 ore e monitorati con le frequenze sopra riportate.
[2] La verifica della conformità al VLE si riferisce alla media giornaliera calcolata sulle medie orarie.

[54] Gli scarichi **AR1** ed **AR2** (acque di raffreddamento) sono autorizzati nel rispetto dei seguenti valori limite di emissione e frequenze, oltre che nel rispetto delle modalità di monitoraggio riportate nel PMC:

Tabella II - Valori limite di emissione per gli scarichi AR1 ed AR2

Parametro	**Emissione media anno 2016 (scheda B.10.1) [mg/l]**		**VLE AIA 2010 [mg/l]**	**[1]VLE AIA dal 18/08/2021 [mg/l]**	**Frequenza di monitoraggio da rilascio AIA**
	AR1	**AR2**			
portata	Si	si	---	**---**	in continuo
[2]pH	7,81	7,88	5,5-9,5	**5,5-9,5**	in continuo
Temperatura	24,40	23,67	-	**-**	in continuo
Oli e grassi	0,05	0,03	20	**20**	mensile
Cloro attivo libero	0,03	0,04	0,2	**0,2**	mensile
Solidi sospesi totali (TSS)	10,56	11,03	80	**20**	mensile
Idrocarburi totali	0,05	0,03	5	**5**	mensile

[1]I VLE si riferiscono a campioni compositi proporzionali al flusso prelevati su 24 ore e monitorati con le frequenze sopra riportate.
[2]La verifica della conformità al VLE si riferisce alla media giornaliera calcolata sulle medie orarie.

[55] Gli scarichi **MN1** ed **MN2** (acque meteoriche potenzialmente inquinate) sono autorizzati nel rispetto dei seguenti valori limite di emissione e frequenze, oltre che nel rispetto delle modalità di monitoraggio riportate nel PMC:

Tabella III - Valori limite di emissione per gli scarichi MN1 ed MN2

Parametro	Emissione media anno 2016 (scheda B.10.1) [mg/l]		VLE AIA 2010 [mg/l]	VLE AIA Dal 18/08/2021 [mg/l]	Frequenza di monitoraggio da rilascio AIA
	MN1	MN2			
portata	---	---	---	---	Verifica giornaliera solo in occasione dell'attivazione dello scarico in conseguenza di eventi meteorici
pH	8	7,67	5,5-9,5	**5,5-9,5**	
Fosforo totale	0,04	0,02	Nota 1	**Nota 1**	
Oli e grassi	0,07	0,12	20	**20**	
Solidi sospesi totali (TSS)	7,29	8,67	80	**20**	
BOD5	3,06	1,99	40	**20**	
COD	13,7	12,33	160	**50**	
Idrocarburi totali	0,03	0,03	5	**5**	
Cianuri	0,02	0,02	0,5	**0,5**	
Solfuri	0,02	0,02	1	**1**	
Fenoli	0,03	0,03	0,5	0,5	
Ferro	0,06	0,07	2	2	
Azoto ammoniacale	0,23	0,,52	15	**5**	
Azoto nitrico	0,85	0,55	20	**5**	
Azoto nitroso	0,02	0,04	0,6	**0,6**	
Nichel	0,01	0,01	2	**0,05**	
Rame	0,01	0,01	0,1	**0,05**	
Arsenico				**0,05**	
Cadmio				**0,005**	
Mercurio				**0,003**	
Piombo				**0,02**	

[56] Lo scarico parziale **AN1**(acque civili), attualmente non attivo, è autorizzato nel rispetto dei valori limite indicati nelle tabelle 3 dell'Allegato 5 alla parte III del D.Lgs. 152/2006, per scarichi in acque superficiali, da monitorare con frequenza mensile e con le modalità riportate nel PMC. Si prescrive inoltre al Gestore di comunicare all'Autorità competente e all'Autorità

di controllo, almeno un mese prima dell'attivazione dello scarico AN1, le coordinate geografiche del relativo pozzetto di scarico (PA 10-3).

[57] La realizzazione del progetto relativo al trattamento tramite l'impianto W34 delle condense della CET2 e delle acque provenienti dalla MISO non è autorizzata. Si dà facoltà al Gestore di ripresentare il suddetto progetto, corredato del relativo cronoprogramma di dettaglio degli interventi e fornendo gli elaborati progettuali con un livello informativo e di dettaglio conformi a quelli previsti dalla normativa di riferimento.

7.11 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

[58] Il Gestore ha l'obbligo di porre in essere ogni azione volta ad evitare e/o contenere potenziali fenomeni di contaminazione del suolo e del sottosuolo.

[59] Fermo restando gli obblighi dettati dalla Parte IV del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., il Gestore deve effettuare, almeno ogni 5 anni, il monitoraggio dello stato del suolo e delle acque sotterranee con le modalità riportate nel PMC, trasmettendone gli esiti all'Autorità di Controllo ai fini della relativa valutazione.

7.12 Rifiuti

I rifiuti prodotti dall'esercizio della centrale sono riportati nella scheda B.11 allegata all'stanza di riesame complessivo dell'AIA, mentre nella scheda B.12.1 sono riportate le 6 aree di deposito temporaneo presenti presso l'installazione e gestite secondo il criterio temporale:

B.12.1 Aree di deposito temporaneo di rifiuti

Presenti aree di deposito temporaneo ☐ no ☒ si

Se si indicare la **capacità di stoccaggio** complessiva (m^3): 1294

e compilare la seguente tabella

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (GAUSS BOAGA Fuso Est)[1]	Capacità di stoccaggio (m^3)[2]	Superficie (m^2)	Caratteristiche *(Pavimentazione, copertura, cordolatura, recinzione, sistema raccolta acque meteo, ecc.)*	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento/recupero (criterio Temporale T/ Quantitativo Q)
1	RIF. 1 Area principale deposito rifiuti (A)	x 2707935 y 4486855	1012	293	Pavimentata	100118* 150103 150202* 160211* 160304 160601* 160602* 161106 170101 170204* 170303* 170405 170503* 170603* 200121* 150107 150203 160214 160216 170201 170203 170401 170411 170504 170904 100104* 150110* 160213* 160507* 161105*	T
2	RIF. 2 Area deposito fanghi	x 2707660 y 4486814	25	15	Pavimentata, utilizzo di cassone/i	100121 100120*	T
3	RIF. 3 Area deposito rifiuti urbani non differenziati	x 2707845 y 4486651	25	15	Pavimentata, utilizzo di cassone/i	---	T
4	RIF. 4 Area deposito rifiuti di laboratorio	x 2707856 y 4486667	20 l	1	Pavimentata, utilizzo di fusto/i	160506*	T

5	RIF. 5 Area deposito oli esausti/ emulsioni oleose	x 2707778 y 4486847	6	20	Pavimentata, Serbatoio	130205* 130802*	T
6	RIF. 6 Area deposito acqua di falda	x 2707651 y 4486639	25	66	Pavimentata, Serbatoio	191308	T

[1] da riportare anche nella Planimetria B22
[2] Nel caso in cui l'area sia suddivisa in distinte unità di deposito destinate a diverse tipologie di rifiuti, riportare anche la capacità di ogni singola area

Note:
(A) in corrispondenza dell'area di deposito temporaneo RIF 1 possono essere depositati anche rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi appartenenti a differenti categorie CER rispetto a quanto riportato in Tabella.

[60] La gestione dei rifiuti deve essere basata sui principi di riduzione, recupero e riutilizzo, in modo da minimizzare la quantità di rifiuti prodotti e da ridurre l'impatto sull'ambiente.

[61] Il Gestore deve riportare nella relazione annuale la quantità di rifiuti prodotti e le percentuali di recupero degli stessi.

[62] I rifiuti prodotti oltre quelli forniti dal gestore nella domanda di AIA devono essere comunicati all'Autorità di Controllo e riportati nella relazione annuale.

[63] Al fine di una corretta gestione sia interna che esterna dei rifiuti, il gestore deve effettuare una tantum la caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti prodotti, e comunque ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione e/o materie prime ed ausiliarie che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.

[64] Il conferimento dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il Gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui vengono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni valide.

[65] Il deposito temporaneo di rifiuti prodotti deve essere gestito nel rispetto di quanto indicato al comma 1) lettera bb) "deposito temporaneo" dell'articolo 183 del DLgs 152/2006 e s.m.i., e in particolare:

a) in occasione di ogni modifica, il Gestore deve comunicare all'Autorità di Controllo di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo);
b) le aree di deposito temporaneo deve avere le seguenti caratteristiche:
   - devono essere chiaramente identificate e munite di cartellonistica, ben visibile per dimensione e collocazione, indicante le quantità massime, i codici CER, lo stato fisico e le caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stoccati;
   - devono essere dotate di idonea copertura se stoccati all'aperto, oppure i rifiuti devono essere stoccati in contenitori chiusi e a tenuta;

- devono essere adeguatamente protetti dal contatto con le acque meteoriche che dovranno essere pertanto adeguatamente regimentate;
- i fusti non devono essere immagazzinati su più di due livelli e deve essere sempre assicurato uno spazio di accesso sufficiente per effettuare ispezioni su tutti i lati;
- i contenitori devono essere immagazzinati in modo tale che perdite e sversamenti non possano fuoriuscire dai bacini di contenimento o dalle apposite aree di drenaggio impermeabilizzate;
- il Gestore dovrà verificare almeno una volta al mese, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi. La registrazione e la comunicazione dei dati dovrà essere effettuata dal Gestore secondo le modalità definite nel PMC.

7.13 Emissioni sonore

[66] Nel rispetto dei principi di prevenzione degli impatti ambientali e di miglioramento continuo, il Gestore deve rispettare i valori limite previsti dalla normativa di settore.

[67] Al fine di verificare il rispetto di valori limite di legge, il Gestore deve effettuare, ogni 4 anni, un aggiornamento della valutazione dell'impatto acustico della centrale. In caso di superamento dei suddetti valori limite di legge, il Gestore dove identificare gli ulteriori interventi di risanamento tecnicamente fattibili e dovrà intervenire con opportune opere di mitigazione sulle sorgenti, sulle vie di propagazione e sui ricettori. Successivamente, il Gestore dovrà procedere a nuovo monitoraggio acustico allo scopo di valutare l'efficacia delle misure adottate.

[68] Fermo restando il predetto obbligo di aggiornamento periodico, lo stesso dove essere effettuato dal Gestore in occasione di modifiche impiantistiche che possono comportare un impatto acustico nei confronti dell'ambiente esterno.

[69] Il Gestore deve procedere a nuovo monitoraggio acustico quando il Comune di Taranto adotterà il piano di zonizzazione acustica, allo scopo di valutarne la conformità.

[70] Tali attività di monitoraggio devono essere effettuate secondo le modalità definite nel PMC e i relativi esiti devono essere trasmessi all'Autorità di Controllo ai fini della relativa valutazione.

7.14 Monitoraggi ambientali

Per effetto delle autorizzazioni sostituite, il Gestore ha una serie di obblighi in termini di monitoraggio esterno già in essere.

[71] E' opportuno altresì che il Gestore acquisisca i dati derivanti dal piano di caratterizzazione in corso relativo alla bonifica del sito (suolo ed acque sotterranee) ai sensi della parte quarta del D. Lgs. 152/2006 e s.m.

[72] Inoltre è opportuno che il Gestore acquisisca periodicamente i dati di qualità dell'aria misurati dalla rete di monitoraggio installata in prossimità dello stabilimento.

7.15 Manutenzione ordinaria e straordinaria

[73] Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinaria e/o straordinaria tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore dovrà dotarsi di un manuale di manutenzione, comprendente quindi tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo.

[74] Il Gestore deve considerare le normali esigenze di manutenzione, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione, senza determinare effetti ambientali di rilievo. A tal fine, il Gestore deve registrare e comunicare all'Autorità di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione e una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

7.16 Malfunzionamenti

[75] In caso di malfunzionamenti, il Gestore deve essere in grado di sopperire alla carenza di impianto conseguente, senza che si verifichino rilasci ambientali di rilievo. Il Gestore ha l'obbligo di registrare l'evento, di analizzarne le cause e di adottare le relative azioni correttive, rendendone pronta comunicazione all'Autorità di Controllo, secondo le modalità stabilite nel PMC.

7.17 Eventi incidentali

[76] Il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione di eventi che possono determinare effetti significativi sull'ambiente, individuati anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti. A tal proposito si considera, in particolare, una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.

[77] Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo e all'ARPA Puglia, secondo le modalità stabilite nel PMC.

[78] In caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (pronta notifica per fax o PEC e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo e all'ARPA Puglia. Il Gestore inoltre deve attuare approfondimenti in ordine alle cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente.

7.18 Dismissioni e ripristino dei luoghi

[79] In relazione ad un eventuale intervento di dismissione totale o parziale dell'impianto il Gestore, un anno prima, deve predisporre e presentare all'Autorità Competente il piano di dismissione con il cronoprogramma della relativa attuazione. Il progetto deve essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Il progetto deve contenere anche un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse 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.

8 PRESCRIZIONI DA PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

[80] Restano a carico del Gestore, che è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni non sostituite dall'AIA. Inoltre, per quanto riguarda le autorizzazioni sostituite dall'AIA, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA, ovvero che non siano con essa in contrasto.

9 OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Non sono pervenute osservazioni da parte del pubblico.

10 DURATA E RIESAME

L'articolo 29-octies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al D.Lgs 59/05
10 anni	Casi comuni	Comma 3 lettera b), art. 29-octies
12 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 9, art. 29-octies
16 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 1221/2009	Comma 8, art. 29-octies

Rilevato che il Gestore dispone, per l'installazione, di un SGA:
- certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001;
- di registrazione EMAS

l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà **<u>validità 16 anni</u>**.

La validità della presente AIA si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza della registrazione EMAS. In ogni caso il Gestore è obbligato a comunicare tempestivamente all'Autorità competente eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra.

In virtù dell'art. 29-octies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. il Gestore prende atto che l'Autorità Competente può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale nei casi previsti dallo stesso articolo 29-octies comma 4.

11 PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC), predisposto da ISPRA ad esito dei lavori del GI della Commissione IPPC, è parte integrante dell'AIA.

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 Puglia, alla Provincia e ai Comuni interessati;
- comunicazione all'Autorità competente per il controllo ISPRA ed ARPA Puglia dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ISPRA ed ARPA Puglia, 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.
Entro 6 mesi dall'emanazione del presente provvedimento di AIA il Gestore deve applicare le modalità contenute nel PMC. Per impianti esistenti, il Gestore, entro lo stesso termine temporale, concorda con l'Autorità di controllo ISPRA e ARPA Puglia il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.

m_amte.MATTM_.REGISTRO UFFICIALE.INGRESSO.0029779.28-04-2020

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

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

Direzione Generale per la Crescita sostenibile e la Qualità dello Sviluppo

Dott. Antonio Ziantoni

Via C. Colombo, 44

00147 Roma

PEC: CRESS@PEC.minambiente.it

PEC: CIPPC@pec.minambiente.it

OGGETTO: **Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo *(PMC_Rev2)* della domanda di AIA presentata da ArcelorMittal Italy Energy S.r.l centrali termoelettriche ID 9950**

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo (CIPPC.Registro Ufficiale.U.302 del 15/04/2020 nota acquisita da ISPRA con protocollo 16261 del 16/04/2020) relativo all'impianto di cui all'oggetto, in allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo a seguito delle valutazioni delle osservazioni, presentate dal Gestore con nota MATTM 19548 del 13/03/2020.

Con i migliori saluti.

SERVIZIO PER I RISCHI E LA SOSTENIBILITA' AMBIENTALE DELLE TECNOLOGIE, DELLE SOSTANZE CHIMICHE, DEI CICLI PRODUTTIVI E DEI SERVIZI IDRICI E PER LE ATTIVITA' ISPETTIVE

Il Responsabile

All. c.s.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Decreto legislativo n.152 del 03/04/2006 e s.m.i.

Art. 29-sexies, comma 6

GESTORE	**ARCELOR MITTAL ITALY ENERGY S.R.L.**
LOCALITA'	**TARANTO**
DATA DI EMISSIONE	**16/04/2020**
NUMERO TOTALE DI PAGINE	**77**
Referenti ISPRA	**Carlo Carlucci**
Coordinatore	**Roberto Borghesi**

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

INDICE

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA 5
PREMESSA 6
FINALITA' DEL PIANO 6
STRUTTURA DEL PIANO 6
PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO 7

SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI 10
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI 10
1.1. Generalità dello Stabilimento 10
1.2. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie 10
1.3. Consumo di combustibili 13
1.4. Caratteristiche dei combustibili 13
1.4.1. Stoccaggi e linee di distribuzione dei combustibili 14
2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI 15
2.1. Consumi idrici 15
2.2. Produzione e consumi energetici 16
3. EMISSIONI IN ATMOSFERA 17
3.1. Emissioni convogliate 17
3.1.1. Punti di emissione convogliata 17
3.1.2. Controllo delle emissioni convogliate in aria 19
3.2. Prescrizioni sui transitori degli impianti di combustione 22
3.3. Torce di avviamento e spegnimento 23
3.3.1. Monitoraggio dei sistemi di Torcia 24
3.4. Emissioni non convogliate 25
4. EMISSIONI IN ACQUA 29
5. RIFIUTI 34
6. EMISSIONI ACUSTICHE 36
7. EMISSIONI ODORIGENE 37
8. ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO 37
9. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE 38

SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI 40
10. ATTIVITÀ DI QA/QC 40
10.1. Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME) 40

10.2. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici (ove applicabile) ... 44
10.3. Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità ... 45
11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI ... 45
11.1. Combustibili ... 47
11.2. Emissioni in atmosfera ... 48
11.3. Scarichi idrici ... 52
11.4. Livelli sonori ... 59
11.5. Emissioni odorigene ... 59
11.6. Rifiuti ... 59
11.7. Misure di laboratorio ... 60
11.8. Controllo di apparecchiature ... 60

SEZIONE 3 – REPORTING ... 61
12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC ... 61
12.1. Definizioni ... 61
12.2. Formule di calcolo ... 62
12.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità ... 63
12.4. Validazione dei dati ... 64
12.5. Indisponibilità dei dati di monitoraggio ... 64
12.6. Eventuali non conformità ... 64
12.7. Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali ... 64
12.8. Obbligo di comunicazione annuale ... 66
12.9. Reporting in situazioni di emergenza ... 74
12.10. Conservazione dei dati provenienti dallo SME ... 75
12.11. Gestione e presentazione dei dati ... 76

QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO ... 77

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA

In questo paragrafo vengono riportati i riferimenti da cui sono scaturite le modifiche apportate al PMC allegato al Decreto AIA n. 579 del 31/10/2011 e s.m.i..

In particolare, il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti modifiche apportate al PMC allegato al decreto sopra citato:

1. **Riesame Complessivo** dell'AIA, **ID 53/9950** finalizzato ad adeguare il provvedimento alle conclusioni sulle BAT di cui alla decisione di esecuzione 2017/1442 del 31 luglio 2017

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	*ID_53_9950_CTE-GS_ARCELOR MITTAL ITALY ENERGY _TARANTO_TA_PMC_rev0 _06_12_2019*	*06/12/2019*	**ID 53/9950** RIESAME COMPLESSIVO: Aggiornamento dell'intero Piano di Monitoraggio e Controllo in coerenza con il Parere istruttorio Conclusivo prot. CIPPC-2137 del 04/12/2019
1	*ID_53_9950_CTE-GS_ARCELOR MITTAL ITALY ENERGY _TARANTO_TA_PMC_rev1 _05_02_2020*	*05/02/2020*	**ID 53/9950** RIESAME COMPLESSIVO: Aggiornamento in coerenza con il Parere istruttorio Conclusivo prot. CIPPC-110 del 28/01/2020 e a seguito delle valutazioni delle osservazioni presentate dal Gestore nell'ambito della Conferenza dei Servizi del 18 dicembre 2019, di cui al verbale prot. DVA/33180 del 19/12/2019
2	*ID_53_9950_CTE-GS_ARCELOR MITTAL ITALY ENERGY _TARANTO_TA_PMC_rev2 _16_04_2020*	*16/04/2020*	**ID 53/9950** RIESAME COMPLESSIVO: Aggiornamento in coerenza con il Parere istruttorio Conclusivo prot. CIPPC-302 del 15/04/2020 e a seguito delle valutazioni delle osservazioni presentate dal Gestore con nota MATTM/19548 del 13/03/2020

*Resta, a cura del Gestore, **l'obbligo di estendere i controlli**, ove non espressamente specificato o particolareggiato, a **TUTTE le nuove installazioni occorse per effetto delle modifiche impiantistiche** sopra menzionate (es. programma LDAR, ispezione periodica dei serbatoi, monitoraggio delle emissioni odorigene, controllo delle linee di movimentazione di materie prime, prodotti e combustibili, etc.)."*

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo è stato redatto in coerenza con il Parere Istruttorio conclusivo (PIC) e in riferimento al *JRC Reference Report on Monitoring of Emissions to Air and Water from IED Installations* e rappresenta parte essenziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale.
Il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo in tutte le sue parti con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite e con le metodiche per il campionamento, le analisi e le misure prescritti.
Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di attuare degli aggiustamenti del presente piano, il Gestore potrà fare istanza all'Autorità di Controllo supportata da idonee valutazioni ed argomentazioni documentate, previa comunicazione all'Autorità Competente.
Ai fini dell'applicazione dei contenuti del presente PMC, il Gestore deve dotarsi di una struttura organizzativa adeguata alle esigenze e delle idonee attrezzature ed impianti, in grado quindi di attuare pienamente quanto prescritto in termini di verifiche, di controlli, ispezioni, audit e di valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali e necessarie azioni correttive con la verifica dell'efficacia degli interventi posti in essere.

FINALITA' DEL PIANO

In attuazione dell'art. 29-sexies (Autorizzazione Integrata Ambientale), comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il Piano di Monitoraggio e Controllo che segue, ha la finalità principale della pianificazione degli autocontrolli e delle verifiche di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA relativa all'attività IPPC (e le eventuali attività non IPPC tecnicamente connesse con l'esercizio) dell'installazione in oggetto ed è parte integrante ed attuativa dell'AIA.

Il monitoraggio dell'attività IPPC (e le eventuali attività non IPPC tecnicamente connesse con l'esercizio) può essere costituito dalla combinazione di:

- registrazioni amministrative, verifiche tecniche e gestionali
- misure in continuo;
- misure discontinue (periodiche ripetute sistematicamente);
- stime basate su calcoli o altri algoritmi utilizzando parametri operativi del processo produttivo.

STRUTTURA DEL PIANO

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo comprende 3 sezioni principali:

- *SEZIONE 1: autocontrolli, a carico del Gestore*
- *SEZIONE 2: metodologie per gli autocontrolli;*
- *SEZIONE 3: reporting annuale relativo al precedente anno di esercizio.*

L'Autocontrollo è la componente principale del Piano di Monitoraggio e Controllo relativa all' impianto che, sotto la responsabilità del Gestore, assicura un monitoraggio degli aspetti ambientali dell'attività costituiti dalle emissioni nell'ambiente (emissioni in atmosfera, scarichi idrici,

smaltimento rifiuti e consumo di risorse naturali) in coerenza con quanto prescritto nel Parere Istruttorio Conclusivo.

PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

1. Il Gestore è tenuto ad eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio e Controllo.
2. Preventivamente alle fasi di campionamento delle diverse matrici dovrà essere predisposto un piano di campionamento, redatto ai sensi della norma UNI EN 17025:2018 e, per quanto riguarda il campionamento dei rifiuti, redatto in base alla norma UNI EN 14899:2006.
3. La misura dei parametri stabiliti nel presente piano deve essere effettuata nelle più gravose condizioni di esercizio
4. Il gestore dovrà predisporre l'accesso ai seguenti punti di campionamento e monitoraggio:
    - punti di campionamento delle emissioni in atmosfera;
    - aree di stoccaggio dei rifiuti nel sito;
    - pozzetti di campionamento fiscali per le acque reflue;
    - pozzi utilizzati nel sito.

    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, nel rispetto delle norme vigenti in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.
5. Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare ai fini ambientali, potranno essere attuate anche laddove non contemplate dal presente PMC e dovranno essere parte integrante del sistema di gestione ambientale.

A. <u>DIVIETO DI MISCELAZIONE</u>

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione dei flussi, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

B. <u>VALUTAZIONE DEGLIN ESITI DEGLI AUTOCONTROLLI</u>

Il Gestore dovrà prevedere una procedura di valutazione degli esiti degli autocontrolli e dovrà prevedere l'analisi delle eventuali non conformità alle prescrizioni AIA ed anomalie/guasti e delle misure messe in atto al fine di ripristinare le condizioni normali e di impedire che le non conformità ed anomalie/guasti si ripetano, oltre che una valutazione dell'efficacia delle misure adottate.

C. <u>SCELTA E FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO</u>

Tutti i sistemi di controllo e monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"[1] 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.

[1] 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.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo:

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.

3. 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 ad uno specifico strumento, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'Autorità di controllo. La notifica dovrà essere corredata da 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 "*piping and instrumentation diagram*" (P&ID) con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

D. <u>GESTIONE E PRESENTAZIONE DEI DATI</u>

1. Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati delle attività 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.

2. Tutti i rapporti che dovranno essere trasmessi all'Autorità di Controllo nell'ambito del reporting annuale, dovranno essere su **supporto informatico editabile**. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per le parti testo e "Open Office – **Foglio di Calcolo**" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

3. Al fine di gestire sistematicamente il rispetto delle prescrizioni/condizioni dell'AIA, il Gestore dovrà redigere ed aggiornare il Documento di Aggiornamento Periodico denominato (DAP). In tale documento dovranno essere riportate tutte le prescrizioni/condizioni contenute nel PIC e nel PMC con le relative registrazioni al fine di darne l'evidenza oggettiva e documentata del loro rispetto, ivi compresi lo stato di conformità alle prescrizioni AIA, degli autocontrolli, delle prove e/o delle verifiche ed integrata con l'indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte. Il DAP dovrà essere conservato e disponibile presso l'installazione su supporto informatico

opportunamente datato progressivamente e firmato dal gestore (anche digitalmente) e dovrà essere trasmesso con frequenza quadrimestrale all'Autorità di Controllo nel mese di aprile, agosto e dicembre di ciascun anno.

4. Al fine di avere un quadro completo degli adempimenti di legge a cui è soggetta l'installazione in riferimento al TUA e smi, il gestore dovrà mantenere aggiornato il Registro degli Adempimenti di Legge in riferimento a quando già previsto e predisposto per i sistemi di gestione ambientale (certificati ISO 14001 e/o EMAS o meno). Tale Registro, analogamente al DAP, dovrà essere trasmesso con frequenza quadrimestrale all'Autorità di Controllo nel mese di aprile, agosto e dicembre di ciascun anno.

5. Decommissioning: il Gestore deve predisporre un Piano di cessazione/dismissione di massima con annesso crono programma/Gantt di attuazione al fine di individuare le misure adeguate per limitare qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione delle attività. Tale Piano dovrà essere trasmesso all'Autorità di Controllo nell'ambito del primo reporting annuale.

   Il Piano di dismissione con il relativo crono programma dovrà essere integrato con i dovuti dettagli qualora il Gestore decidesse di attuare la dismissione e di trasmetterlo all'Autorità Competente e Autorità di Controllo almeno 1 anno prima dell'avvio dei lavori.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI

1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI

1. Le forniture di combustibili, di oli lubrificanti e materie prime ed ausiliarie, in sede di prima fornitura per specifica tipologia, devono essere opportunamente caratterizzate.
   La caratterizzazione dei combustibili e materie prime può essere effettuata anche con la disponibilità in sito delle "Schede Informative di Sicurezza".

2. Le quantità di combustibile, di oli e di tutte le materie prime e ausiliarie utilizzate nei processi operativi devono, ad ogni fornitura, essere registrate su appositi registri in forma elettronica.

3. Il rapporto sugli approvvigionamenti di combustibili e materie prime ed ausiliarie, deve essere compilato e trasmesso all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo con cadenza annuale.

1.1. Generalità dello Stabilimento.

Lo Stabilimento presenta le seguenti caratteristiche produttive, come da AIA indicate nelle tabelle seguenti.

1. Deve essere registrata la produzione dalle varie attività, come precisato nella seguente tabella.

Produzione dalle attività IPPC e non IPPC

Codice IPPC: 1.1. Combustione di combustibili in installazione con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MWt			
Prodotto	**Unità di Misura**	**Metodo di rilevazione**	**Frequenza autocontrollo**
Energia Elettrica (per ciascuna unità)	MWh	contatore	Mensile

1.2. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie

1. Deve essere registrato il consumo delle principali materie prime, semilavorati e materie ausiliarie dichiarate in AIA, come precisato nella seguente tabella.

Principali materie prime e ausiliarie

Denominazione/codice CAS	**Classificazione di pericolosità (CLP)**	**Fase di utilizzo**	**Metodo di misura**	**Oggetto della misura**	**UM**	**Frequenza autocontrollo**
Materie prime ausiliarie						
Anticorrosivo torri (Nalco 23212)/37971-36-1/13598-36-2/237-066-7/01-	Sostanze o miscele corrosive per i metalli, Categoria 1	Generatore di vapore a recupero – CET3	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile

Denominazione/codice CAS	Classificazione di pericolosità (CLP)	Fase di utilizzo	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo
2119488030-46						
Ipoclorito di sodio al 14-15%/7681-52-9/1310-73-2	Aquatic Acute 1 Aquatic Chronic 2 Eye Dam.1 Skin Corr. 1B Met. Corr. 1	Trattamento acque di processo	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Polielettrolita anionico (Nalco 71605)/64742-47-8/68131-47-8	Irritazione oculare, Categoria 2	Trattamento acque di processo	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Polielettrolita cationico (Nalco 71403)/64742-47-8	Irritazione oculare, Categoria 2	Trattamento acque di processo	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Disperdente/antin crostante colonna strippaggio (Nalco pHREEdom 5200M)/ -	-	Trattamento acque di processo	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Antischiuma (Nalco 131 S)/9003-11-6	-	Trattamento acque di processo	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Carboni attivi/ -	-	Trattamento acque di processo	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Soda caustica 30%/1310-73-2	-	Generatore di vapore a recupero – CET3 Generatore di vapore CET2 Condensatore ad acqua di mare CET 2 e CET3	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Cloruro ferrico/7705-08-0/7647-01-0	Acute Tox. 4 Eye Dam. 1 Skin Irrit. 2 Met. Corr. 1 Skin Sens. 1	Trattamento acque di processo	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Acqua ossigenata/7722-84-1	Acute Tox. 4 Eye Dam. 1 Skin Irrit. 2 STOT SE 3	Trattamento acque di processo	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Fosfato	Eye Irrit. 2	Trattamento	Misura/stima dei	Quantità totale	t	Mensile

Denominazione/codice CAS	Classificazione di pericolosità (CLP)	Fase di utilizzo	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo
trisodico/10101-89-0	Skin Irrit. 2 STOT SE 3	acque di processo	consumi effettivi	consumata		
Deossigenante (Nalco Eliminox)/497-18-7	Sensibilizzazione cutanea, Categoria 1	Generatore di vapore a recupero – CET3 Generatore di vapore CET2 Condensatore ad acqua di mare CET 2 e CET3	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Antifouling per gas coke (Beaumont H972)/ -	Flam. Liq. 3 Asp. Tox. 1 Skin Irrit. 2 Eye Irrit. 2 STOT SE 3 STOT RE 2,Aquatic Chronic 2	Alimentazione e trattamento gas siderurgici e alimentazione gas naturale CET3	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Biocida (Nalco 73500)	-	Generatore di vapore a recupero CET3	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Alcalinizzante (Nalco 72310)/141-43-5/5332-73-0	Tossicità acuta, Cat. 4 Tossicità acuta, Cat. 4 Corrosione cutanea, Cat. 1A Lesioni oculari gravi, Cat. 1 Sensibilizzazione cutanea, Cat. 1 Tossicità specifica per organi bersaglio – esposizione singola, Cat. 3 Sistema respiratorio	Generatore di vapore a recupero – CET3 Generatore di vapore CET2	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile

2. Il Gestore è tenuto a integrare la tabella, nella comunicazione annuale, con tutte le eventuali variazioni delle materie prime/ausiliarie comunicate in AIA con indicazione della data della variazione e gli estremi delle comunicazioni effettuate in merito all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo

3. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi delle materie prime e ausiliarie utilizzati nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.[2]

1.3. Consumo di combustibili

1. Deve essere registrato, su apposito registro, il consumo dei combustibili utilizzati, come precisato nella seguente tabella.

Consumo di combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo
Gas naturale	Gruppi di produzione CET2 e CET3	quantità totale consumata	Sm^3	Continua
Gas di recupero da cokeria (gas COKE)	Gruppi di produzione CET2 e CET3	quantità totale consumata	Nm^3	Continua
Gas di recupero da altoforno (Gas AFO)	Gruppi di produzione CET2 e CET3	quantità totale consumata	Nm^3	Continua
Gas di recupero da acciaieria (gas LDG)	Gruppi di produzione CET2 e CET3	quantità totale consumata	Nm^3	Continua
Gasolio	Generatori di emergenza CET2	quantità totale consumata	tonnellate	Continua (in caso di utilizzo)
	Generatore di emergenza CET3	quantità totale consumata	tonnellate	Continua (in caso di utilizzo)

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi di combustibili utilizzati nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

1.4. Caratteristiche dei combustibili

1. Il Gestore, per i soli combustibili utilizzati, deve far riferimento ai metodi di misura di cui al D.Lgs. 152/2006, Parte V, Allegato X per i parametri ivi riportati. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.
2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file".

[2] Il consumo annuo deve essere inteso come il quantitativo effettivamente adoperato nel ciclo produttivo; qualora si facesse riferimento alle materie prime acquistate nel corso dell'anno bisogna tener conto di eventuali scorte in magazzino.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Metano e gas naturale

Per il Metano deve essere prodotta con cadenza mensile una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Parametro	Unità di misura
Potere calorifico inf.	kcal/Nm^3
Densità a 15°C	kg/Nm^3
Zolfo	%v
Altri inquinanti	%v

Gas siderurgici

In considerazione della miscela variabile dei gas siderurgici miscelati con gas commerciale e in coerenza con le prescrizioni AIA, il Gestore deve eseguire la caratterizzazione in continuo dei gas siderurgici [3] in termini di portata, pressione, potere calorifico inferiore, indica di Wobbe e composizione media relativamente a CxHy, CO_2, CO, H_2, N_2, tenore totale di S (in termini di H_2S), polveri.

1.4.1. Stoccaggi e linee di distribuzione dei combustibili

1. Per la gestione dei serbatoi e delle linee di distribuzione dei combustibili deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo riportati nelle seguenti tabelle.

Aree di stoccaggio e serbatoi dei combustibili e materie ausiliarie liquide

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Ispezione visiva per la verifica dello stato di integrità: • dei serbatoi per lo stoccaggio dei combustibili allo stato di liquido; • dei serbatoi per lo stoccaggio delle materie ausiliarie allo stato di liquido; • degli organi tecnici utili alla gestione delle operazioni di riempimento e di prelievo delle materie prime dai serbatoi; • dei bacini di contenimento	Mensile	Annotazione su registro delle manutenzioni delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito. Nel caso di esecuzioni di manutenzioni registrare la descrizione del lavoro effettuato.

[3] Relativamente ai soli gas inviati a CET2 anche mediante l'utilizzo di apposito algoritmo e allegando al rapporto annuale l'algoritmo utilizzato, al fine di dimostrarne i livelli di precisione e accuratezza

Controllo funzionalità linee di distribuzione gasolio

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Eseguire manutenzione procedurata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del combustibile liquido	Annuale	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito (con la descrizione del lavoro effettuato).
Effettuare manutenzioni procedurate dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile liquido	Annuale	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date.
Effettuare controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione combustibili	Annuale	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito (con la descrizione del lavoro effettuato).

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file".

2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI

2.1. Consumi idrici

1. Deve essere registrato, su apposito registro, il consumo di acqua, come precisato nella tabella di seguito riportata.

Consumi Idrici

Tipologia	Punti di Prelievo	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo
Acqua di mare	Opera di presa dell'acciaieria Arcelor Mittal Italia S.p.A.	quantità consumata	m^3	Giornaliera (lettura contatore)
Acqua industriale	Opera di presa dell'acciaieria Arcelor Mittal Italia S.p.A.	quantità consumata	m^3	Giornaliera (lettura contatore)
Acqua demineralizzata	Rete acqua demineralizzata dell'acciaieria Arcelor Mittal Italia S.p.A.	quantità consumata	m^3	Giornaliera (lettura contatore)
Acqua potabile	Rete acqua potabile dell'acciaieria Arcelor	quantità consumata	m^3	Giornaliera (lettura contatore)

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi di acqua consumata nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

2.2. Produzione e consumi energetici

1. Deve essere registrato, su apposito registro, i consumi di energia, come precisato nella tabella seguente, per quanto possibile specificato per singola fase o gruppo di fasi.

Produzione e Consumi energetici

Descrizione	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo
Produzione di energia		
Energia termica prodotta	quantità (MWh)	Giornaliera
Energia elettrica prodotta	quantità (MWh)	Giornaliera (lettura contatore)
Ore di funzionamento	h	Giornaliera
Consumo di energia		
Energia elettrica consumata	quantità (MWh)	Giornaliera (lettura contatore)

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi di energia termica e elettrica prodotti e consumati nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

Efficienza energetica

3. In coerenza con quanto prescritto nell'AIA, il Gestore deve effettuare il monitoraggio annuale del rendimento elettrico netto effettivo. Inoltre il Gestore deve effettuare la determinazione del rendimento elettrico netto di riferimento dopo ogni intervento in grado di incidere sullo stesso.
4. Il Gestore deve condurre, con frequenza biennale, specifici "audit energetici".
5. Pertanto il Gestore è tenuto alla effettuazione della diagnosi energetica nel rispetto di quanto definito nelle seguenti norme:
   - UNI CEI EN 16247-1:2012 che definisce i requisiti generali comuni a tutte le diagnosi energetiche.
   - UNI CEI EN 16247-3:2014 che si applica ai luoghi in cui l'uso di energia è dovuto al processo. Essa deve essere usata congiuntamente alla EN 16247-1 "Diagnosi energetiche – Parte 1: Requisiti generali", che integra e rispetto alla quale fornisce ulteriori requisiti.
6. L'audit energetico deve avvenire secondo la norma UNI CEI EN 16247-5:2015 che riguarda le competenze dell'auditor energetico.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

3. EMISSIONI IN ATMOSFERA

3.1. Emissioni convogliate

1. Nel rapporto annuale deve essere trasmessa una planimetria, eventualmente aggiornata a seguito di modifiche dell'AIA, riportante l'elenco aggiornato di tutti punti di emissione convogliata e relativa georeferenziazione.

3.1.1. Punti di emissione convogliata

Nella tabella seguente sono riassunte le informazioni riguardanti i punti di emissione convogliata in atmosfera autorizzati.

Identificazione dei punti di emissione convogliata autorizzati

Camino	Altezza dal suolo (m)	Area sez. di uscita (mq)	Coord. x	Coord. y	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistema di abbattimento degli inquinanti	SME
E1	120	19,6	2707935	4486738	CET2- MB1	Nessuno fino al 31/12/2022 – dal 01/01/2023 Riduzione catalitica selettiva (SCR)	SI (Temperatura Pressione Ossigeno H_2O Portata fumi CO NOx SO_2 Polveri SOV)
E2	120	19,6	2707906	4486777	CET2- MB2	Nessuno fino al 31/12/2022 – dal 01/01/2023 Riduzione catalitica selettiva (SCR)	SI (Temperatura Pressione Ossigeno H_2O Portata fumi CO NOx SO_2 Polveri SOV)
E3	120	19,6	2707878	4486815	CET2 –MB3	Nessuno fino al 31/12/2022 – dal 01/01/2023 Riduzione catalitica selettiva (SCR)	SI (Temperatura Pressione Ossigeno H_2O Portata fumi CO NOx SO_2 Polveri SOV)
E4	60	23,7	2707676	4486703	CET3 – MD1	Nessuno	SI (Temperatura Pressione Ossigeno H_2O Portata fumi CO NOx

Camino	Altezza dal suolo (m)	Area sez. di uscita (mq)	Coord. x	Coord. y	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistema di abbattimento degli inquinanti	SME
							SO_2 Polveri SOV)
E5	60	23,7	2707733	4486627	CET3 – MD1	Nessuno	SI (Temperatura Pressione Ossigeno H_2O Portata fumi CO NOx SO_2 Polveri SOV)
E6	60	23,7	2707789	4486551	CET3 – MD1	Nessuno	SI (Temperatura Pressione Ossigeno H_2O Portata fumi CO NOx SO_2 Polveri SOV)
E-4b	35	33,4	2707653	4486734	CET3-MD1 by-pass	Nessuno	NO
E-5b	35	33,4	2707710	4486658	CET3-MD2 by-pass	Nessuno	NO
E-6b	35	33,4	2707694	4486581	CET3-MD2 by-pass	Nessuno	NO
GDE MB1 MB2	3,5	3,1E-02	2707935	4486718	Gruppo Elettrogeno a gasolio	Nessuno	NO
GDE MB3	4	7,1 E-01	2707819	4486731	Gruppo Elettrogeno a gasolio	Nessuno	NO
GDE CET3	6	1,3 E-02	2707694	4486790	Gruppo Elettrogeno diesel	Nessuno	NO

In relazione al funzionamento dei punti di emissione convogliata indicati nella tabella seguente, essi sono autorizzati in AIA come punti di "scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico" (cfr prescrizione nn.48 dell'AIA).

Punti di emissione convogliata "scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico" (Art. 272 D.Lgs. 152/06)

Punti di emissione	Numero Sorgenti	Qualità dell'emissione	Modalità di emissione
Motopompa CET3 antincendio da 571 kW alimentata a gasolio	1	Gas combustione gasolio	Emergenza
Caldaia (0,4 MW) di preriscaldo gas metano CET3	1	Prodotti della combustione	Discontinua
Gas cromatografi CET3 e CET3	6	Gas combustibili	-
Sfiati casse oli lubrificanti turbo alternatori monoblocchi 1-2-3 CET2	3	Vapori di idrocarburi	Episodica
Sfiati oli tenute alternatori monoblocchi 1-2-3 CET2	3	Vapori di idrocarburi	Episodica
Sfiati serbatoi olio combustibile monoblocchi 1-2-3 CET2	3	Vapori di idrocarburi	Episodica
Sfiati casse oli lubrificanti TV 1-2-3 CET3	3	Vapori di idrocarburi	Episodica
Sfiati skid lubrificanti estrattori olio TG/COGE CET3	3	Vapori di idrocarburi	Episodica
Sfiati serbatoi di stoccaggio oli lubrificanti CET3	3	Vapori di idrocarburi	Episodica
Sfiati strumentazione (calorimetri) CET3	3	Prodotti di combustione del gas	Episodica
Polverimetro gas AFO CET3	1	Gas AFO	Episodica

1. Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni dell'AIA, gli autocontrolli sui punti di emissione convogliata autorizzati dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle tabelle del paragrafo 3.1.2.

3.1.2. Controllo delle emissioni convogliate in aria

1. Il Gestore deve effettuare gli autocontrolli sulle emissioni convogliate in aria secondo le modalità riportate nelle tabelle seguenti.
2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente gli autocontrolli effettuati sui punti di emissione in atmosfera.

Emissioni dai camini principali

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Frequenza autocontrollo	Rilevazione dati
E1 E2 E3	Temperatura Portata % O_2	Controllo	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Frequenza autocontrollo	Rilevazione dati
	H_2O (umidità fumi) Pressione			
	Polveri	Concentrazione e flussi di massa limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	SO_2			
	NO_x			
	CO	Concentrazione limite come da autorizzazione		
	NH_3	Concentrazione limite come da autorizzazione	Continuo (monitoraggio a decorrere dall'installazione dei sistemi SCR prevista, in coerenza con l'AIA, per il 01/01/2023)	Misura (Misuratore in continuo)
	Hg	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	SOV (espresse come COT)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	Cd, Tl, Sb, As, Co, Cr, Mn, Ni, Pb, Cu, V	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	Formaldeide	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	PCDD/PCDF	Concentrazione limite come da autorizzazione[4]	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	IPA	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	PCB-dl	Concentrazione limite come da autorizzazione[5]	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi

[4] Valore limite, riferito ad un campionamento compreso tra le 6 e le 8 ore, si riferisce alla concentrazione "tossica equivalente", da calcolarsi secondo le indicazioni di cui all'Allegato 1 al Titolo III-bis alla Parte Quarta del D.Lgs.152/2006.

[5] I valori di emissione di PCB si riferiscono alla concentrazione totale di PCB-dl (PCB - dioxin like) calcolata come concentrazione tossica equivalente

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Frequenza autocontrollo	Rilevazione dati
				di laboratorio)
E4 E5 E6	Temperatura Portata % O_2 H_2O (umidità fumi) Pressione	Controllo	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	Polveri	Concentrazione e flussi di massa limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	SO_2			
	NO_x			
	CO			
	Hg	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	SOV (espresse come COT)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	Cd, Tl, Sb, As, Co, Cr, Mn, Ni, Pb, Cu, V	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	Formaldeide	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	PCDD/PCDF	Concentrazione limite come da autorizzazione[6]	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	IPA	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	PCB-dl	Concentrazione limite come da autorizzazione[7]	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
E-4b E-5b E-6b	Polveri	Flussi di massa limite per il gruppo CET3 come da autorizzazione	In caso di attivazione	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	SO_2			
	NO_x			
	CO			
GDE MB1	Temperatura	Controllo	Annuale (in caso	Misura

[6] Valore limite, riferito ad un campionamento compreso tra le 6 e le 8 ore, si riferisce alla concentrazione "tossica equivalente", da calcolarsi secondo le indicazioni di cui all'Allegato 1 al Titolo III-bis alla Parte Quarta del D.Lgs.152/2006.

[7] I valori di emissione di PCB si riferiscono alla concentrazione totale di PCB-dl (PCB - dioxin like) calcolata come concentrazione tossica equivalente

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Frequenza autocontrollo	Rilevazione dati
MB2 GDE MB3 GDE CET3	Portata % O_2 H_2O (umidità fumi) Pressione		di attivazione)	(Campionamento Manuale)
	Polveri	Concentrazione limite come da autorizzazione	Annuale (in caso di attivazione)	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	SO_2			
	NO_x			
	CO			

3. Per tutte le emissioni scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico il Gestore deve fornire nel rapporto annuale, le stime dei valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi calcolati (stechiometricamente nel caso di emissioni derivanti da combustione) allegando il relativo algoritmo e le rispettive emissioni massiche.
4. Il Gestore deve effettuare controlli periodici dei sistemi di trattamento dei fumi secondo le modalità riportate nella tabella seguente.

Sistemi di trattamento fumi (a far data dall'installazione dei sistemi SCR alla CET2 prevista per il 01/01/2023)

Punto Emissione/fase di provenienza	Sistema di abbattimento	Manutenzione (periodicità)	Parametri di controllo	Modalità di controllo (frequenza)	Modalità di registrazione e trasmissione
E1, E2, E3 – Gruppo di produzione CET2	SCR	annuale	Portata NH_3 in soluzione acquosa	Continua	Registrazione su file e nel registro di conduzione dell'impianto (Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati)
			Temperatura di funzionamento	Continua	Registrazione su file e nel registro di conduzione dell'impianto (Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati)

3.2. Prescrizioni sui transitori degli impianti di combustione

1. Il Gestore deve dare attuazione ad un piano di monitoraggio dei transitori degli impianti di combustione al fine di registrare e inserire nelle relazioni annuali, da trasmettere all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo, i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti pertinenti, i volumi dei fumi, le rispettive emissioni in massa, il numero e tipo degli avviamenti con i relativi tempi di durata, il tipo e il consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario.

2. Il Gestore deve compilare, per ogni tipologia di avviamento eventualmente eseguito (a freddo, a tiepido, a caldo) la tabella seguente con le informazioni da inserire all'interno del report annuale.

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e tempo di avviamento per ciascuna tipologia di avviamento	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando ogni tipologia di avviamento	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati

Non costituiscono fasi di avviamento e arresto le normali oscillazioni del carico produttivo. Ai fini della determinazione dello stato dell'impianto l'ora in cui avviene il passaggio da uno stato transitorio al normale funzionamento o viceversa viene considerata di transitorio.

3. Il Gestore deve effettuare, tramite SME installati, il monitoraggio dei transitori con il quale accertare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario. Tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'Autorità di Controllo secondo le indicazioni riportate nel presente PMC.
4. Nel caso di misura discontinua i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.
5. Il Gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione di avviamento, dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.
6. Le emissioni nei periodi di avvio e arresto possono essere valutate in base alla misurazione dettagliata delle emissioni eseguita per una procedura tipica di avvio/arresto almeno una volta l'anno e utilizzandone i risultati per la stima annuale.

3.3. Torce di avviamento e spegnimento

Nella tabella seguente sono riassunte le informazioni riguardanti le torce di emergenza.

Torce d'emergenza

Punto di emissione	Descrizione	Sistema di recupero Gas	Campionamento (Manuale/Automatico)	Coordinate geografiche (Gauss Boaga)	
				X	Y
TG1	Torcia elevata CET 3	NO	Manuale	2707634	4486718

TG2	Torcia elevata CET 3	NO	Manuale	2707691	4486641
TG3	Torcia elevata CET 3	NO	Manuale	2707694	4486566

1. Nel rapporto annuale, per ciascuna torcia, dovranno essere riportati:

- numero e tipo di funzionamenti (es. situazioni di emergenza, avvio e arresto di impianti, etc.);
- durata (ore di esercizio per ciascun evento di accensione);
- consumo di combustibile;
- i dati relativi al flusso e alla composizione dei gas inviati alle torce per ogni evento di attivazione;
- i valori di concentrazione medi orari, anche tramite modello di calcolo, degli inquinanti emessi;
- volumi dei fumi calcolati stechiometricamente allegando il relativo algoritmo e le rispettive emissioni massiche.

2. Le torce devono inoltre essere esercite nel rispetto delle seguenti condizioni:
   a) le torce devono essere esercite nelle migliori condizioni smokeless consentite dalla tecnologia; al fine di garantire condizione di combustione ottimali;
   b) il Gestore deve mantenere un sistema di monitoraggio dei gas inviati in torcia conforme a quanto previsto dal presente PMC; in particolare, il flusso di gas inviato in ogni torcia deve essere monitorato in continuo con le modalità indicate di seguito;
   c) le torce devono garantire un efficienza di abbattimento dei gas idrocarburici superiore al 98% e dovrà essere eventualmente adottata, in luogo della misura della temperatura di combustione, la procedura equivalente di misura della composizione del gas inviato in torcia e della portata come specificato al punto L della nota ISPRA 18712 del 1.6.2011.

3.3.1. Monitoraggio dei sistemi di Torcia

Il gestore deve dotarsi di un protocollo che specifichi l'implementazione del sistema di monitoraggio delle torce e le modalità di intervento in caso di sfiaccolamenti. Tale protocollo costituirà parte integrante del Piano di Monitoraggio e Controllo.

Flussimetro

Il flusso di gas mandato alla torcia deve essere monitorato in continuo con l'utilizzo di un flussimetro che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. Limite di rilevabilità 0,03 metri al secondo
2. Intervallo di misura corrispondente a velocità tra 0,3 e 84 metri al secondo nel punto in cui lo strumento è installato
3. Lo strumento deve essere certificato dal costruttore con un'accuratezza, nell'intervallo di misura specificato al precedente punto 2, di ± 5%
4. Lo strumento deve essere installato in un punto della tubazione d'adduzione alla torcia tale da essere rappresentativo del flusso di gas bruciato in fiaccola

5. Il gestore deve garantire, mantenendo una frequenza di taratura non inferiore a una volta al mese, una accuratezza di misura di ± 20%.

3.4. Emissioni non convogliate

Emissioni fuggitive:

1. In ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA il Gestore deve mantenere operativo un programma LDAR (*Leak Detection and Repair*) e relativo protocollo di ispezione, i risultati dei quali devono essere trasmessi all'Autorità di controllo con cadenza annuale ed andranno aggiornati a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

2. Il programma LDAR deve riportare in particolare:
   - le metodologie che il Gestore adotta per lo *screening* delle sorgenti di emissioni fuggitive;
   - i risultati dello *screening* di tutti i componenti dello Stabilimento che possano dar luogo a rilasci (valvole e flange di processo, pompe, compressori, stoccaggi, trattamenti acque, apparecchiature utilizzate nelle fasi di caricamento, etc.);
   - l'individuazione delle possibili cause di rilascio (usura, malfunzionamenti, rotture o difetti di fabbricazione) dai dispositivi coinvolti;
   - le stime delle emissioni;
   - le azioni intraprese a seguito dell'individuazione di componentistica che dà luogo a emissioni;
   - la programmazione delle azioni di monitoraggio successive.

3. I risultati del programma dovranno essere registrati su database in formato elettronico e su formato cartaceo e saranno allegati al rapporto annuale che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Autorità di controllo.
   La Banca Dati predisposta deve contenere:
   a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori, pompe, scambiatori e connettori che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20 °C, sigla del componente rintracciabile sull'impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni / non contenente cancerogeni); per le componenti che convogliano miscele di fluidi con tensioni di vapore differenti, devono essere identificate quelle con le seguenti caratteristiche: la somma dei costituenti con tensione di vapore maggiore di 13,0 millibar a 20°C sia superiore al 20% in peso del totale della corrente di processo;
   b) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
   c) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "***emettitori cronici***"[8];
   d) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;

[8] Emettitore cronico: elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10000 ppmv come Metano per due volte su quattro trimestri consecutivi. Un tale componente deve essere sostituito con un elemento costruttivamente di qualità superiore durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

e) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
f) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
g) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
h) le procedure di QA/QC.

4. Il Gestore deve utilizzare un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Autorità di Controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office – MS Access".
   Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con *query* di verifica dei seguenti argomenti:
   - data di inserimento del componente nel programma LDAR,
   - date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" della riparazione e motivo,
   - numero di monitoraggi realizzati nel periodo di monitoraggio,
   - numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
   - calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
   - numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
   - qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma.

   Il data base deve essere in ogni momento disponibile alla consultazione, in fase di sopralluogo/ispezione, da parte dell'Autorità di Controllo.

5. La sintesi dei risultati del programma riportata nel rapporto annuale dovrà indicare:
   - il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
   - la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
   - le apparecchiature utilizzate;
   - i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
   - le condizioni climatiche presenti;
   - il rumore di fondo riscontrato;
   - la percentuale di componenti fuori soglia [vedi "*Definizione di perdita*"] rispetto al totale ispezionato;
   - gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione;
   - la modifica delle frequenze stabilite nel cronoprogramma sulla base degli esiti delle misure effettuate.

<u>Definizione di perdita con il Metodo US EPA 21</u>

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm_{volume} espressi come CH_4) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:

Componenti	Soglie	Soglie per fluidi classificati H350
Pompe	10.000	5.000

Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

A complemento della definizione è considerata perdita, qualunque emissione che risulta all'ispezione visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi ecc), indipendentemente dalla concentrazione, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione di sapone.

6. In occasione di manutenzione ordinaria, variazioni programmate delle condizioni operative e produttive, malfunzionamenti, fermate non programmate, manutenzione straordinaria, emergenza il Gestore deve registrare le informazioni contenute nelle seguenti tabelle:

Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili[9]

Tipo di Evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Inizio (data,ora)	Fine (data,ora)	Modalità di comunicazione all'Autorità

Emissioni eccezionali in condizioni imprevedibili[10]

Tipo di Evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Inizio (data,ora)	Fine (data,ora)	Modalità di comunicazione all'Autorità

Monitoraggio e tempi di intervento

7. Al fine del raggiungimento degli obiettivi del programma LDAR, nella tabella successiva sono indicate le frequenze con le quali deve essere eseguito il monitoraggio ed i tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione.

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Registrazione su file elettronico e registri cartacei[11]
Valvole/Flange	Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% del totale valutato ed annuale dopo 5 periodi componenti in perdita inferiori al 2% del totale valutato) Annuale se intercettano "*stream*" con sostanze non cancerogene	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi cancerogeni l'intervento deve	Registrazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate. Registrazione delle date di inizio e fine intervento

[9] Condizioni prevedibili: fermate temporanee, manutenzione ordinaria, variazioni programmate delle condizioni operative e produttive.

[10] Condizioni imprevedibili: malfunzionamenti, fermate non programmate, manutenzione straordinaria, emergenza.

[11] Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati

Tenute delle pompe	Trimestrale se intercettano "*stream*" con sostanze cancerogene Annuale se intercettano "*stream*" con sostanze non cancerogene	iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita.	
Tenute dei compressori			
Valvole di sicurezza			
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente dopo il ripristino della funzionalità della valvola		
Componenti difficili da raggiungere	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro	-	Registrazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

8. Con riferimento agli "emettitori significativi" e agli "emettitori cronici", qualora gli interventi di manutenzione e/o sostituzione non siano realizzabili con gli impianti in marcia, il Gestore deve procedere immediatamente, nei tempi tecnici strettamente necessari alle esigenze di sicurezza, ad un nuovo fermo impianto per la riparazione/sostituzione del componente interessato.
9. La sostituzione dei componenti fuori soglia deve essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance; nella scelta dei componenti da installare il Gestore deve valutare la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari, riportandone i risultati del confronto nel *report* periodico all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo.
10. Il Gestore può proporre all'Autorità di controllo un programma e delle procedure equivalenti purché di pari efficacia, ed in ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte. In particolare il Gestore che ha avuto la prescrizione in autorizzazione di eseguire un programma LDAR, può scegliere se adempiere alla prescrizione utilizzando il metodo US EPA 21 o, in alternativa, un sistema ottico per l'individuazione delle perdite nelle apparecchiature (Smart LDAR). In tal caso il sistema ottico deve rispondere ai requisiti minimi di cui alla LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera H - prot. 18712 del 01/06/2011

Stima delle perdite da connessioni, valvole, pompe e compressori.

Nella quantificazione delle emissioni fuggitive, per tutti i componenti ispezionati con il Metodo US EPA 21 o con Smart LDAR, il Gestore potrà utilizzare in particolare i seguenti metodi:

- *Approach 2: Screening Ranges Approach*
- *Approach 3: EPA Correlation Approach;*

riportati all'interno del Capitolo 2 (*Development of equipment leak emission estimates*) del protocollo EPA 453/R-95-017 "*Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*"

In caso di primo anno di screening LDAR, sui componenti non ispezionati con il metodo US EPA 21, la stima dovrà essere effettuata utilizzando i fattori di emissione indicati dal metodo

Average Emission Factor Approach riportato all'interno del succitato Capitolo 2 del protocollo EPA 453/R-95-017 (Approach 1).

Nelle Appendici da A ad E del protocollo EPA 453/R-95-017, soro riportati tutti i riferimenti necessari alle procedure di stima e gli esempi di calcolo, per tipologia di componente, riferiti all'industria chimica (SOCMI) e alle Raffinerie.

4. EMISSIONI IN ACQUA

La seguente tabella riporta la specifica dei punti di scarico finali dagli impianti dello Stabilimento. Nel rapporto annuale deve essere trasmessa una planimetria, eventualmente aggiornata a seguito di modifiche dell'AIA, riportante l'elenco aggiornato di tutti gli scarichi finali, parziali e dei pozzetti di controllo e relativa georeferenziazione.

Identificazione degli scarichi inviati a trattamento esterno

Scarico Finale	Scarico parziale	Tipologia di acqua	Tipologia di scarico	Impianti di trattamento	Denominazione impianto ricevente	Punti di verifica limiti di accettabilità	Coordinate GAUSS BOAGA Fuso Est	
							x	y
ASI 1 (x: 2704193 – y: 4484739)	AL1	Acque di processo CET2 Vasca n.2	Discontinuo	Vasca di decantazione e disoleazione	Mar grande di Taranto	PA 10 (CET2)	2707944	4485696
	AR1	Condensatore ad acqua di mare, circuiti di raffreddamento	Continuo	-		PA 3 (CET3)	2707639	4486785
	MN1	Acque meteoriche (CET2), Vasca n.4	Discontinuo	Vasca di decantazione e disoleazione		PA 9 (CET2)	2707934	4486693
ASI 2 (x: 2703514 – y:4483981)	AL2	Acque di processo CET2 Vasca n.1	Discontinuo	Vasca di decantazione e disoleazione	Mar grande di Taranto	PA 2 (CET2)	2707742	4486789
	AL3	Acque di processo CET3 (tra cui acque da trattamento gas siderurgici) – Vasca n.5	Continuo	Impianto di trattamento chimico-fisico		PA7 (CET3)	2707623	4486789
	AR2	Condensatori ad acqua di mare – Circuiti di raffreddamento (CET2)	Continuo	-		PA 3 (CET2)	2707779	4486746

	MN2	Acque meteoriche CET2 e CET3 Vasca n.3 (CET2)	Discontinuo	Vasca di decantazione e disoleazione		PA7 (CET 2-3)	2707786	4486835
	AN1	Acque reflue civili CET3	Non attivo	-		PA 10 (CET3)	-	-

1. I pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili dall'Autorità di Controllo ed attrezzati per consentire il campionamento delle acque da scaricare.
2. Il Gestore deve predisporre e registrare gli esiti di un piano di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee.
3. Deve essere garantita la conduzione di un monitoraggio costante per il corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse che devono, inoltre, essere dotate dei migliori sistemi ai fini della garanzia di sicurezza.
4. Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni presenti nell'AIA, relative ai limiti agli scarichi, devono essere effettuati i controlli previsti nelle seguenti tabelle.
5. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente gli autocontrolli effettuati sugli scarichi idrici.

Scarichi parziali AL1, AL2, AL3

Denominazione scarichi	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
AL1 AL2 AL3	Acque di processo CET2 e CET3	AL1 X:2707944 Y:4485696 AL2 X:2707742 Y:4486789 AL3 X:2707623 Y:4486789	Portata	Continuo	Controllo
			pH	Continuo	Valore limite come da autorizzazione
			Solidi sospesi totali	Mensile	
			BOD5		
			COD		
			Allumino		
			Arsenico		
			Bario		
			Boro		
			Cadmio		
			Cromo totale		
			Ferro		
			Manganese		

			Mercurio		
			Nichel		
			Piombo		
			Rame		
			Selenio		
			Stagno		
			Zinco		
			Cianuri totali (come CN)		
			Cloro attivo libero		
			Solfuri (come H_2S)		
			Fosforo totale (come P)		
			Azoto ammoniacale (come NH_4)		
			Azoto nitroso (come N)		
			Azoto nitrico (come N)		
			Grassi e oli		
			Idrocarburi totali		
			Fenoli		

Scarichi parziali AR1 e AR2

Denominazione scarico	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
AR1 AR2	Condensatori ad acqua di mare – Circuiti di raffreddamento	AR1 X:2707639 Y:4486785 AR2 X:2707779 Y:4486746	Portata	Continuo	Controllo
			pH	Continuo	Valore limite come da autorizzazione
			Temperatura	Continuo	
			Cloro attivo libero	Mensile	
			Oli e grassi		
			Solidi sospesi totali (TSS)		
			Idrocarburi totali		

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Scarichi parziali MN1 e MN2

Denominazione scarico	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
MN1 MN2	Acque meteoriche (CET2), Vasca n.4 Acque meteoriche CET2 e CET3, Vasca n.3 (CET2)	MN1 X:2707934 Y:4486693 MN2 X:2707786 Y:4486835	Portata	Giornaliera in occasione dell'attivazione dello scarico in conseguenza di eventi meteorici	Controllo
			pH		Valore limite come da autorizzazione
			Fosforo totale		
			Oli e grassi		
			Solidi sospesi totali		
			BOD5		
			COD		
			Arsenico		
			Ferro		
			Cadmio		
			Mercurio		
			Nichel		
			Piombo		
			Rame		
			Cianuri totali (come CN)		
			Solfuri (come H_2S)		
			Fenoli		
			Azoto ammoniacale (come NH_4)		
			Azoto nitroso (come N)		
			Azoto nitrico (come N)		
			Idrocarburi totali		

6. Relativamente alle vasche n. 3 e 4 di raccolta delle acque meteoriche, il Gestore deve prevedere, all'interno del Sistema di Gestione Ambientale adottato, apposite procedure di pulizia da eseguire periodicamente e registrare. Tali procedure e il registro degli interventi effettuati, devono essere resi disponibili presso l'impianto all'Autorità di Controllo.

Scarico parziale AN1

Denominazione scarichi	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
AN1	Acque civili	Da comunicare	Portata	Mensile (in caso di	Controllo
			Temperatura		Valore limite

		da parte del Gestore in caso di attivazione dello scarico, in coerenza con quanto prescritto in AIA (pozzetto PA10-3)	Colore	riattivazione dello scarico)	come da autorizzazione
			Odore		
			Materiali grossolani		
			Solidi sospesi totali		
			BOD5		
			COD		
			Allumino		
			Arsenico		
			Bario		
			Boro		
			Cadmio		
			Cromo totale		
			Cromo VI		
			Ferro		
			Manganese		
			Mercurio		
			Nichel		
			Piombo		
			Rame		
			Selenio		
			Stagno		
			Zinco		
			Cianuri totali (come CN)		
			Cloro attivo libero		
			Solfuri (come H_2S)		
			Solfiti (come SO3)		
			Solfati (come SO4)		
			Cloruri		
			Fluoruri		
			Fosforo totale (come P)		
			Azoto ammoniacale (come NH_4)		
			Azoto nitroso (come N)		

			Azoto nitrico (come N)		
			Grassi e oli		
			Idrocarburi totali		
			Fenoli		
			Aldeidi		
			Solventi organici aromatici		
			Solventi organici azotati		
			Tensioattivi totali		
			Pesticidi fosforati		
			Pesticidi totali (esclusi i fosforati)		
			Solventi clorurati		
			Escherichia coli		
			Saggio di tossicità acuta		

5. RIFIUTI

1. Il Gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti a norma di legge e secondo quanto prescritto nell'AIA e dovrà prevedere la redazione dai piani di campionamento ed in riferimento alla norma UNI 10802.
   I certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato, devono riportare la o le metodiche utilizzate e devono essere a disposizione dell'Autorità competente e dell'Autorità di controllo.
2. Il Gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, FIR formulario di identificazione e rientro della 4 copia firmata dal destinatario per accettazione.
3. Il Gestore deve archiviare e conservare tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal Responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate, questo al fine di renderli disponibili all'Autorità Controllo.
4. Il Gestore deve comunicare nel rapporto Annuale trasmesso, entro il 30 Aprile, all'Autorità competente, all'Autorità di controllo, alla Regione, alla Provincia, al Comune, all'ARPA e alla ASL territorialmente competente le quantità di rifiuti prodotti per ogni codice CER, l'attività di provenienza, il destino finale con le eventuali quantità recuperate e le relative finalità di recupero. Per i rifiuti non recuperati devono essere specificate le modalità di smaltimento.
5. Le informazioni di cui sopra devono essere specificate per ogni mese solare con relativo raffronto allo stesso mese dell'anno precedente.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

6. In ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA, relative alle condizioni di esercizio dei depositi di rifiuti, il Gestore deve verificare con cadenza mensile la giacenza di ciascuna tipologia di rifiuto nei depositi temporanei e lo stato degli stessi con riferimento alle condizioni prescritte.
7. Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione: Qualora il Gestore riterrà in futuro di variare l'attuale modalità di gestione dei rifiuti (vedi ad es. 'deposito quantitativo'), deve chiedere all'Autorità Competente la necessaria comunicazione prima di procedere.
8. Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese, lo stato di giacenza dei depositi, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi. Dovranno altresì essere controllate le etichettature.
9. Il Gestore deve compilare mensilmente le seguenti tabelle:

Monitoraggio delle aree di Deposito Temporaneo

Area e modalità di stoccaggio	Coordinate Gauss-Boaga		Data del controllo	Codici CER presenti	Quantità presente (m^3)	Quantità presente (t)	Produzione specifica di rifiuti[12]	Indice di recupero rifiuti annuo (%)[13]	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA
	E	N							

Monitoraggio delle aree di Deposito Preliminare e Messa in riserva

Area e modalità di stoccaggio	Coordinate Gauss-Boaga		Data del controllo	Codici CER presenti	Quantità presente (m^3)	Quantità presente (t)	Produzione specifica di rifiuti[14]	Indice di recupero rifiuti annuo (%)[15]	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA
	E	N							

10. Inoltre per ogni rifiuto prodotto il Gestore deve compilare la seguente tabella

Tipologia di intervento	Parametri	Frequenza	Modalità di registrazione
Analisi chimica di classificazione per i rifiuti non pericolosi identificati da codici a specchio	I parametri da ricercarsi devono essere correlati al processo produttivo che genera il rifiuto e alle sostanze pericolose utilizzate.	Annuale e ad ogni modifica del ciclo produttivo o delle sostanze utilizzate che potrebbero influire sulla pericolosità del rifiuto prodotto	Archiviazione certificati analitici e inserimento in relazione annuale di una valutazione su accertamenti effettuati sui rifiuti prodotti

[12] kg annui rifiuti prodotti/MWh generati e Kg annui rifiuti prodotti/t combustibile utilizzato;
[13] kg annui rifiuti inviati a recupero/ kg annui rifiuti prodotti
[14] kg annui rifiuti prodotti/MWh generati e Kg annui rifiuti prodotti/t combustibile utilizzato;
[15] kg annui rifiuti inviati a recupero/ kg annui rifiuti prodotti

Analisi chimica per verifica conformità impianti di destino	D.M. 27/09/10 o comunque quelli richiesti dall'impianto di smaltimento	Almeno annuale o con la frequenza richiesta dal destinatario	

11. Il Gestore, per ogni operazione di conferimento dalle aree di deposito, deve registrare le quantità di rifiuti inviati:
    - in discarica;
    - a recupero interno;
    - a recupero esterno.
12. Nel caso in cui la tipologia di rifiuti prodotti subisca delle variazioni rispetto a quanto riportato dichiarato in sede di riesame/rilascio dell'AIA sarà cura dell'azienda evidenziarlo nel report annuale e durante i controlli dell'organo competente.
13. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente gli autocontrolli effettuati.

6. EMISSIONI ACUSTICHE

1. Il Gestore dovrà effettuare, con cadenza almeno quadriennale, un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno, per la verifica del rispetto dei limiti posti dalla classificazione acustica comunale e comunque di quelli normativi.
2. Nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico nei confronti dell'esterno, il Gestore dovrà:
    - effettuare una valutazione preventiva dell'impatto acustico;
    - verificare con le misure, le valutazioni a valle della messa in esercizio delle modifiche apportate.

3. La relazione di impatto acustico dovrà comprendere le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, la descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.
   Le misure di verifica del rispetto dei limiti e dei valori prescritti dovranno essere effettuate escludendo i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dallo stabilimento.
   Tali misure dovranno inoltre ricomprendere le fasi di avviamento e di arresto dell'impianto.
   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. Gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica devono essere comunicati all'Autorità di controllo almeno quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura.

4. Qualora si registrino superamenti dei limiti di legge che assumano connotazione assimilabile a livello persistente, in relazione ai quali sia stato accertato che l'origine della fonte sia riconducibile agli impianti di stabilimento, il Gestore dovrà redigere un piano di interventi di mitigazione dell'impatto acustico da sottoporre alla valutazione dell'Autorità Competente.

5. I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nella seguente tabella e riportati nel rapporto annuale.

Postazione di misura	Descrittore	Modalità di controllo	Frequenza della misurazione	Modalità di registrazione dei controlli effettuati
Indirizzo recettore/i	L_{Aeq}	Verifica limite differenziale diurno/ notturno e/o Verifica limiti di immissione assoluti e di emissione Oppure Test-point: Campionamento per verifica di mantenimento del rispetto dei limiti D.M. 16.03.1998 UNI 10885	Quadriennale e a seguito di modifiche impiantistiche rilevanti o successivamente ad interventi di mitigazione acustica	Archiviazione esiti fonometrie e rapporto rilevamento acustico – Inserimento degli esiti (breve relazione tecnica con annessa scheda di rilevazione di cui al DD.le 13/01/2000 n 18) nella relazione annuale quando coincidente con l'effettuazione delle misure

7. EMISSIONI ODORIGENE

Nessuna prescrizione AIA in merito

8. ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO

1. In coerenza con le prescrizioni dell'AIA, il Gestore deve effettuare con cadenza quinquennale e fornire in fase di reporting, i risultati delle campagne di monitoraggio dello stato del suolo e delle acque sotterranee, corredati da una valutazione su eventuali differenze significative nei parametri monitorati ai piezometri individuati a monte ed a valle dello stabilimento.
2. Il Gestore presso le stazioni individuate tra quelle della rete di monitoraggio esistente per il sito[16], deve effettuare il monitoraggio delle acque di falda, secondo quanto riportato nella seguente tabella.
3. A seguito di evento incidentale, la verifica, potrà essere condotta, se necessario su ulteriori o diversi piezometri, in relazione all'evento stesso.

Monitoraggio acque sotterranee

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH; conducibilità; Durezza Residuo fisso Temperatura	Verifica semestrale e a seguito di ogni 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).
Metalli: Fe, Mn, As, Se, Cr tot., Ni, V, Zn, Hg		

[16] La scelta dei piezometri deve essere motivata relativamente al loro posizionamento e alla rappresentatività 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.

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
Ammoniaca, Solfati; Cloruri; Nitrati, Nitriti, silice		
Composti Organici Aromatici		
IPA		
Solidi sospesi		
Idrocarburi totali (espressi come n-esano)		
PCB		
TOC		
Magnesio; Calcio; Potassio; Sodio; carbonati, bicarbonato,		

4. Ciascuna campagna di monitoraggio dovrà prevedere anche la misura dei livelli freatimetrici e la ricostruzione dell'andamento della freatimetria.

9. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE

Con cadenza annuale, il Gestore deve presentare all'Autorità di Controllo, anche quando non interessato da aggiornamenti:

1. **l'elenco delle apparecchiature, delle linee, dei serbatoi, della strumentazione e delle parti di impianto** ritenuti critici/rilevanti dal punto di vista ambientale; si precisa che tale elenco dovrà comprendere, ma non in via esaustiva, le apparecchiature, le linee e i serbatoi contenenti sostanze classificate pericolose ai sensi del DM 28.02.2006 e s.m.i. integrato dalla indicazione dei relativi sistemi di sicurezza, nonché dei sistemi di trattamento delle emissioni atmosferiche e idriche; l'elenco delle apparecchiature deve essere corredato da un'analisi di rischio che motivi la scelta effettuata con i relativi criteri; l'elenco dovrà comunque includere tutta la strumentazione necessaria al controllo delle fasi critiche per l'ambiente (pHmetri, misuratori di portata, termometri, analizzatori in continuo, ecc).
2. **gli esiti dell'attuazione del programma dei controlli**, **delle verifiche e delle manutenzioni** avente ad oggetto i componenti di cui al punto precedente, che dovranno essere integrati da una valutazione di quanto deducibile in ordine al richiesto stato di conservazione delle dette parti rilevanti ed inoltre, ove occorrente e/o ritenuto, dall'indicazione delle azioni correttive previste e/o attuate per la rimozione di inconvenienti e/o anomalie manifestatesi in conseguenza delle esperite verifiche.
3. le attività di manutenzione di cui al punto precedente dovranno essere eseguite secondo le modalità e le frequenze dettate dalle ditte fornitrici dei macchinari/apparecchiature/impianti o, qualora non reperibili, dalle istruzioni elaborate internamente. Il Gestore dovrà altresì, valutare la frequenza di manutenzione in relazione all'invecchiamento dei macchinari/apparecchiature/impianti. Tali attività dovranno essere registrate sul registro di conduzione dell'impianto, dove dovranno essere annotati, oltre alla data e alla descrizione dell'intervento, anche il riferimento alla documentazione interna ovvero al certificato rilasciato dalla ditta che effettua la manutenzione.

4. Una sintesi degli esiti di tale manutenzione e le valutazioni conseguenti dovranno essere inserite nella relazione annuale.
5. Il Gestore deve inoltre compilare mensilmente le seguenti tabelle:

Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo

Attività/Fase di lavorazione	Macchina	Parametri e frequenze				Modalità di registrazione e trasmissione
		Parametri	Frequenza dei controlli	Modalità di controllo	Tipo di intervento	
						Registrazione nel registro di conduzione dell'impianto (Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati)

Interventi di manutenzione ordinaria sui macchinari (di cui alle fasi critiche di processo)

Macchinario	Tipo di intervento	Frequenza	Modalità di registrazione e trasmissione
			Registrazione nel registro di conduzione dell'impianto (Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati)

Con particolare riferimento ai serbatoi, inoltre, il Gestore deve:

6. presentare all'Autorità di controllo un programma di controlli e verifiche a rotazione dei serbatoi, aggiornato con cedenza annuale.
7. Tale programma deve prevedere, per ciascun serbatoio, almeno un controllo/verifica dell'integrità dello stesso (ad es: magnetoscopia, ultrasuoni, ecc.) almeno ogni 5 anni.
8. Il programma dovrà prevedere le tempistiche dei controlli, il numero ed il tipo di serbatoi da verificare dando priorità a quelli contenenti le sostanze ritenute maggiormente critiche per l'ambiente ed i metodi con i quali si intendere effettuare le verifiche e deve essere corredato da un'analisi di rischio al fine di motivare le scelte effettuate.
9. Laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro 6 mesi dal rilascio del provvedimento di Riesame Complessivo di AIA.
10. Le modalità dovranno essere ricomprese e avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) adottato dallo Stabilimento.
11. Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate antecedentemente il rilascio dell'AIA purché non più vecchie di 5 anni.
12. Il Gestore deve compilare la seguente tabella da allegare al report annuale

Struttura contenim.	Contenitore		Bacino di contenimento		Accessori (pompe, valvole, …)		Documentazione di riferimento
Sigla di riferimento	Tipo di controllo	Freq.	Tipo di controllo	Freq.	Tipo di controllo	Freq.	
							I.O., Procedure tecniche, Schede, registri

13. Gli esiti di tale attività devono essere archiviati su supporto informatico e cartaceo (secondo quanto definito nel paragrafo *Gestione e presentazione dei dati* ed inseriti nel rapporto annuale trasmesso all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo.

SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI

10. ATTIVITÀ DI QA/QC

1. Il Gestore dovrà garantire che:

a) tutte le attività di campo e di laboratorio siano svolte da personale qualificato
b) il laboratorio incaricato utilizzi per le specifiche attività procedure, piani operativi e metodiche di campionamento e analisi documentate e codificate conformemente all'assicurazione di qualità e basate su metodiche riconosciute a livello europeo, nazionale od internazionale. Per le finalità sopra enunciate le attività di laboratorio, siano esse interne o affidate a terzi, devono essere eseguite in strutture accreditate secondo la norma UNI CEI ENISO/IEC 17025 e i relativi metodi di prova per i parametri da monitorare.

2. Il Gestore potrà affidarsi a strutture interne od esterne accreditate che rispondano a requisiti di qualità ed imparzialità. Il laboratorio dovrà operare secondo un programma che assicuri la qualità ed il controllo per i seguenti aspetti:

a) campionamento, trasporto, stoccaggio e trattamento del campione;
b) documentazione relativa alle procedure analitiche utilizzate basate su norme tecniche riconosciute a livello internazionale (CEN, ISO, EPA) o nazionale (UNI, metodi proposti dall'ISPRA o da CNR-IRSA);
c) determinazione dei limiti di rilevabilità e di quantificazione, calcolo dell'incertezza;
d) piani di formazione del personale;
e) procedure per la predisposizione dei rapporti di prova e per la gestione delle informazioni.

Tutta la documentazione dovrà essere gestita in modo che possa essere visionabile dall'autorità di controllo.

10.1. Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)

Il Gestore che è dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini (SME) dovrà:

1. applicare la norma di riferimento UNI EN 14181:2015 – *Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici*, per l'analisi dei parametri prescritti.

In particolare, i requisiti del sistema di misurazione in continuo sono i seguenti (ove applicabile):

- portata, UNI EN ISO 16911-2:2013

- polveri, UNI EN 13284-2:2017
- mercurio, UNI EN 14884:2006.

Il controllo della qualità per i sistemi di monitoraggio in continuo deve prevedere:

a) una serie di procedure (QAL 2, QAL 3, AST), conformi alla Norma UNI EN 14181:2015 e s.m.i., che assicurino almeno la corretta installazione della strumentazione, la verifica dell'accuratezza delle misure tramite il confronto con un metodo di riferimento (taratura), una prova di variabilità da eseguire tramite i metodi di riferimento suddetti (i requisiti degli intervalli di confidenza sono fissati dall'Autorità sulla base dei limiti di emissione);

b) la verifica della consistenza tra le derive di zero e di *span* determinate durante la procedura QAL 1 (Norma UNI EN 14956:2004 e UNI EN 15267-1-2-3:2008 metodi entrambi citati nella UNI EN 14181:2015 che contengono le procedure per la dimostrazione dell'adeguatezza degli AMS ai criteri d'incertezza complessiva indicati nella normativa vigente) e le derive di zero e di *span* verificate durante il normale funzionamento dello SME (QAL3);

c) la verifica delle prestazioni e del funzionamento dello SME e la valutazione della variabilità e della validità della taratura mediante la conduzione del test di sorveglianza annuale.

2. avvalersi di laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 per il campionamento e l'analisi dei parametri prescritti e per l'elaborazione dei dati e dei report dei risultati delle prove secondo la UNI EN 14181:2015.

3. I parametri:

- portata/velocità,
- ossigeno,
- vapore acqueo

possono essere certificabili anche in termini di UNI EN 14181:2015.
La linea guida ISPRA n.87/2013 *"GUIDA TECNICA PER LA GESTIONE DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO IN CONTINUO DELLE EMISSIONI (SME)"* per O_2, H_2O e la UNI EN ISO 16911-2:2013 per la portata, suggerisce i livelli di riferimento e gli intervalli di confidenza da utilizzare nelle elaborazioni dei risultati.

Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 16911-1:2013	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.

Ossigeno	UNI EN 14789:2017	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2017	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)

4. Le sezioni di campionamento individuate dovranno rispettare i criteri indicati nella UNI EN 15259:2008 sia per quanto riguarda il posizionamento delle sonde di prelievo gas AMS (UNI EN 15259:2008 par. 8.4) sia per quanto riguarda i requisiti dei punti di prelievo e dei ballatoi a servizio di questi (UNI EN 15259:2008 par. 6.2 e 6.3).

5. Ove previsto, il posizionamento del misuratore in continuo di portata andrà stabilito secondo i dettami della UNI EN ISO 16911-2:2013, per la strumentazione esistente già installata a camino andrà condivisa con gli Enti di Controllo.

6. Per l'esecuzione delle misure per l'assicurazione della qualità dello SME non è ammesso l'utilizzo di metodi diversi da quelli di riferimento anche se dotati di apposita certificazione di equivalenza secondo la norma UNI EN 14793:2017.

7. Tutte le misure di **temperatura**, devono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente.

Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura

Caratteristica	
Linearità	< ± 2%
Sensibilità a interferenze	< ± 4%
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C (ΔT = 10 °C)	< 3%
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C (ΔT = 10 °C)	< 3%
Tempo di risposta (secondi)	< 10 s
Limite di rilevabilità	< 2%
Disponibilità dei dati	>95 %
Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %

Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Parametro	Metodo	Descrizione
NO_X (NO ed NO_2)	UNI EN 14792:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione massica di ossidi di azoto - Metodo di riferimento normalizzato:chemiluminescenza
SO_2	UNI EN 14791:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione massica di ossidi di zolfo - Metodo di riferimento normalizzato
CO	UNI EN 15058: 2017	Determinazione della concentrazione massica di monossido di carbonio - Metodo di riferimento normalizzato: spettrometria ad infrarossi non dispersiva

Polveri	UNI EN 13284-1:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Parte 1: Metodo manuale gravimetrico
COV (come COT)	UNI EN 12619:2013	Determinazione analitica mediante campionamento del carbonio organico totale e ionizzazione di fiamma (FID)
NH_3	US EPA method CTM-027	Procedure for collection and analysis of ammonia in stationary sources
HCl	UNI EN 1911: 2010	Determinazione della concentrazione in massa di cloruri gassosi espressi come HCI
HF	ISO 15713: 2006	Stationary source emissions — Sampling and determination of gaseous fluoride content
CO_2	EPA 3A :2006	Method 3A - Oxygen and Carbon Dioxide Concentrations - Instrumental
N_2O	UNI EN ISO 21258 : 2010	Emissioni da sorgente fissa Determinazione della oncentrazione in massa di monossido di diazoto (N2O)
CH_4	UNI EN ISO 25140: 2010	Emissioni da sorgente fissa Metodo automatico per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando un rilevatore a ionizzazione di fiamma
	UNI EN ISO 25139:2011	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando gascromatografia.
Hg	UNI EN 13211:2003	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di mercurio totale

8. I test di sorveglianza dovranno essere realizzati da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 e il Gestore dovrà altresì comunicare all'Autorità di Controllo (ISPRA e ARPA) con congruo anticipo (almeno 15 giorni) la data di effettuazione al fine di consentire l'eventuale supervisione delle attività da parte dell'Ente di Controllo e comunque sotto la responsabilità del Gestore.

9. Su tutta la strumentazione sarà effettuata la 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.

10. Per consentire l'accurata determinazione dei parametri da misurare anche durante gli eventi di avvio/spegnimento (transitori) degli impianti, la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini deve essere a doppia scala di misura con fondo scala rispettivamente pari a:
    - 150% del limite su base temporale più piccola in condizioni di funzionamento normale;
    - 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita dal produttore
11. In alternativa, devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.
12. Per quanto riguarda i dati acquisiti dagli SME, devono essere registrati e conservati i seguenti dati:
    i. i valori elementari espressi nelle unità di misura pertinenti alla grandezza misurata,

ii. i segnali di stato delle apparecchiature principali e ausiliarie necessari per la funzione di validazione dei dati,
iii. le medie orarie e semiorarie (ove pertinenti) dopo la validazione dei valori elementari e dei valori medi orari (o semiorari) calcolati.

13. Nel caso in cui a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo, manchino misure di uno o più parametri, il Gestore deve attuare le seguenti azioni/misurazioni (come da LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera F - prot. 18712 del 01/06/2011):
    i. per le prime 24 ore di blocco dovranno essere mantenuti in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali oppure considerati i risultati derivanti dall'implementazione di algoritmi di calcolo basati su dati di processo; la comunicazione dell'evento all'Autorità di Controllo dovrà avvenire tempestivamente e comunque non oltre le 24 ore;
    ii. dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata da dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni;
    iii. dopo le prime 48 ore di blocco, (estendibili a 72 ore in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa) dovranno essere eseguite, in sostituzione delle misure continue, 2 misure discontinue al giorno della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di campionamento automatico, o in alternativa 3 repliche, se utilizzato un metodo manuale, per tutti i parametri soggetti a monitoraggio, in sostituzione delle misure continue (utilizzare le metodiche per l'assicurazione di qualità SME qui dettagliate);
14. Ove applicabile e per i parametri che ne prevedono l'utilizzo, si consiglia l'implementazione di SME di riserva/backup che devono essere oggetto delle medesime verifiche previste per gli SME principali. Tale assicurazione di qualità ne garantirà l'affidabilità in ogni momento in cui saranno chiamati a lavorare in sostituzione dei rispettivi sistemi principali.
15. Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'autorità competente e dell'ISPRA.

PEMS (Predictive Emission Mesurement System)

In caso di prescrizione di un PEMS, il monitoraggio in continuo dei parametri mediante PEMS (Predictive Emission Mesurement System) deve seguire quanto indicato dal Decreto 274/2015 (allegato 4 - punto 5.3).

10.2. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici (ove applicabile)

1. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

2. Le fasi operative relative al campionamento ed alla conservazione del campione dovranno essere codificate in procedure operative scritte dal laboratorio di analisi. La strumentazione utilizzata per i campionamenti dovrà essere sottoposta ai controlli volti a verificarne l'operabilità e l'efficienza della prestazione con la frequenza indicata dal costruttore; dovranno altresì essere rispettati i criteri per la conservazione del campione previsti per le differenti classi di analiti.

3. Dovrà essere compilato un registro di campo con indicati: codice del campione, data e ora del prelievo, tipologia del contenitore (da scegliere sulla base degli analiti da ricercare), conservazione del campione (es. aggiunta stabilizzanti), dati di campo, analisi richieste e firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

4. 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 di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

5. Il laboratorio effettuerà i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate in accordo a quanto previsto dal metodo utilizzato ed alle procedure previste secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

10.3. Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

1. 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.
2. Tutti i documenti del Gestore attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore alla durata dell'AIA, (di norma 10 anni) per assicurarne la traccia.
3. 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, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'Ente di controllo.

   La notifica dovrà essere corredata da 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.

11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI

1. Le determinazioni analitiche in laboratorio devono essere effettuate con metodi di analisi ufficiali riconosciuti a livello nazionale e/o internazionale ed in regime di buone pratiche di laboratorio e di qualità ovvero con metodiche CEN, UNI, ISO, US EPA, APAT/IRSA-CNR, ISS, ecc.

2. È ammesso l'utilizzo di metodi diversi da quelli di riferimento riportati nel presente documento (ad eccezione dei metodi di riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME) purché dotati di apposita certificazione di equivalenza secondo la norma UNI EN 14793:2017. Il metodo proposto può essere una norma tecnica italiana o estera o un metodo interno redatto secondo la norma UNI CEN/TS 15674:2008.

3. In questo caso il Gestore, prima dell'avvio delle attività di monitoraggio e controllo, dovrà presentare la propria proposta all'ISPRA trasmettendo una relazione contenente la descrizione del metodo in termini di pretrattamento e analisi, e tutte le fasi di confronto del metodo proposto con il metodo indicato al fine di dimostrare l'equivalenza tra i due.

4. I laboratori di cui si avvarranno i gestori dovranno possedere l'accreditamento sia per la prova di riferimento che per il metodo equivalente.

5. I dati relativi ai controlli analitici discontinui effettuati alle emissioni in atmosfera devono essere riportati dal Gestore su appositi registri in formato editabile (es. foglio di calcolo excel), ai quali devono essere allegati i certificati analitici (v. punto 2.7 dell'allegato VI alla parte quinta del DLgs 152/2006). Il registro deve essere tenuto a disposizione dell'Autorità competente al controllo.

6. Il Gestore dovrà inoltre conservare tutta la documentazione relativa alle attività analitiche effettuate sulle altre matrici per un periodo non inferiore alla durata dell'AIA (di norma 10 anni). Tutta la documentazione dovrà essere a disposizione degli Enti di Controllo.

7. In caso di misure discontinue (eseguite con metodi che prevedono rilevazioni con strumentazione in continuo o con prelievo in campo e successiva analisi in laboratorio), le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media dei valori analitici di almeno tre campioni consecutivi che siano effettuati secondo le prescrizioni dei metodi di campionamento individuati nel presente documento e che siano rappresentativi di almeno 90 minuti di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione. Nel caso in cui i metodi di campionamento individuati nell'autorizzazione prevedano, per specifiche sostanze, un periodo minimo di campionamento superiore o uguale alle sei ore, è possibile utilizzare un unico campione ai fini della valutazione della conformità delle emissioni ai valori limite.

8. In generale per i parametri per i quali è previsto un monitoraggio secondo le BAT Conclusions, i campionamenti devono avvenire secondo quanto indicato nella seguente tabella suddivisa per tipologia di produzione:

Modalità di campionamento per la verifica del valore limite di emissione come da documenti sulle conclusioni sulle BAT per le misurazioni in discontinuo		
Documento BATC	**Emissioni in atmosfera**	**Emissioni in acqua**
DECISIONE 2014/738/UE del 09/10/2014 - Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e gas	Valore medio di tre campionamenti spot ciascuno della durata di almeno 30 minuti	Media su un periodo di campionamento di 24 ore, con prelevamento di un campione composito proporzionale al flusso o, se è dimostrata una sufficiente stabilità del flusso, di un campione proporzionale nel tempo.
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2016/902 DELLA COMMISSIONE del 30 maggio 2016 - Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di	-	Media ponderata rispetto alla portata di campioni compositi proporzionali al flusso prelevati su 24 ore, alla frequenza minima prevista per il parametro in

trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica		questione e in condizioni operative normali. Si può ricorrere al campionamento proporzionale al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità della portata
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio 2017 - Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione	Valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna. Per i parametri che, a causa di limitazioni di campionamento o di analisi, non si prestano a misurazioni di 30 minuti, si ricorre a un periodo di campionamento adeguato. Per le PCDD e i PCDF si applica un periodo di campionamento compreso tra 6 e 8 ore.	Campioni compositi proporzionali al flusso prelevati su 24 ore. Si possono utilizzare campioni compositi proporzionali al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità del flusso.
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/2117 DELLA COMMISSIONE del 21 novembre 2017 - Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi	Valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna. Per i parametri che, a causa di limitazioni di campionamento o di analisi, non si prestano a misurazioni di 30 minuti, si ricorre a un periodo di campionamento adeguato. Per le PCDD e i PCDF si applica un periodo di campionamento compreso tra 6 e 8 ore.	Valore medio ponderato rispetto alla portata di campioni compositi proporzionali al flusso prelevati su 24 ore in condizioni di esercizio normali. Si possono utilizzare campioni compositi proporzionali al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità del flusso.
DECISIONE DI ESECUZIONE DEL 09.12.2013 N. 2013/732/UE - Conclusioni sulle BAT concernenti la produzione di Cloro-Alcali	EMISSIONI DI CLORO E BIOSSIDO DI CLORO - BAT 8: valore medio di almeno 3 misurazioni consecutive della durata di 1 ora	EMISSIONI DI MERCURIO IN FASE DI DECOMMISSIONING CELLE – BAT 3: campioni compositi di flusso proporzionale raccolti in un periodo di 24 ore, prelevati giornalmente.
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2016/1032 DELLA COMMISSIONE DEL 13 GIUGNO 2016 - Conclusioni sulle BAT per le industrie dei metalli non ferrosi	Valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna, salvo altrimenti stabilito. Per i processi discontinui, si può utilizzare la media di un numero rappresentativo di misurazioni effettuate nel corso dell'intero processo o il risultato di una misurazione effettuata nel corso dell'intero processo.	Media su un periodo di campionamento di 24 ore, di un campione composito proporzionale al flusso (o un campione proporzionale al tempo, a condizione di dimostrare la sufficiente stabilità del flusso). Per i flussi discontinui, può essere utilizzata una procedura di campionamento diverso (per esempio campionamento puntuale) che produca risultati rappresentativi.

9. Nella definizione delle regole decisionali per la conformità dei risultati ai limiti di legge si faccia riferimento alla Linea Guida ISPRA 52/2009.

11.1. Combustibili

Nella tabella seguente sono indicati i metodi per la determinazione delle caratteristiche chimiche e fisiche dei combustibili presenti o utilizzati nello stabilimento (olio combustibile, gasolio, carbone). In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e smi; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi.
Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

COMBUSTIBILI LIQUIDI		
Parametro	**Metodo analitico**	**Principio del metodo**
Acqua e sedimenti	UNI EN ISO 20058: 1997*	Determinazione mediante metodo basato su centrifugazione
Viscosità a 50°C	UNI EN ISO 3104: 2000*	Determinazione mediante misura del tempo di scorrimento in viscosimetro a capillare
Potere calorifico inf.	ASTM D 240	Determinazione mediante bomba calorimetrica
Densità a 15°C	UNI EN ISO 3675:2002	Determinazione mediante idrometro
	UNI EN ISO 12185: 1999	Determinazione mediante tubo ad U oscillante
Punto di scorrimento	ISO 3016	Determinazione mediante preriscaldamento e successivo raffreddamento a velocità controllata (analisi ogni 3 °C)
Asfalteni	IP143 ASTM D6560	Determinazione della frazione insolubile in eptano
Ceneri	UNI EN ISO 6245:2005*	Determinazione gravimetrica previa calcinazione in muffola a 775°C
HFT	IP375	Determinazione mediante filtrazione a caldo
PCB/PCT	UNI EN ISO 12766-3:2005*	Determinazione analitica mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Residuo Carbonioso	ISO 6615*	Determinazione mediante metodo di Conradson
Nickel + Vanadio	UNI EN ISO 13131:2001*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma
Sodio	UNI EN ISO 13131:2001 IP288	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma previa diluizione con solvente organico
Zolfo	UNI EN ISO 8754: 2005*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di energia
	UNI EN ISO 14596:2008*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di lunghezza d'onda

11.2. Emissioni in atmosfera

In riferimento alle analisi delle emissioni in atmosfera, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello europeo come metodi di riferimento per i parametri soggetti a controllo. Qualora per alcuni inquinanti non sia disponibile il metodo di riferimento dovranno essere utilizzati metodi aggiornati, non ritirati (in ordine di priorità) CEN, UNI, ISO, US EPA, APAT/IRSA-CNR, ISS, ecc.
Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e 101,3 kPa. Inoltre, ove previsto, devono essere normalizzati al contenuto di ossigeno nei fumi.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Parametro	Metodo	Principio del metodo
Portata/Velocità	UNI EN 16911-1:2013	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789:2017	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2017	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
NO_X	UNI EN 14792:2017	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
SO_2	UNI EN 14791:2017	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
CO	UNI EN 15058:2017	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Polveri	UNI EN 13284-1:2017	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
COV (come COT)	UNI EN 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
IPA	DM 25.08.2000 n.158 All.3 (sostituisce M.U. 825 cap.2) (1)	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
	ISO 11338-1,2:2003	Determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione o gascromatografia accoppiata alla spettrometria di massa previo campionamento isocinetico (parte 1 descrive tre differenti metodi)

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Parametro	Metodo	Principio del metodo
Hg totale	UNI EN 13211:2003	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento atomico previa riduzione con sodio boroidruro e campionamento come descritto dal metodo
Composti organici volatili (singoli composti)	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Diossine-Furani	UNI EN 1948-1,2,3:2006	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
PCB dioxins like	UNI EN 1948-4:2007	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
HCl,	UNI EN 1911: 2010	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento.
Cl_2	M.U. 607:83	Flussi gassosi convogliati - Determinazione del cloro e dell'acido cloridrico - Metodo colorimetrico
HF	ISO 15713: 2006	Determinazione potenziometrica mediante elettrodo iono-selettivo previa estrazione mediante assorbitore per gorgogliamento con soluzione alcalina
H_2SO_4	NIOSH 7908	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento.
Benzene	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
MCB	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
DCB, p-DCB	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
CT	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
DCT	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Parametro	Metodo	Principio del metodo
Toluene	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
Metanolo	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
CO_2	ISO 12039 :2001 EPA 3A :2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico.
Acetone	UNI CEN/TS 13649:2015	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo mediante carboni attivi e desorbimento con solvente
HCN	NIOSH 6010:1994	Determinazione mediante spettrofotometria e assorbimento visibile
	ASTM D7295 :2011	Standard Practice for Sampling and Determination of Hydrogen Cyanide (HCN) in Combustion Effluents and Other Stationary Sources
NH_3	EPA CTM 027/97	Determinazione mediante cromatografia ionica dello ione ammonio
Solfato ammonico	NIOSH 7907 (acidi inorganici volatili) NIOSH 7908 (acidi inorganici non volatili)	Determinazione mediante cromatografia ionica
Aldeidi	CARB Method 430 (EPA CALIFORNIA)	Determinazione mediante HPLC
	NIOSH 2016 :2003	Le metodiche NIOSH, sono metodiche utilizzate nelle determinazioni di aria ambiente. Per questo motivo a volte sono previsti delle membrane filtranti che non tollerano le temperature delle emissioni gassose in atmosfera. In questo caso è possibile utilizzare delle membrane resistenti alle alte temperature (es. filtri in fibra di quarzo)
Antimonio, Arsenico, Cadmio, Cobalto, Cromo, Manganese, Nichel, Piombo, Rame, Tallio, Vanadio	UNI EN 14385:2004	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde

Parametro	Metodo	Principio del metodo
Alluminio, Argento, Berillio, Oro, Palladio, Platino, Rodio, Selenio, Tellurio, Zinco, Stagno	UNI EN 13284-1:2017 + M.U: 723:86 + UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Parte 1: Metodo manuale gravimetrico + determinazione dei metalli mediante tecniche di spettrometria (EM/22)
H_2S	M.U. 634:84	Determinazione del solfuro di idrogeno - Metodo volumetrico (EM/18)
PM_{10} $PM_{2.5}$	UNI EN ISO 23210:2009	Determinazione della concentrazione in massa di PM10/PM2,5 negli effluenti gassosi - Misurazione a basse concentrazioni mediante l'uso di impattatori
N_2O	UNI EN ISO 21258 : 2010	Determinazione della concentrazione in massa di monossido di diazoto (N2O)
CH_4	UNI EN ISO 25140: 2010	Emissioni da sorgente fissa. Metodo automatico per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando un rilevatore a ionizzazione di fiamma
	UNI EN ISO 25139:2011	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando gascromatografia.

(1) Non esiste un metodo analitico riconosciuto a livello europeo per la determinazione degli IPA, pertanto è stato riportato il metodo riconosciuto a livello nazionale e indicato nel D.M. 25/08/2000 per la determinazione degli IPA ritenuti cancerogeni. Il metodo è applicabile, in particolare, alla determinazione degli IPA classificati dalla IARC (1987) come "probabilmente" o "possibilmente cancerogeni" per l'uomo (Tabella 1; nota 1). Tra tali IPA sono inclusi quelli la cui determinazione è richiesta - quali "sostanze ritenute cancerogene" - dalla normativa per le emissioni degli impianti industriali (Gazzetta Ufficiale, 1990) (Tabella 1; nota 2) Le "sostanze ritenute cancerogene" sono elencate, nel citato decreto, in allegato 1, Tabella A1, classe I. In tale elenco, è riportato il 'dibenzo[a]pirene': con questa nomenclatura - impropria - non è possibile identificare un singolo composto; esso va inteso quindi come l'insieme dei quattro dibenzo[a]pireni - cioè i composti ottenuti dalla condensazione del pirene con due anelli benzenici, di cui uno sul lato a del pirene - classificati dalla IARC (1987) come "possibili cancerogeni per l'uomo".

11.3. Scarichi idrici

In riferimento alle analisi delle acque di scarico, nella tabella seguente sono riportati i metodi analitici che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti.

Metodi di misura degli inquinanti per le acque di scarico e sotterranee

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060; UNI EN ISO 10523 :2012	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 ± 0,1°C
conducibilità	APAT-IRSA 2030 UNI EN 27888:1995	-
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B	Determinazione gravimetrica del particellato raccolto su filtro da 0,45 □m di diametro dei pori previa essiccazione a 103-105 °C.

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	Determinazione per via volumetrica o gravimetrica
BOD_5	APAT -IRSA 5120	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 BOD5
	UNI EN 1899-1:2001	Determinazione della domanda biochimica di ossigeno dopo n giorni (BODn) - Metodo con diluizione e inoculo con aggiunta di allilltiourea
	UNI EN 1899-2:2000	Determinazione della domanda biochimica di ossigeno dopo n giorni (BODn) - Metodo per campioni non diluiti
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)
	ISPRA Man 117/2014 ISO 15705:2002	Procedura di determinazione della Richiesta Chimica di Ossigeno mediante test in cuvetta
Azoto totale (1)	APAT-IRSA 4060	Determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossi disolfato, acido borico e idrossido di sodio
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C	Distillazione a pH tamponato della NH3 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.
	UNI 11669:2017	Determinazione dell'Azoto ammoniacale (N-NH4) in acque di diversa natura mediante prova (test) in cuvetta
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020;	determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
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 borico e idrossido di sodio
	UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione di alcuni elementi (tra cui il fosforo) mediante spettrometria di emissione ottica al plasma accoppiato induttivamente
Alluminio	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 3020	Determinazione mediante spettroscopia di emissione

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
		atomica (ICP-OES)
	UNI EN ISO 11885:2009	
Arsenico	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
	UNI EN ISO 17294-2:2016	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)
Bario	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 3020	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Boro	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Cadmio	UNI EN ISO 17294-2:2016	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
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Cromo totale	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC–Cromo (VI)
	APAT -IRSA 3150C	Determinazione del cromo esavalente per via spettrofotometrica previa reazione con 1,5 difenilcarbazide
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
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 17294-2:2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Mercurio	APAT-IRSA 3200 A1	Determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa riduzione a Hg metallico con sodio boroidruro
	UNI EN ISO 12846 :2013	Determinazione del mercurio - Metodo mediante spettrometria di assorbimento atomico (AAS) con e senza arricchimento
	UNI EN ISO 17294-2:2016	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)
Nichel	UNI EN ISO 17294-2: 2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Piombo	UNI EN ISO 17294-2: 2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Rame	UNI EN ISO 17294-2: 2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
	UNI EN ISO 17294-2: 2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Stagno	UNI EN ISO 17294-2: 2016	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)

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Zinco	UNI EN ISO 17294-2: 2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
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
	EPA 3510C :1996 + EPA 8270E :2018	Determinazione mediante gascromatografia a alta risoluzione con rivelatore massa (HRGC-LRMS) previa estrazione liquido-liquido
Solventi clorurati (2)	UNI EN ISO 10301:1999	Determinazione mediante gascromatografia con colonna capillare e rivelatore ECD mediante estrazione a spazio di testa statico e/o dinamico
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
	UNI EN ISO 15680:2003	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa mediante desorbimento termico
Aromatici non clorurati	APAT-IRSA 5140	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
Cloro Aromatici totali	APAT-IRSA 5140 - 5150	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
BTEXS (3)	UNI EN ISO 15680:2003	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
	APAT-IRSA 5140	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
Pesticidi clorurati(4)	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

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT IRSA 5060	Estrazione liq-liq o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
∑ pesticidi organo fosforici(5)	APAT IRSA 5100	Determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
∑ 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 (OCl-, HOCl e Cl2(aq)) previa formazione di un composto colorato a seguito di reazione con N,N-dietil-p-fenilendiammina (DPD) a pH 6,2-6,5
	UNI EN ISO 7393-2:2018	Determinazione di cloro libero e cloro totale - Parte 2: Metodo colorimetrico mediante N-N-dialchil-1,4-fenilendiammina, metodo per controllo routinario
Fosfati	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Fluoruri	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Cianuri	APAT-IRSA 4070	Determinazione spettrofotometrica previa reazione con cloraminaT
	M.U. 2251:2008	Determinazione spettrofotometrica mediante l'utilizzo dei test in cuvetta.
Cloruri	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
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;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Sostituita metodica EPA con metodica EN riportata nel Bref monitoring 2018
Nitrati	APAT CNR IRSA 4020 Man 29-2003	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160 B1 + APAT IRSA 5160B2	Determinazione mediante metodo FTIR
TOC	APAT IRSA 5040	Determinazione mediante combustione catalitica con

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
		rivelazione all' infrarosso non dispersivo (in alternativa rivelazione con rivelatore a ionizzazione di fiamma)
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	Determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con solvente ~~tetracloruro di carbonio~~
	UNI EN ISO 9377-2:2002	Determinazione dell'indice di idrocarburi, metodo mediante estrazione con solvente e gascromatografia
IPA(6)	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(7)	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
	EPA 1613:1994	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione
Policlorobifenili	APAT IRSA 5110	Determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione con miscela n-esano/diclorometano e purificazione a tre step
	EPA 1668:2010	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione
Aldeidi	APAT IRSA 5010B1	Determinazione mediante HPLC-UV
Composti organici azotati	UNI EN ISO 10695:2006	Determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liquido-liquido
Composti organici alogenati	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
Residuo Fisso (o Solidi totali disciolti)	UNI 10506:1996	Determinazione per gravimetria
Escherichia coli	APAT IRSA 7030C	Conteggio del numero di colonie di *Escherichia coli* cresciute in terreno colturale 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 *Vibrio fischeri* espressa come percentuale di effetto (EC_{50} 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, n-propilbenzene, iso-propilbenzene (Cumene).
(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, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDF, 1,2,3,4,7,8,9-HpCDF, OCDF.

11.4. Livelli sonori

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16.3.1998. Le misure dovranno essere effettuate da tecnico competente in acustica ambientale, iscritto all'albo nazionale, fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e comunque 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 tecniche vigenti. La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.
Per impianti a ciclo continuo, ubicati in aree diverse dalle "esclusivamente industriali" va valutato il criterio differenziale, come indicato nelle vigenti normative.

11.5. Emissioni odorigene

1. Il monitoraggio olfattometrico (ove prescritto) deve essere eseguito in conformità con il documento "Metodologie per la valutazione delle emissioni odorigene - Documento di sintesi" adottato con Delibera 38/2018 dal Consiglio nazionale del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA).
2. Il Gestore dovrà utilizzare l'analisi olfattometrica in conformità con la norma UNI EN 13725:2004 per la determinazione della concentrazione di odori e la VDI 3940 "Determination of odorants in ambient air by field ispection" per la valutazione delle ricadute.
3. Il monitoraggio deve essere eseguito utilizzando una procedura di monitoraggio della qualità dell'aria ambiente per il parametro odore, da implementare all'interno del Sistema di Gestione Ambientale una volta acquisito.

11.6. Rifiuti

1. Nell'effettuazione delle attività, si dovrà far riferimento alle norme di settore quali, ad esempio, quelle di seguito indicate:
   - UNI 10802:2013 – campionamento, preparazione campione e analisi eluati
   - UNI/TR 11682:2017 – esempi di piani di campionamento per l'applicazione della UNI 10802
   - UNI EN 14899 – campionamento e applicazione piani campionamento
   - UNI CEN TR 15310-1/2/4/6 – diversi criteri per il campionamento
2. Le analisi devono essere eseguite in strutture accreditate secondo la norma UNI CEI ENISO/IEC 17025.
3. Per le analisi dovranno essere adottate metodiche analitiche ufficiali riconosciute a livello nazionale ed internazionale, con particolare riferimento a:

- Metodi APAT/IRSA;
- Metodi UNI EN ISO;
- Metodi elaborati dall'Environmental Protection Agency statunitense (USEPA);
- Metodi interni validati.

11.7. Misure di laboratorio

Il laboratorio, in conformità a quanto previsto dalla UNI CEI EN ISO/IEC 17025, organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando, in particolare, che le apparecchiature di campionamento 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 informatizzato 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 il nominativo 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. Inoltre, verificherà che:

- i contenitori utilizzati siano conformi ai parametri ed i relativi metodi utilizzati per la loro ricerca;
- sia garantita la catena di custodia della temperatura definita per il campione sulla base dei parametri da ricercare

Il tecnico indicherà il proprio nominativo sul registro di laboratorio.
Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a 2 anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

11.8. Controllo di apparecchiature

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di apparecchiature quali sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo di 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 alla durata dell'AIA (e comunque non meno di dieci anni).

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

SEZIONE 3 – REPORTING

12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC

12.1. Definizioni

Limite di quantificazione - concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.
Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione - nel caso di misure puntuali, per il calcolo dei valori medi i dati di monitoraggio che risulteranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ stesso (condizione conservativa). I medesimi dati saranno, invece, posti uguale a zero nel caso di calcolo di medie di misure continue.
Media oraria - valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 70% delle letture continue.
Media giornaliera - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 17 valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio su 3 repliche nel caso di misure non continue.
Media mensile - valore medio validato, cioè calcolato su almeno l'80% valori medi orari. Nel caso di misure settimanali agli scarichi la media mensile è rappresentata dalla media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.
Media annuale - 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 - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 17 valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio di 3 misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore. La stima di flusso di scarichi intermittenti va effettuata considerando la media di un minimo di 3 misure fatte nell'arco della giornata di scarico.
Flusso medio mensile - valore medio validato, cioè calcolato su almeno l'80% valori medi orari. 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 - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.
Carico termico giornaliero dei forni e caldaie è la misura virtuale derivata dalle quantità misurate e registrate di combustibile utilizzato giornalmente per il suo potere calorifico misurato in joule.
Frequenza di carico termico dei forni e caldaie è la distribuzione su base giornaliera dei carichi termici per ogni forno valutata per il periodo di un anno e raggruppando i carichi entro differenze di 500 megajoule.
Media annuale delle misure semestrali ai camini, è il valore medio validato, calcolato come media di almeno due misure semestrali del valore medio di tre repliche. Le campagne semestrali devono essere realizzate in condizioni di esercizio delle unità corrispondenti alla frequenza più alta della capacità di carico termico dei forni. Qualora tra due classi di distribuzione dei carichi termici ci fosse una differenza inferiore al 15% è considerata frequenza più alta quella corrispondente ai carichi più elevati (condizione conservativa).
Megawattora generato mese - 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 - rapporto tra l'energia elettrica media **(netta)** immessa in rete mensilmente e l'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di combustibile combusto nel mese, moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del combustibile, 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 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- se il numero finale è 1,2,3, e 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.

12.2. Formule di calcolo

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera le quantità annue di inquinante emesso dovranno essere calcolate a partire dai valori di concentrazione di inquinante e di flusso dei fumi misurati ai camini.
La formula per il calcolo è la seguente:

$$Q = \sum^{H} \left(\overline{C} \times \overline{F}\right)$$

Q = quantità emessa nell'anno espressa in t/anno
C = concentrazione espressa in mg/Nm^3
F = flusso espresso in Nm^3/h
H = numero di ore di funzionamento nell'anno.

Nel caso di misure discontinue (annuali o semestrali) la misura o le misure (queste ultime mediate come indicato nel paragrafo definizioni) sono considerate media annuale della concentrazione e la quantità emessa è valutata dal prodotto della concentrazione per la portata annuale (o volume).
Questa procedura è basata sul fatto che le concentrazioni sono misurate nelle situazioni di esercizio dell'impianto rappresentative delle condizioni medie di funzionamento.
La determinazione della concentrazione, quindi, è condizionata dalla necessità di fissare le condizioni di riferimento, che nei casi dei forni e caldaie, sarà valutata dalla distribuzione dei carichi termici nell'anno in classi costituite da intervalli di 500 megajoule.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici le quantità annue di inquinante emesso dovranno essere calcolate a partire dai valori di concentrazione di inquinante e di flusso delle acque misurati agli scarichi.
La formula per il calcolo è la seguente:

$$Q = \left(\overline{C}_{anno} \times \overline{F}_{anno}\right) \times 10^{-6}$$

Q = quantità emessa nell'anno espressa in kg/anno
$\overline{C}_{anno}$ = concentrazione media annua espressa in mg/l
$\overline{F}_{anno}$ = flusso medio annuo espresso in l/anno.

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, spiegare il perché è stata fatta la variazione e valutare la rappresentatività del valore ottenuto.

12.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità

Nel caso in cui l'AIA stabilisca limiti di emissione espressi in quantità totale rispetto ad una determinata base temporale (ad esempio mese o anno), devono essere adottati i seguenti criteri:

1. deve essere installato un sistema di misura o calcolo con acquisizione in continuo delle quantità emesse, con le stesse modalità di gestione seguite per gli SME;
2. deve essere implementato un sistema di registrazione, elaborazione e conservazione dei dati, misurati o calcolati, e devono essere stabilite delle procedure scritte di gestione e manutenzione dei dispositivi (sia di misura sia di calcolo); i criteri di conservazione sono quelli già rappresentati per gli SME;
3. deve essere codificato un metodo per la sostituzione dei dati mancanti (dovuti ad esempio, ma non solo, a manutenzioni, guasti, prove di taratura, transitori ecc) dei sistemi continui di misura o calcolo, nei casi in cui tali mancanze siano significative al fine del calcolo delle masse emesse; tale metodo non deve in alcun caso comportare la modifica dei dati SME ma deve essere in grado di sostituire i dati mancanti solo nell'algoritmo di elaborazione dei dati in continuo, ovvero dei dati stimati, ai fini del calcolo delle masse emesse, in modo da non pregiudicare l'elaborazione dei valori orari, giornalieri, settimanali, mensili e annuali; la sostituzione effettuata deve essere riconoscibile e tracciabile;
4. devono essere generati e registrati in automatico report giornalieri, mensili e annuali delle quantità emesse.

I sistemi di monitoraggio (misura o calcolo) devono garantire un'incertezza estesa nella determinazione delle masse emesse, in ogni condizione di esercizio, inferiore al 12% per anidride solforosa, monossido di carbonio e ossidi di azoto (espressi come NO_2) e inferiore al 8% per le polveri totali. I valori di incertezza estesa summenzionati sono stati fissati in conformità ai valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione stabiliti dal testo unico ambientale per le misurazioni strumentali dei medesimi inquinanti in atmosfera. Per tener conto dell'effetto di combinazione dell'incertezza di misura (o di stima) delle concentrazioni e delle portate di effluenti i valori degli intervalli di fiducia statuiti dal testo unico ambientale sono stati incrementati del 20%.

Con riferimento alle emissioni monitorate in continuo ai camini, i valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione non devono superare le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:

- SO_2 20 %
- NOx 20 %
- Polveri 30 %
- CO 10%

A differenza della verifica di conformità a limiti espressi in concentrazione, il calcolo delle emissioni in massa, per sua natura, deve sommare tutti i contributi emissivi, inclusi quelli non dovuti a funzionamento di regime.

Quest'ultimo criterio generale non è applicabile solo nei casi in cui l'AIA, espressamente, stabilisca che il criterio di conformità ai limiti stabiliti in massa comporta la contabilizzazione dei soli contributi dovuti al funzionamento a regime.

Il manuale di gestione del sistema di misura o calcolo e la valutazione dell'incertezza estesa determinata alle normali condizioni operative (intendendo per normali le condizioni operative che corrispondono al raggiungimento dei parametri operativi prestabiliti e che vengono rispettati e

mantenuti ragionevolmente costanti nel tempo) devono essere trasmessi in allegato al primo report annuale utile.

12.4. Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto in 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 riassuntivo da trasmettere annualmente all'Autorità di controllo.

12.5. 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.

12.6. 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/contenitive 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 competente 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 inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità competente e all'Autorità di Controllo.

12.7. Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali

In ottemperanza alle prescrizioni di cui in AIA, relative agli obblighi di comunicazione in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali, si precisa quanto segue:

1. il Gestore registra e comunica ad Autorità Competente e Autorità di controllo gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti che possono avere impatto sull'ambiente o sull'applicazione delle prescrizioni previste dall'AIA, insieme con una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.
   In particolare, in caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabiliti nell'AIA ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche, deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione di cause, eventuali azioni correttive/contenitive adottate e 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 agli stessi Enti con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità. Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione agli

stessi Enti del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo;

2. In caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente, il gestore deve informare immediatamente l'Autorità Competente e l'Ente responsabile degli accertamenti di cui all'articolo 29 decies, comma 3, e deve adottare immediatamente le misure per limitare le conseguenze ambientali e prevenire ulteriori eventuali incidenti o eventi imprevisti, informandone l'Autorità Competente.
3. La comunicazione di cui sopra deve contenere:
   - la descrizione dell'incidente o eventi imprevisti,
   - le sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06),
   - i dati disponibili per valutare le conseguenze dell'incidente per l'ambiente,
   - la durata,
   - l'analisi delle cause,
   - le misure di emergenza adottate,
   - le informazioni sulle misure previste per limitare gli effetti dell'incidente a medio e lungo termine ed evitare che esso si riproduca;

   I criteri minimi secondo i quali il Gestore deve comunicare i suddetti incidenti o eventi imprevisti, sono principalmente quelli che danno luogo a rilasci incontrollati di sostanze inquinanti ai sensi dell'allegato X alla parte seconda del D.lgs 152/06 e smi, a seguito di:
   i. Superamenti dei limiti per le matrici ambientali;
   ii. malfunzionamenti dei presidi ambientali (ad esempio degli impianti di abbattimento delle emissioni in atmosfera e/o impianti di depurazione ecc.)
   iii. danneggiamenti o rotture di apparecchiature/attrezzature (serbatoi, tubazioni, ecc.) e degli impianti produttivi;
   iv. incendio;
   v. gestione non adeguata degli impianti di produzione e dei presidi ambientali, da parte del personale preposto e che comportano un rilascio incontrollato di sostanze inquinanti;
   vi. interruzioni elettriche nel caso di impossibilità a gestire il processo produttivo con sistemi alternativi (es. gruppi elettrogeni) o in generale interruzioni della fornitura di utilities (es. vapore, o acqua di raffreddamento ecc.);
   vii. eventi naturali.

4. Il gestore dovrà comunque individuare tutti gli scenari incidentali dal punto di vista ambientale che metterà a disposizione agli Enti di Controllo nelle fasi ispettive.
   Tale individuazione dovrà basarsi anche sulle analisi e risultanze dell'implementazione dei sistemi di gestione ambientale certificati UNI EN ISO 14001:2015 o registrati EMAS nell'ambito dei quali potrebbero essere stati individuati ulteriori criteri e scenari di incidenti ambientali.
5. il Gestore, qualora soggetto, dovrà attenersi a tutti gli obblighi derivanti dall'applicazione del D.Lgs. 105/2005 e smi, e in particolare agli obblighi relativi all'accadimento di incidente rilevante.

Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere inserite nel rapporto riassuntivo annuale.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

12.8. 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 Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (oggi l'ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un **Rapporto annuale che descriva l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente**.

I contenuti del Rapporto annuale dovranno essere forniti in forma tabellare (in formato excel) accompagnati da una relazione di dettaglio che descriva i vari aspetti.

Ogni tabella dovrà essere relativa ai singoli aspetti secondo il punto elenco successivo (contenuti minimo del rapporto, punti 1 – 3 - 4 – 5 – 7 - 11) e dovrà essere organizzata secondo il format seguente:

COLONNA 1	**COLONNA 2**	**COLONNA 3**		**COLONNA 4**	**COLONNA 5..n**			**ULTIMA COLONNA**
Codice_ impianto	**Denominazione_ installazione**	**Lat_ N**	**Long_ E**	**Singoli item**	**Informazione richiesta dal PMC per singolo item**			**Indicatore di prestazione correlato**

Ogni intestazione non deve contenere spazi o simboli fra le parole. Al posto degli spazi va inserito il simbolo "underscore".

Il formato delle celle deve essere "numero" per i numeri e "testo" per i testi.

Ogni singolo foglio del file excel dovrà riportare il contenuto di riferimento (es. informazioni generali, produzione, consumi idrici, consumi di combustibili, emissioni in atmosfera, ecc…) e dovrà essere rinominato di conseguenza

Pertanto, ogni singolo foglio di lavoro dovrà riportare una tabella così costruita:

a) Nella COLONNA1: il codice identificativo assegnato dal MATTM per l'installazione IPPC in oggetto, riportandolo per ogni riga della tabella[17];

b) Nella COLONNA2: la denominazione dell'installazione IPPC, riportandola per ogni riga della tabella[18];

[17] Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto, un'unica denominazione installazione ed un'unica coppia di coordinate geografiche.

[18] Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto e un'unica denominazione installazione ed un'unica coppia di coordinate geografiche.

c) Nella COLONNA3: le coordinate geografiche baricentriche dell'installazione IPPC, riportandole per ogni riga della tabella[19];

d) Nella COLONNA4: il singolo item di riferimento (es. tipologia di prodotto, tipologia di acqua per ogni singolo punto di approvvigionamento, tipo di materia prima/ausiliaria, tipologia di combustibile, singolo punto di emissione autorizzato, singolo scarico idrico autorizzato ecc…);

e) Dalla COLONNA5 in poi (fino all'n.ma colonna necessaria): l'informazione richiesta dal PMC per singolo item (es. quantità consumate, parametri di controllo, quantità emesse per singolo inquinante, ecc…) e la corrispondente unità di misura. Per i singoli inquinanti dai camini/scarichi idrici dovranno essere riportati i dati in concentrazione come richiesti nei singoli punti elenco e successivamente replicate le colonne per gli eventuali flussi di massa.

f) Nell'ULTIMA COLONNA: il corrispettivo indicatore di prestazione.

Tali tabelle dovranno essere fornite **in aggiunta** a quelle richieste all'interno del PMC e all'interno dei singoli punti elenco.

I **contenuti minimi del rapporto** (da riportare nelle tabelle di cui sopra) sono i seguenti:

1. **Informazioni generali:**
   - Nome dell'impianto
   - Nome del gestore e della società che controlla l'impianto
   - N° ore di effettivo funzionamento dei reparti produttivi
   - N° di avvii e spegnimenti anno dei reparti produttivi
   - Principali prodotti e relative quantità mensili e annuali
   - Per gli impianti di produzione di energia elettrica e termica
     - N° di ore di normale funzionamento delle singole unità
     - N° di avvii e spegnimenti anno differenziando per tipologia (caldo/tiepido/freddo) per ciascuna unità
     - Durata (numero di ore) di ciascun transitorio per tipologia (caldo/tiepido/freddo) per ciascuna unità;
     - Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ciascuna unità;
     - Consumo totale netto su base temporale mensile di combustibile[20] per ciascuna unità di combustione;
   - Tabella riassuntiva dei dati di impianto nell'attuale assetto autorizzato (a seguito della prima AIA e successivi Riesami/modifiche/adempimenti)

[19] Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto e un'unica denominazione installazione ed un'unica coppia di coordinate geografiche.

[20] Rapporto tra l'energia netta prodotta (meno l'energia elettrica e/o termica importata) e l'energia fornita dal combustibile (sotto forma del potere calorifico inferiore del combustibile) entro i confini dell'impianto di combustione in un determinato periodo di tempo.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

TABELLA RIASSUNTIVA DEI DATI DI IMPIANTO

(Dati alla Massima Capacità Produttiva)

Società		
Capacità produttiva autorizzata	**Prodotto**	**Quantità (t/a)**
EMISSIONI IN ATMOSFERA		
Camini autorizzati (sigla – fase di provenienza)		
Emissioni autorizzate come non significative (sigla – fase di provenienza)		
Valori limite AIA per ogni camino *(specificare rif. O_2)*	**Inquinante**	**Valore limite di emissione (mg/Nm^3 – media temporale) – (t/a)**
Numero SME – parametri per ogni SME		
Numero/Sigla Torce di emergenza		
Applicazione programma LDAR		
Applicazione metodo di stima emissioni diffuse		
EMISSIONI IN ACQUA		
Scarichi idrici finali/parziali autorizzati (sigla – fase di provenienza – corpo idrico recettore)		
Valori limite AIA per ogni scarico idrico (finale/parziale)	**Inquinante**	**Valore limite di emissione (mg/l – media temporale)**
Impianto di trattamento interno		
Invio a impianto di trattamento esterno *(specificare denominazione e estremi dell'autorizzazione all'esercizio in possesso dell'impianto esterno)*		

CONSUMI		
Item	**Tipologia**	**Quantità**
Materie prime (t/anno)		
Consumi idrici (m^3/anno)		
Consumi energia (MWh)	Energia elettrica	
	Energia termica	
Consumo Combustibili (Sm^3)		
PRODUZIONE ENERGIA		
Item	**Tipologia**	**Quantità**
Produzione di energia (MWh)	Energia elettrica	
	Energia termica	
% energia prodotta da combustibili solidi (MWh/MWh TOTALI)		

% energia prodotta da combustibili liquidi (MWh/MWh TOTALI)				
% energia prodotta da combustibili gassosi (MWh/MWh TOTALI)				
PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI				
Modalità di gestione	**Tipologia**		**Quantità**	**% smaltimento/recupero**
Deposito temporaneo (t/a)	Rifiuti pericolosi			
	Rifiuti non pericolosi			
Deposito preliminare (t/a)	Rifiuti pericolosi			
	Rifiuti non pericolosi			
SERBATOI				
Serbatoi contenenti idrocarburi	**n. totale**	**n. totale bacini di contenimento/doppio fondo**	**n. totale serbatoi a tetto fisso/collegati a sistema di recupero vapori (SI-NO)**	**n. totale serbatoi a tetto galleggiante/ Sistema di tenuta ad elevata efficienza (SI-NO)**
Serbatoi contenenti sostanze liquide pericolose	**n. totale**	**n. totale bacini di contenimento/doppio fondo**	**n. totale serbatoi a tetto fisso/collegati a sistema di recupero vapori (SI-NO)**	**n. totale serbatoi a tetto galleggiante/ Sistema di tenuta ad elevata efficienza (SI-NO)**
INQUADRAMENTO AMBIENTALE/TERRITORIALE				
Ubicazione in perimetrazione SIN				
Sito sottoposto a procedura di bonifica				

2. **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 ad Autorità Competente e ISPRA, 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 ad Autorità Competente e ISPRA, corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

3. **Produzione dalle varie attività:**
   - quantità di prodotti nell'anno;
   - produzione di energia elettrica e termica nell'anno;

4. **Consumi:**
   - consumo di materie prime e materie ausiliarie nell'anno;
   - consumo di combustibili nell'anno;
   - caratteristiche dei combustibili;
   - consumo di risorse idriche nell'anno;
   - consumo di energia nell'anno.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

5. **Emissioni - ARIA:**
   - quantità emessa nell'anno di ogni inquinante e ulteriore parametro monitorato per ciascun punto di emissione;
   - risultati (in formato excel) delle analisi di controllo previste dal PMC, di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, secondo i seguenti schemi:

Emissioni in atmosfera per punti di emissione

Mese	Concentrazioni misurate in emissione					
Punto di emissione	Parametro	Misure in continuo (indicare % O_2 rif.)		Misure non in continuo (indicare % O_2 rif.)		
		Valore medio mensile (mg/Nm^3)	Valore limite AIA (mg/Nm^3)	Valori misurati (indicare frequenza e date dei prelievi effettuati)		Valore limite AIA ove prescritto (mg/Nm^3)
				Frequenza/ Date dei prelievi effettuati	Valore misurato (mg/Nm^3)	

   - quantità emessa nell'anno di inquinante (espresso come tonnellate/anno) ai camini autorizzati;
   - quantità specifica di inquinante emessa ai camini autorizzati (espresso come kg/quantità di prodotto principale dell'unità di riferimento del camino);
   - concentrazione media annuale, valore minino, valore massimo ed 95° percentile e in mg/Nm^3 di tutte le sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria;
   - controlli da eseguire presso i sistemi di trattamento dei fumi**;**
   - risultati del programma LDAR come previsto dal presente PMC che riporti anche:
     - risultati del monitoraggio delle emissioni fuggitive (espresso in t/a o kg/a e m^3/a) compreso il confronto con gli anni precedenti.
     - il piano di riduzione delle emissioni fuggitive che s'intende traguardare nell'anno successivo specificando le relative azioni tecniche e/o gestionali che consentono il raggiungimento del target
   - risultati del monitoraggio delle emissioni diffuse (ove effettuato).

6. **Immissioni – ARIA:**
   - acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie mensili ed annuali delle centraline/a di monitoraggio della qualità dell'aria più rappresentative e/o eventualmente rilevate al suolo da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti da queste monitorate.

7. **Emissioni per l'intero impianto - ACQUA:**
   - quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;

- risultati (in formato excel) delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutti gli scarichi, come previsto dal PMC, secondo i seguenti schemi:

Parametri di cui alle prescrizioni dell'AIA													
Scarico:													
Mese		**Parametro / VLE (mg/l)**			**Parametro / VLE (mg/l)**			**Parametro / VLE (mg/l)**			**Parametro / VLE (mg/l)**		
		medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min
Gennaio	mg/l												
Febbraio	mg/l												
Marzo	mg/l												
Aprile	mg/l												
Maggio	mg/l												
Giugno	mg/l												
Luglio	mg/l												
Agosto	mg/l												
Settembre	mg/l												
Ottobre	mg/l												
Novembre	mg/l												
Dicembre	mg/l												

Parametri di cui alle prescrizioni dell'AIA				
Mese:	**Concentrazioni misurate in emissione**			
Scarico	**Parametro**	**Frequenza**	**Valori misurati (mg/l)**	**Valore limite AIA (mg/l)**

- controlli da eseguire presso l'impianto di trattamento acque**;**
- database del Piano di sorveglianza ed ispezioni della rete fognaria.

8. Emissioni per l'intero impianto - RIFIUTI:

- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti (pericolosi e non pericolosi) prodotti nell'anno, loro destino ed attività di origine;
- produzione specifica di rifiuti: kg annui di rifiuti di processo prodotti / tonnellate annue di prodotto principale **(nel caso delle centrali kg/MWht generato – nel caso delle raffinerie kg/t greggio lavorato);**
- indice annuo di recupero rifiuti (%): kg annui di rifiuti inviati a recupero / kg annui di rifiuti prodotti;
- % di rifiuti inviati a discarica/recupero interno/recupero esterno sul totale prodotto;
- conferma del criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso (temporale o quantitativo).
- piano di riduzione dei rifiuti speciali di processo con quantificazione degli indicatori eventualmente definiti dal gestore.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

9. **Emissioni per l'intero impianto - RUMORE:**
   - risultanze delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne;
   - risultanze delle campagne di misura presso eventuali ricettori (misure o simulazioni) diurne e notturne;
   - Tabella di confronto delle risultanze delle campagne di misura e/o simulazione con gli obiettivi di qualità nelle aree limitrofe e/o presso eventuali ricettori, e il 90° percentile (L90), in foglio di calcolo ed es. excel editabile.

Tabella di confronto delle risultanze delle campagne di misura

	Valori limite di emissione in dB(A)		Valori limite assoluti di immissione in dB(A)		Valori di qualità in dB(A)
	Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	Aree limitrofe o c/o ricettori
Periodo diurno (ore 6.00 - 22.00)					
Periodo notturno (ore 22.00 - 6.00)					

10. **Emissioni per l'intero impianto - ODORI:**
    - risultati del monitoraggio previsto dal PMC.
11. **Indicatori di prestazione**
    - Vanno indicati gli indicatori di *performance* (consumi e/o le emissioni riferiti all'unità di produzione annua o all'unità di materia prima, o altri indicatori individuati).
      In particolare è opportuno che ciascun indicatore prenda a riferimento al numeratore il consumo di risorsa/inquinante emesso/rifiuto generato mentre al denominatore la quantità di prodotto principale dell'Attività IPPC dell'impianto.

Monitoraggio degli indicatori di performance

Indicatore di performance	Descrizione	UM	Modalità di calcolo (specificare se M, S o C)*	Frequenza autocontrollo
Consumi di energia non autoprodotta	Energia termica	MWht/q.tà di prodotto		
	Energia elettrica	MWhe/q.tà di prodotto		
Consumi di combustibile	Consumo di combustibile solido/liquido/gassoso (da differenziare per ogni combustibile utilizzato)	t/qtà di prodotto		
		Sm^3/q.tà di prodotto		
Consumi di risorse idriche	Acque di raffreddamento da approvvigionamento esterno (mare, fiume, lago, pozzo)	m^3/q.tà di prodotto		
	Acque industriali da approvvigionamento esterno (mare, fiume, lago, pozzo)	m^3/q.tà di prodotto		

Indicatore di performance	Descrizione	UM	Modalità di calcolo (specificare se M, S o C)*	Frequenza autocontrollo
	Acque a riuso interno per raffreddamento	m^3/q.tà di prodotto		
	Acque a riuso interno per uso industriale	m^3/q.tà di prodotto		
Emissioni in atmosfera di tipo convogliato	Quantità per ogni singolo inquinante per ogni punto di emissione	t/q.tà di prodotto		
Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato	Quantità per ogni singolo inquinante (differenziando tra emissioni diffuse e emissioni fuggitive)	t/q.tà di prodotto		
Emissioni in acqua	Quantità per ogni singolo inquinante per ogni scarico	t/q.tà di prodotto		
Produzione di rifiuti pericolosi	-	t/q.tà di prodotto		
Rifiuti pericolosi inviati a recupero/smaltimento	-	t/q.tà di prodotto		
Altri indicatori				

* M, S, C = Misura, Stima, Calcolo

12. Effetti ambientali per manutenzioni o malfunzionamenti:

- quanto previsto al Capitolo 9 e al § 12.7 del presente PMC.
- Tabella di riepilogo delle risultanze delle attività di controllo, in foglio excel editabile, delle fasi critiche di processo

Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo

Attività/Fase di lavorazione/ Apparecchiatura	Matrici ambientali coinvolte	Parametri e frequenze				Note
		Tipologia di controllo	Frequenza dei controlli	Modalità di controllo	Tipo di intervento	

- Tabella di riepilogo delle risultanze delle attività di manutenzione ordinaria/straordinaria, in foglio excel editabile, sui macchinari di cui alle fasi critiche di processo individuate nella tabella precedente

Interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria sui macchinari (di cui alle fasi critiche di processo individuate)

Attività/Fase di lavorazione/ Apparecchiatura	Tipologia di intervento manutentivo (ordinaria/ straordinaria)	Motivazione dell'intervento	Tipo di intervento eseguito	Data di esecuzione dell'intervento/durata dell'intervento	Eventuali matrici ambientali coinvolte	n. interventi eseguiti (in passato) sulla medesima apparecchiatura	Note

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

13. Ulteriori informazioni:

- risultati dei controlli previsi dal PMC ed effettuati sulle matrici suolo, sottosuolo e acque sotterranee.
- risultati dei controlli effettuati su impianti, apparecchiature e linee di distribuzione, come previsto dal presente PMC;
- risultati dei controlli effettuati sui serbatoi: risultati delle attività di ispezione e controllo eseguite sui serbatoi di materie prime e combustibili, come previsto dal presente PMC;

14. Informazioni PRTR

In applicazione al DPR 157/2011, a commento finale del report annuale il Gestore trasmetta anche una sintetica relazione inerente l'adempimento a tale disposizione, secondo uno dei due seguenti schemi di seguito elencati:

- nel caso il complesso sia escluso dall'obbligo di presentazione della dichiarazione PRTR il Gestore dovrà indicare in allegato al report:
  a. codice PRTR attività principale (cfr. tabella 1, Appendice 1 del DPR 157/2011);
  b. motivo di esclusione dalla dichiarazione[21];
- nel caso il Gestore abbia effettuato la dichiarazione PRTR:
  a. codice PRTR attività principale (cfr. tabella 1, Appendice 1 del DPR 157/2011);
  b. esplicitazione dei calcoli effettuati per l'inserimento dei dati[22] contenuti nella dichiarazione trasmessa ad ISPRA entro il 30 aprile.

15. Eventuali problemi di gestione del piano:

- indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

12.9. Reporting in situazioni di emergenza

Il Gestore deve effettuare il reporting nelle 24 ore successive alla prima notifica[23] di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo[24] rapporto , che trasmette tutte le informazioni richieste.

---

[21] L'obbligo di dichiarazione sussiste se:
- l'emissione di almeno un inquinante nell'aria, o nell'acqua o nel suolo risulta superiore al corrispondente valore soglia individuato dalla tab. A2 del DPR 157/2011 (che corrisponde allegato II del Regolamento CE n. 166/06);
- il trasferimento fuori sito di inquinanti nelle acque reflue risulta superiore al corrispondente al valore soglia individuato dalla tab. A2 del DPR 157/2011 (che corrisponde allegato II del Regolamento CE n. 166/06);
- il trasferimento fuori sito di rifiuti risulta superiore ai valori soglia che sono 2 t/anno e 2000 t/anno rispettivamente per i rifiuti pericolosi e non pericolosi.

[22] L'emissione di uno o più inquinanti in aria, nell'acqua o nel suolo, trasferimenti fuori sito di inquinanti nelle acque reflue e/o trasferimento di rifiuti fuori sito.

[23] La notifica dell'accadimento deve essere fatta all'Ente di Controllo immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile.

[24] Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

- **Tipo di rapporto** (iniziale o finale);
- **Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto**;
- **Collocazione territoriale** (indirizzo o collocazione geografica);
- **Nome dell'impianto e unità di processo sorgente emissione in situazione di emergenza**;
- **Punto di emissione** (nome con cui il personale che lavora sul sito identifica il luogo);
- **Tipo di evento/superamento del limite**;
- **Data e tempo**; oltre alla data ed all'ora in cui l'accadimento è stato scoperto sarebbe utile avere una stima del tempo intercorso tra il manifestarsi della non conformità e l'accadimento dell'evento (incidentale o superamento del limite);
- **Durata dell'evento**;
- **Lista di composti rilasciati**;
- **Limiti di emissione autorizzati**;
- **Stima della quantità emessa** (viene riportata la quantità totale in **kg** (chilogrammi) delle sostanze emesse. La stima sarà imperniata, nel caso di superamenti del limite, sui dati di monitoraggio e, nel caso di incidente con rilascio di sostanze, su misure di volumi e/o pesi di sostanze contenute in serbatoi, reattori etc. prima e dopo la fuoriuscita. In tutti i casi la richiesta è di utilizzare una metodologia di stima affidabile e documentabile. La metodologia può essere diversa tra il rapporto iniziale e finale, purché vengano fornite le motivazioni tecniche a supporto della variazione.)
- **Cause** (L'esposizione dovrà essere la più precisa ed accurata possibile nella descrizione delle cause che hanno condotto al rilascio);
- **Azioni intraprese o che saranno prese per il contenimento e/o cessazione dell'emissione** (decisioni prese per riportare sotto controllo la situazione di emergenza e le iniziative ultimate per ricondurre in sicurezza l'impianto. Sarà altresì possibile riferirsi a piani in possesso dell'amministrazione pubblica citando la documentazione di riferimento e l'ufficio dove poterla reperire);
- **Descrizione dei metodi usati per determinare le quantità emesse** (indicare le procedure utilizzate per il calcolo dell'emissione. Se necessario, sarà possibile riferirsi a documentazione esterna, purché venga successivamente fornita o sia già disponibile negli archivi dell'amministrazione);
- **Generalità e numero di telefono della persona che ha compilato il rapporto**;
- **Autorità con competenza sull'incidente a cui è stata fatta notifica**, la casella di testo dovrà riportare l'elenco delle autorità (se ce ne sono) che sono state o che saranno successivamente avvertite dell'accadimento.

12.10. Conservazione dei dati provenienti dallo SME

I dati registrati dallo SME devono essere conservati possibilmente per l'intera vita operativa dell'impianto. In alternativa a quest'ultima indicazione, i dati devono essere obbligatoriamente conservati per un periodo di tempo pari alla durata dell'AIA, con una logica di finestra scorrevole e comunque sino al rinnovo dell'AIA. Ciò vuol dire, ad esempio, che in caso di AIA di durata 10 anni, i dati acquisiti il primo giorno di validità dell'AIA devono essere conservati per almeno 10 anni ma non possono essere eliminati dopo l'ottavo anno se non è subentrato il rinnovo. Dopo il rinnovo possono essere eliminati unicamente tutti i dati anteriori a 10 anni.

Tutti i dati registrati devono essere univocamente riferiti alla data e orario della loro acquisizione. Tutti i dati registrati devono inoltre essere univocamente correlati ai parametri operativi caratterizzanti il processo, quali ad esempio l'alimentazione del combustibile e la potenza termica (o elettrica, se applicabile) generata, nonché ai segnali di stato delle apparecchiature principali.

Tutti i dati registrati e conservati devono essere resi disponibili, su richiesta delle autorità o dell'Autorità di controllo, anche tramite creazione di *files* esportabili, e devono essere memorizzati secondo un formato che consenta un'agevole e immediata lettura ed elaborazione, con i comuni strumenti informatici. Lo schema base deve essere stabilito su un'organizzazione a matrice, in cui le singole colonne rappresentino ciascuna grandezza misurata, ovvero ciascuna grandezza o segnale di stato associato, e ciascuna riga rappresenti l'istante cui la grandezza in colonna si riferisce. La colonna contenente gli istanti di riferimento deve essere sempre la prima a sinistra e tutte le colonne devono contenere, come primi due *record*, l'indicazione della grandezza misurata e dell'unità di misura pertinente (ove applicabile).

Le modalità suddette devono essere riportate ed illustrate, nella loro attuazione, nel manuale di gestione dello SME. Esse potrebbero comportare la necessità di intervenire sui sistemi esistenti. In tal caso, la procedura di attuazione deve essere intesa come segue:

1) il Gestore dovrà, entro due mesi dalla data di rilascio dell'AIA, mettere in atto una procedura provvisoria, anche manuale, che consenta di conservare i valori elementari oggi prodotti dai sistemi esistenti, con le modalità di acquisizione e memorizzazione correnti, per mezzo di "registrazione" su memorie di massa esterne che dovranno essere conservate nel rispetto dei tempi stabiliti,
2) il Gestore potrà utilizzare un tempo massimo di 12 mesi dalla data di rilascio dell'AIA, per garantire che il sistema SME operi secondo le modalità sopra stabilite.

12.11. Gestione e presentazione dei dati

Vedi § *Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano.*

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su **supporto informatico editabile**. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per le parti testo e "Open Office – **Foglio di Calcolo**" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO

Quadro sinottico degli autocontrolli

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo (frequenza)	**Rapporto**	**Sopralluogo programmato**	**Campioni e analisi**	**Esame Rapporto**
Prodotti					
Prodotti	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Consumi					
Materie prime e combustibili	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Consumo combustibili	Continuo	Annuale			
Risorse idriche	Giornaliero	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo Semestrale Annuale In caso di attivazione	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni fuggitive	*Programma LDAR*	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi di trattamento fumi	Continuo	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Torce	Continuo	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Scarichi idrici	Continuo Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee	Quinquennale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Quadriennale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Verifiche periodiche	Mensile Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo					
Verifiche periodiche	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Integrità dei serbatoi e bacini di contenimento.					
Verifiche	A rotazione almeno	Annuale	Vedi tabella	Vedi tabella	Annuale

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo (frequenza)	**Rapporto**	**Sopralluogo programmato**	**Campioni e analisi**	**Esame Rapporto**
periodiche	ogni 5 anni (cfr. Cap. 9)		seguente	seguente	
Stoccaggi e sistemi di movimentazione combustibili e materie ausiliarie					
Verifiche periodiche	Mensile Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Interventi di manutenzione ordinaria sui macchinari					
Verifiche periodiche	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale

Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Rif. D.lgs 46/2014	Tutte
Valutazione rapporto	Annuale	Tutte
Campionamenti	Rif. D.lgs 46/2014	Campionamento a discrezione dell'Autorità di controllo, degli inquinanti emessi dai camini
		Campionamento a discrezione dell'Autorità di controllo, degli inquinanti emessi agli scarichi
Analisi campioni	Rif. D.lgs 46/2014	Analisi dei campioni prelevati
		Analisi dei campioni prelevati