



Raffineria di Sannazzaro
Via E. Mattei, 46
27039 Sannazzaro de' Burgondi (PV)
Tel. Centralino +39 0382 9001
www.eni.com

Prot. RAFSNZ/DIR/LA/ 142

Sannazzaro de' Burgondi, 12 Settembre 2018

Spett. le Ministero dell'Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale per le Valutazioni
Ambientali e le Autorizzazioni Ambientali
Via Cristoforo Colombo, 44
00147 ROMA
aia@PEC.minambiente.it
DGSalvaguardia.Ambientale@PEC.minambiente.it

Spett.le Istituto Superiore per la Ricerca Ambientale
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 Roma (RM)
segreteria.direzione@isprambiente.it

Oggetto: Decreto Ministro Registrazione n. 0000074 del 07/03/2018 di riesame dell'Autorizzazione integrata ambientale Decreto AIA n. DEC-2009-1803 del 26/11/2009, aggiornata con provvedimento DVA-DEC-2010-1014 del 31/12/2010 e D.M. n.319 del 30/12/2015 e dal D.M. n.349 del 05/12/2016 rilasciata alla società Eni Spa per l'esercizio della Raffineria ubicata nei Comuni di Sannazzaro de' Burgondi e Ferrera Erbognone – Ottemperanza prescrizione rif. PMC punto "3.5. "Prescrizioni sui transitori dei gruppi della Centrale Termoelettrica"

Il sottoscritto Gestore dell'Installazione Raffineria di Sannazzaro trasmette in allegato alla presente la nota tecnica relativa alla predisposizione di "un piano di monitoraggio delle emissioni durante i transitori (avviamento, arresto, guasti) dei gruppi della Centrale Termoelettrica" previsto dal PMC par. 3.5 "Prescrizioni sui transitori dei gruppi della Centrale Termoelettrica" allegato al Decreto AIA in oggetto.

Rimanendo a disposizione per ogni ulteriore informazione, porgiamo

Allegati: cs

Distinti saluti

Eni SpA

Direzione Asset Management
Refining & Marketing
Raffineria di Sannazzaro
Il Direttore
Ing. Luca Amoruso

eni spa
Capitale sociale Euro 4.005.358.876,00
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sede legale:
Piazzale Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
Sedi Secondarie:
Via Emilia, 1 - Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)



PRESCRIZIONI SUI TRANSITORI DEI GRUPPI DELLA CENTRALE TERMoeLETRICA

(rif. PMC par. 3.5. “Prescrizioni sui transitori dei gruppi della Centrale Termoelettrica”)

Con la presente nota il Gestore intende ottemperare alla prescrizione del PMC (allegato al D.M. 74 del 07/03/2018 di riesame dell’Autorizzazione Integrata Ambientale) - par. 3.5. “Prescrizioni sui transitori dei gruppi della Centrale Termoelettrica”:

“...il Gestore dovrà predisporre un piano di monitoraggio delle emissioni durante i transitori (avviamento, arresto, guasti) nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti emessi, il volume dei fumi, i rispettivi flussi di massa, il numero e il tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo di combustibili utilizzati. Tale piano dovrà essere trasmesso all’Autorità di controllo entro 6 mesi dalla data di rilascio dell’AIA”.

Premessa

La Centrale Termoelettrica della Raffineria Eni di Sannazzaro si compone dei seguenti gruppi:

- Caldaia F300 (può operare come caldaia di recupero della turbogas TG5, come caldaia a recupero più post-combustione oppure autonomamente con fuoco diretto)
- Caldaia F400 (può operare come caldaia di recupero della turbogas TG6, come caldaia a recupero più post-combustione oppure autonomamente con fuoco diretto)
- Turbogas TG5 (il diverter presente sull’uscita della Turbogas TG5 consente il bypass della caldaia di recupero F300 utilizzato solamente in occasione dell’avviamento della TG5)
- Turbogas TG6 (il diverter presente sull’uscita della Turbogas TG6 consente il bypass della caldaia di recupero F400 utilizzato solamente in occasione dell’avviamento della TG6)

I fumi delle apparecchiature sono convogliati al punto di emissione “camino S14” dotato di un sistema di monitoraggio emissioni in continuo (SME) di fornitura ABB realizzato nel 2005.

Le emissioni in aria dei macroinquinanti NO_x, SO₂, CO e POLVERI delle sezioni della CTE sono monitorate in continuo, attraverso specifica strumentazione di monitoraggio in continuo (SME) installata sul camino dotato di un apposito software di acquisizione ed elaborazione dati. I dati emissivi orari del camino sono disponibili in tempo reale sull’intranet di Raffineria al link “Sistema Monitoraggio Emissioni”



dedicato alla visualizzazione dei dati e gestito secondo quanto previsto della Procedure e dalle Istruzioni Operative del Sistema di Gestione Integrato (SGI) HSE.

Il tenore dell'ossigeno di riferimento per il camino S14 viene elaborato utilizzando le formule di miscelazione valutando il volume di fumi prodotti dalle unità turbogas (O₂ riferimento pari al 15%) e dalle caldaie in funzionamento autonomo (O₂ riferimento pari al 3%). Analoga procedura viene applicata per la determinazione dei limiti di emissione.

Per le caratteristiche del punto di emissione e della strumentazione analitica installata si rimanda al *Manuale di Gestione dello SME del Punto di Emissione S14* allegato alla presente nota.

Definizioni

Fase di avviamento del camino S14: è il periodo di tempo intercorrente tra la prima accensione sino al raggiungimento del “minimo tecnico”

Fase di fermata del camino S14: è il periodo di tempo intercorrente per lo spegnimento di tutte le apparecchiature

Ore di normale funzionamento del camino S14: sono le ore in cui le unità di produzione termoelettriche erogano energia ad eccezione delle fasi di avviamento e di fermata, nonché dei periodi di guasto

Minimo tecnico: si intende la presa di carica e la produzione della caldaia verso la rete, e la produzione di energia elettrica della TG dopo il sincronismo elettrico

Transitori del camino S14

Particolare interesse riveste la gestione dei transitori del camino S14 e dei dati relativi a dette fasi (avvio/spegnimento degli impianti) durante le quali le relative emissioni in aria possono risultare disottimizzate.

Le emissioni in aria non sono soggette a limiti di concentrazioni durante le fasi transitorie del camino; tuttavia, è previsto che tali emissioni siano incluse nei limiti massici annuali di emissioni in aria cui la Raffineria è soggetta.

Per le ore di normale funzionamento, le emissioni massiche degli inquinanti SO₂, NO_x, CO e polveri sono calcolate come prodotto delle concentrazioni medie orarie per il corrispettivo valore medio dei volumi fumi, ed entrambi tali parametri sono ottenuti dalla media dei valori elementari (media oraria) rilevati dalla strumentazione in continuo (SME).

Per le ore di transitorio, il valore non è direttamente misurato dallo SME.

Vista la durata limitata di una fase di avviamento dei gruppi della CTE, le emissioni durante i transitori non risultano rilevanti rispetto a quelle complessive di bolla.

Si precisa che per la Raffineria:

- per *avviamento a freddo* si intende l'avviamento delle caldaie partendo da uno stato “a freddo”, ovvero dopo periodi di manutenzione e/o fuori servizio
- per *avviamento a caldo* si intende l'avviamento delle caldaie partendo da uno stato “caldo”, ovvero riavviamento dopo brevi periodi di fuori servizio



- non viene previsto lo stato di *avviamento a tiepido*

Concentrazioni orarie degli inquinanti emessi, volume dei fumi e flussi di massa

Come anticipato, l'andamento delle concentrazioni delle emissioni inquinanti e dei parametri di normalizzazione e di processo durante il normale funzionamento del camino S14 deriva dai dati elementari misurati, elaborati, validati e registrati dal sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME), implementato ai sensi del D.lgs.152/06 Allegato VI.

Per dettagli relativi alle caratteristiche tecniche-funzionali ed alle metodologie di elaborazione dei *codici monitor* e di *stato monitor* utilizzati dal sistema di monitoraggio emissioni del camino S14, si rimanda al *Manuale di Gestione dello SME del Punto di Emissione S14* allegato alla presente nota.

Si precisa altresì che durante i transitori di avviamento e fermata non sono disponibili dati storici rappresentativi dei livelli emissivi; in tale campo di funzionamento non sono infatti validate e registrate le misure del Sistema di Monitoraggio Emissioni, né tali misure risulterebbero accurate in quanto la risposta degli analizzatori non è controllata e verificata come previsto dal D.Lgs 152/06 (la velocità di variazione delle grandezze interessate durante gli stessi transitori non permetterebbe infatti di effettuare le verifiche di accuratezza previste).

Frequenza e durata dei Transitori del camino S14

La durata indicativa di transitori con *avviamento a freddo* è dell'ordine delle ore, mentre nel caso di un *avviamento a caldo* il tempo di avviamento si riduce ad un'ora.

Vista la durata limitata di una fase di avviamento/fermata dei gruppi della CTE, le emissioni durante i transitori (per quanto, come detto, attualmente non misurate) non risultano di particolare rilevanza rispetto a quelle complessive di bolla.

Non è possibile eseguire una previsione in quanto il funzionamento dell'impianto è continuo e legato all'assetto degli impianti di Raffineria. La fermata del camino sarebbe quindi da imputare ad un upset di notevole entità.

Tipo e consumo di combustibili utilizzati

La centrale utilizza quale principale combustibile il gas di raffineria (un gas a elevato potere calorifico prodotto nei processi di lavorazione). Restituisce alla raffineria l'energia elettrica ed il vapore richiesti dai processi di lavorazione, oltre all'acqua degasata.

La rete di fuel gas di raffineria è costituita da 2 collettori eserciti ad AP (Alta Pressione: circa 15,5 bar) e a BP (Bassa Pressione: circa 3,5 bar).

Le utenze AP sono le turbine a gas, mentre tutte le restanti utenze utilizzano Fuel Gas BP.

Eni SpA

Direzione Asset Management
Refining & Marketing
Raffineria di Sannazzaro
Manager Salute Sicurezza e Ambiente

Claudio Zanelli

eni spa
Capitale sociale Euro 4.005.358.876,00
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sede legale:
Piazzale Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
Sedi Secondarie:
Via Emilia, 1 - Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)



ENI

**Divisione Refining & Marketing
 Raffineria di Sannazzaro de Burgondi (PV)
 Sistema Monitoraggio Emissioni
 Punto di Emissione S14**

09	06.06.2016	Mod. Autorizzazione Integrata Ambientale 14/12/2015	N. Nava		
08	16.09.2014	Revisione richiami manuali tecnici			
07	29.04.2013	Revisione richiami manuali tecnici			
06	18.03.2013	Pagina Web Parametri Impianto			
05	29.06.2012	Autorizzazione Integrata Ambientale 31/12/2010			
04	04.05.2012	D. Lgs. 152/06			
03	11.11.2009	Impianti SRU4, HCR, ROSE, HDC 2	I. Colombo		
02	20.01.2006	Revisione			
01	22.08.2005	Revisione			
00	09.06.2005	Versione iniziale			
Rev	Data	Descrizione	P. Cazzaniga	M. Mazzurco	A. Piuri
			Preparato	Verificato	Approvato
DOCUMENTO			M	T	0 1 E 0 0 1 1 R 0 9

Contenuto

1	INTRODUZIONE	3
1.1	PRESCRIZIONI	3
1.2	CARATTERISTICHE DEL PUNTO DI EMISSIONE	4
1.3	STRUMENTAZIONE ANALITICA	5
1.3.1	<i>Strumentazione</i>	5
1.3.2	<i>Modalità di campionamento</i>	5
1.3.3	<i>Materiali di Riferimento (Gas Campione) e Calibrazioni</i>	5
1.3.4	<i>Conversione catalitica Ossidi di Azoto</i>	5
1.3.5	<i>Sistema di acquisizione dati</i>	5
1.4	MISURE AUSILIARIE	6
1.5	SISTEMA ELABORAZIONE DATI	6
1.6	QUADERNO DI MANUTENZIONE E GESTIONE GUASTI	6
1.7	GESTIONE DEI SUPERAMENTI	6
1.8	VERIFICHE DI GESTIONE PERIODICHE	6
2	MISURE ANALISI	7
2.1	BIOSSIDO DI ZOLFO – SO ₂	7
2.2	OSSIDI DI AZOTO – NO _x	8
2.3	MONOSSIDO DI CARBONIO – CO	8
2.4	POLVERI – PLV	8
2.5	MONOSSIDO DI AZOTO – NO	9
2.6	OPACITÀ – PLV	9
2.7	PORTATA FUMI – QF	9
2.8	OSSIGENO – O ₂	10
2.9	OSSIGENO DI RIFERIMENTO	10
2.10	UMIDITÀ FUMI – H ₂ O	10
2.11	TEMPERATURA FUMI – TF	11
2.12	PRESSIONE FUMI – PF	11
3	MISURE IMPIANTO	12
3.1	CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI DEL PUNTO DI EMISSIONE	12
3.1.1	<i>Caldaia F300</i>	13
3.1.2	<i>Caldaia F400</i>	14
3.1.3	<i>Turbogas TG5</i>	15
3.1.4	<i>Turbogas TG6</i>	16
3.2	PORTATA COMBUSTIBILE LIQUIDO	17
3.3	PORTATA COMBUSTIBILE GASSOSO	18
3.4	POTENZA ELETTRICA GENERATA	19
3.5	POTENZA TERMICA GENERATA	20
4	STATI IMPIANTO	21
4.1	CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI DEL PUNTO DI EMISSIONE	21
4.1.1	<i>Caldaia F300</i>	22
4.1.2	<i>Caldaia F400</i>	22
4.1.3	<i>Turbogas TG5</i>	23
4.1.4	<i>Turbogas TG6</i>	23
4.2	STATO IMPIANTO	24
4.3	IMMAGINE DELLE CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI	25

1 Introduzione

Il presente documento descrive le caratteristiche tecniche-funzionali e le metodologie di elaborazione dei codici monitor e di stato monitor utilizzati dal sistema di monitoraggio emissioni del CAMINO S14, situato nella raffineria ENI di Sannazzaro de Burgondi (PV).

Il documento è redatto in conformità alle prescrizioni della normativa della Regione Lombardia, DDG 3536 del 29 Agosto 1997 e del Decreto Legislativo 152 del 3 Aprile 2006 "Norme in materia ambientale".

Il camino S14 convoglia in atmosfera i fumi prodotti dagli impianti

- Caldaia F300
- Caldaia F400
- Turbogas TG5
- Turbogas TG6

della SOI UTIL della Raffineria.

Il punto di emissione è dotato di un sistema di monitoraggio emissioni in continuo di fornitura ABB e realizzato nel 2005.

1.1 Prescrizioni

Il tenore dell'ossigeno di riferimento per il camino S14 viene elaborato utilizzando le formule di miscelazione valutando il volume di fumi prodotti dalle unità turbogas (O2 riferimento pari al 15%) e dalle caldaie in funzionamento autonomo (O2 riferimento pari al 3%).

Analoga procedura viene applicata per la determinazione dei limiti di emissione.

Alla data il punto di emissione è disciplinato dal D.Lgs. 152 del 3 Aprile 2006, dal D.D.G. 3536 del 29 Agosto 1997, dal Decreto Dirigente di Struttura del 27 Aprile 2010 n. 4343, integrato dal Decreto Dirigente di Unità Operativa 27 Dicembre 2011 n.12834, dall'Autorizzazione Integrata Ambientale exDSA-DEC-2009-0001803 del 26 Novembre 2011 e come integrata dall'Autorizzazione protocollo DVA-DEC-2010-0001014 del 31 dicembre 2010 relativa all'impianto EST e dalle Linee Guida ISPRA n. 69/2011 e sua modifica del 14 dicembre 2015.

1.2 Caratteristiche del punto di emissione

Nella seguente tabella sono riportati i dati maggiormente significativi riguardanti il punto di emissione.

Per ulteriori referenze (disegni costruttivi, tipologia...) si rimanda alla documentazione di costruzione del camino riportata al paragrafo 5.1.

Tipologia	Descrizione
Altezza	120 m
Diametro Esterno	Da 7300 a 5500 mm
Diametro Interno	5200 mm
Altezza massima del punto di ingresso emissioni	
Altezza Sezione di prelievo	46,5 m
Caratteristiche costruttive	Cemento Armato
Caratteristiche dimensionali e costruttive della sez. di prelievo	n.d.

1.3 Strumentazione Analitica

La raccolta delle informazioni tecniche degli analizzatori è trattata nel documento MT01E0016R04.

1.3.1 Strumentazione

La tabella seguente riporta la strumentazione adotta per i parametri analitici.

	Analizzatore	Identificativo	Campo Misura	Principio di Misura	Installazione
O2	ABB – Advance Optima – MAGNOS	Magnos 106	0 – 25 %V	Paramagnetismo	Cabina Analisi
CO	ABB – Advance Optima – URAS	Uras 14	0 – 250 mg/m3 0 – 500 mg/m3	NDIR	Cabina Analisi
SO2	ABB – Advance Optima – URAS	Uras 14	0 – 350 mg/m3	NDIR	Cabina Analisi
NO	ABB – Advance Optima – URAS	Uras 14	0 – 1000 mg/m3	NDIR	Cabina Analisi
Polveri	SICK	OMD RM41	0 – 100 %Est	Opacimetro	Camino

1.3.2 Modalità di campionamento

Il campione d'analisi viene prelevato mediante una coppia di linee riscaldate e convogliato in cabina analisi per il condizionamento e la successiva misura. Per maggiori dettagli si rimanda al documento MT01E0016R06.

1.3.3 Materiali di Riferimento (Gas Campione) e Calibrazioni

Si rimanda al documento MT01E0016R06.

1.3.4 Conversione catalitica Ossidi di Azoto

La linea di misura degli ossidi d'azoto utilizza un convertitore catalitico per la trasformazione del Biossido d'Azoto (NO₂) in Ossido d'Azoto (NO).

Si rimanda al documento MT01E0016R06.

1.3.5 Sistema di acquisizione dati

Il sistema di acquisizione dati è composto da un PLC e da un elaboratore installati nella cabina analisi. L'elaboratore è integrato nella rete di raffineria come riportato nel documento MT01E0018R04.

1.4 Misure Ausiliarie

Le misure ausiliarie acquisite sono le seguenti.

	Strumentazione	Identificativo	Campo Misura	Principio di Misura	Installazione
Temperatura Fumi	Pt100	-	0 – 300 °C	(Pt100)	Camino
Portata Fumi	Tecnova (Eldridge Products Inc)	9002MP08HA M201-DESF	0 – 1200 KNm ³ /h	(Dispersione Termica)	Camino
Pressione Fumi	Trasmettitore	265ASLKBNB1	900 – 1100 mBar		Camino

La descrizione degli strumenti di misura ausiliari è riportata nel documento MT01E0017R05.

1.5 Sistema Elaborazione Dati

Gli aspetti relativi alle elaborazioni dati, quali:

- Valori Stimati
- Validazione dei dati
- Funzioni di preelaborazione dei dati
- Funzioni di elaborazione dei dati
- Conservazione dei dati
- Archivio Storico
- Presentazione dati

vengono trattate nel documento MT01E0018R04.

1.6 Quaderno di manutenzione e gestione guasti

La gestione delle informazioni relative ai guasti e manutenzioni viene trattata nel documento MT01E0021R02.

1.7 Gestione dei superamenti

Le procedure da utilizzare nel caso di superamento dei limiti sono descritte nel documento MT01E0022R04.

1.8 Verifiche di Gestione Periodiche

Le procedure di verifica periodiche per il mantenimento alla massima efficienza del sistema SME sono descritte nel documento MT01E0023R01.

2 Misure Analisi

In questo capitolo viene trattata la gestione dei codici monitor relativi alle misure acquisite dal sistema monitoraggio emissioni. Codici monitor previsti sono riportati nella tabella seguente:

Misura	Cod. Monitor Tal Quale	Cod. Monitor Condizioni Normali	Cod. Monitor Riferimento Ossigeno
SO2	601	681	691
NOx	602	682	692
CO	603	683	693
Polveri	607	687	697
NO	609	689	699
Polveri Estinzione %	611		
Portata Fumi	623	624	
O2 – Riferimento	630		
O2	631		
H2O	621		
Temp. Fumi	641		
Pressione Fumi	642		

Nei paragrafi seguenti, per ogni parametro, vengono elencati i codici monitor e di stato monitor elaborati ai sensi del DDG 3536. Le modalità di elaborazione e calcolo sono riportate nel documento MT01E0018R04.

2.1 Biossido di Zolfo – SO2

Analizzatore Advance Optima

		601 Tal Quale	681 Normalizzato	691 Riferito O2
00	Dato valido misurato	✓	✓	✓
10	Monitor non funzionante	✓		
15	Dato non valido	✓	✓	✓
20	Dato valido stimato	✓		
25	Dato non valido per verifica limite			✓
40	Calibrazione	✓		
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓		

2.2 Ossidi di Azoto – NOx

Analizzatore Advance Optima

		602 Tal Quale	682 Normalizzato	692 Riferito O2
00	Dato valido misurato	✓	✓	✓
10	Monitor non funzionante	✓		
15	Dato non valido	✓	✓	✓
20	Dato valido stimato	✓		
25	Dato non valido per verifica limite			✓
40	Calibrazione	✓		
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓		

2.3 Monossido di Carbonio – CO

Analizzatore Advance Optima

		603 Tal Quale	683 Normalizzato	693 Riferito O2
00	Dato valido misurato	✓	✓	✓
10	Monitor non funzionante	✓		
15	Dato non valido	✓	✓	✓
20	Dato valido stimato	✓		
25	Dato non valido per verifica limite			✓
40	Calibrazione	✓		
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓		

2.4 Polveri – PLV

Misuratore SICK

		607 Tal Quale	687 Normalizzato	697 Riferito O2
00	Dato valido misurato	✓	✓	✓
10	Monitor non funzionante	✓		
15	Dato non valido	✓	✓	✓
20	Dato valido stimato	✓		
25	Dato non valido per verifica limite			✓
40	Calibrazione	✓		
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓		

2.5 Monossido di Azoto – NO

Analizzatore Advance Optima

		609 Tal Quale	689 Normalizzato	699 Riferito O2
00	Dato valido misurato	✓	✓	✓
10	Monitor non funzionante	✓		
15	Dato non valido	✓	✓	✓
20	Dato valido stimato	✓		
25	Dato non valido per verifica limite			✓
40	Calibrazione	✓		
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓		

2.6 Opacità – PLV

Misuratore SICK

		611 Tal Quale
00	Dato valido misurato	✓
10	Monitor non funzionante	✓
15	Dato non valido	✓
20	Dato valido stimato	✓
25	Dato non valido per verifica limite	
40	Calibrazione	✓
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓

2.7 Portata Fumi – QF

Misuratore Tecnova

		623 Tal Quale	624 Normalizzata	625 Riferito O2
00	Dato valido misurato	✓	✓	✓
10	Monitor non funzionante	✓		
15	Dato non valido	✓	✓	✓
20	Dato valido stimato	✓		
25	Dato non valido per verifica limite			
40	Calibrazione	✓		
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓		

2.8 Ossigeno – O₂

Analizzatore Advance Optima

		631 Misurato
00	Dato valido misurato	✓
10	Monitor non funzionante	✓
15	Dato non valido	✓
20	Dato valido stimato	✓
25	Dato non valido per verifica limite	
40	Calibrazione	✓
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓

2.9 Ossigeno di Riferimento

Misura Elaborata

		630 Riferimento
00	Dato valido misurato	✓
10	Monitor non funzionante	
15	Dato non valido	
20	Dato valido stimato	
25	Dato non valido per verifica limite	
40	Calibrazione	
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓

Il tenore dell'ossigeno di riferimento per il camino S14 viene elaborato utilizzando le formule di miscelazione valutando il volume di fumi prodotti dalle unità turbogas (O₂ riferimento pari al 15%) e dalle caldaie in funzionamento autonomo (O₂ riferimento pari al 3%).

2.10 Umidità Fumi – H₂O

Misura Stimata

		621 Stimato
00	Dato valido misurato	
10	Monitor non funzionante	
15	Dato non valido	
20	Dato valido stimato	✓
25	Dato non valido per verifica limite	
40	Calibrazione	
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓

2.11 Temperatura Fumi – TF

Trasmettitore di Temperatura

		641 Tal Quale
00	Dato valido misurato	✓
10	Monitor non funzionante	✓
15	Dato non valido	✓
20	Dato valido stimato	✓
25	Dato non valido per verifica limite	
40	Calibrazione	
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓

2.12 Pressione Fumi – PF

Trasmettitore di Pressione

		642 Tal Quale
00	Dato valido misurato	✓
10	Monitor non funzionante	✓
15	Dato non valido	✓
20	Dato valido stimato	✓
25	Dato non valido per verifica limite	
40	Calibrazione	
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓

3 Misure Impianto

In questo capitolo vengono presentate le modalità di calcolo per i codici monitor delle misure impianto acquisite per il punto di emissione S14.

Le misure elaborate ai sensi del DDG 3536 sono elencate nella tabella seguente.

Misura	Cod. Monitor Tal Quale
Portata Combustibile Liquido	651
Portata Combustibile Gassoso	652
Potenza Termica Generata	660
Potenza Elettrica Generata	661

Per ogni impianto attinente al punto di emissione verrà introdotta una breve descrizione del processo, dei combustibili impiegati e delle condizioni di funzionamento.

3.1 Caratteristiche degli impianti del punto di emissione

La seguente tabella riepiloga gli impianti che immettono fumi nel camino S14

Impianto	Sigla	Codice Imp.
Caldaia F300	F300	80
Caldaia F400	F400	80
Turbogas TG5	TG5	80
Turbogas TG6	TG6	80

Ai fini delle elaborazioni delle misure impianto, risulta necessaria l'acquisizione dei dati di processo relativi alle portate dei combustibili impiegati, come descritto nei paragrafi seguenti.

3.1.1 Caldaia F300

La caldaia F300 può operare come caldaia di recupero del turbogas TG5 oppure autonomamente.

I segnali acquisiti sono elencati nelle seguenti tabelle.

▪ Portata FUEL GAS

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
80FIC331	S80FIC331_PV	t/h	0 – 4,20	

▪ Portata FUEL OIL

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
80FI336	S80FI336_PV	t/h	0 – 5,76	

▪ Portata Vapore

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
80FI308	S80FI308_PV	t/h	0 – 130	

3.1.2 Caldaia F400

La caldaia F400 può operare come caldaia di recupero del turbogas TG6 oppure autonomamente.

I segnali acquisiti sono elencati nelle seguenti tabelle.

▪ Portata FUEL GAS

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
80FIC431	S80FIC431_PV	t/h	0 – 4,20	

▪ Portata FUEL OIL

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
80FI436	S80FI436_PV	t/h	0 – 5,76	

▪ Portata Vapore uscita caldaia

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
80FI408	S80FI408_PV	t/h	0 – 130	

3.1.3 Turbogas TG5

Il diverter presente sull'uscita del Turbogas TG5 consente il bypass della caldaia di recupero F300.

I segnali acquisiti sono elencati nelle seguenti tabelle.

- Portata FUEL GAS

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
80FI830	S80FI830_PV	t/h	0 – 29.03	

- Potenza Elettrica Generata

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
TG5_AI1	S80PATTG1_PV	MW	0 – 30	

- Posizione Diverter uscita turbogas

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
80ZI312	S80ZI312_PV	%	0 – 100	

3.1.4 Turbogas TG6

Il diverter presente sull'uscita del Turbogas TG6 consente il bypass della caldaia di recupero F400.

I segnali acquisiti sono elencati nelle seguenti tabelle.

- Portata FUEL GAS

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
80FI832	S80FI832_PV	t/h	0 – 29.03	

- Potenza Elettrica Generata

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
TG6_AI1	S80PATTG6_PV	MW	0 – 30	

- Posizione Diverter uscita turbogas

Tag	Indirizzo	U.M.	Range	Note
80ZI412	S80ZIA412_PV	%	0 – 100	

3.2 Portata Combustibile Liquido

Misura Elaborata

		651 Tal Quale
00	Dato valido misurato	✓
10	Monitor non funzionante	
15	Dato non valido	✓
20	Dato valido stimato	✓
25	Dato non valido per verifica limite	
40	Calibrazione	
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓

Il segnale portata combustibile liquido è dato dalla somma di tutte le portate acquisite dalle caldaie, come riportato nella tabella seguente:

Caldaia	Tag Misura FUEL OIL
F300	80FI336
F400	80FI436

3.3 Portata Combustibile Gassoso

Calcolata.

		652 Tal Quale
00	Dato valido misurato	✓
10	Monitor non funzionante	
15	Dato non valido	✓
20	Dato valido stimato	✓
25	Dato non valido per verifica limite	
40	Calibrazione	
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓

Il segnale portata combustibile gassoso è dato dalla somma di tutte le portate acquisite dalle caldaie e dai tubogas, come riportato nella tabella seguente:

Caldaia	Tag Misura FUEL GAS
F300	80FIC331
F400	80FIC431
TG5	80FI830
TG6	80FI832

3.4 Potenza Elettrica Generata

Calcolata.

		652 Tal Quale
00	Dato valido misurato	✓
10	Monitor non funzionante	
15	Dato non valido	✓
20	Dato valido stimato	✓
25	Dato non valido per verifica limite	
40	Calibrazione	
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓

La potenza elettrica generata è data dalla somma potenze elettriche generata dalle singole unità turbogas, come riportato nella tabella seguente:

Unità	Tag Misura POTENZA
TG5	TG5_AI1
TG6	TG6_AI1

3.5 Potenza Termica Generata

Calcolata.

		660 Tal Quale
00	Dato valido misurato	✓
10	Monitor non funzionante	
15	Dato non valido	✓
20	Dato valido stimato	✓
25	Dato non valido per verifica limite	
40	Calibrazione	
99	Sistema di acquisizione non attivo	✓

Elaborata dalle portate Fuel Gas e Fuel Oil totali degli impianti del punto di emissioni utilizzando il potere calorifico dei combustibili.

▪ Parametri previsti:

Sezione	Parametro	UM	Valore
1	Potere Calorifico Comb. Liquido (Fuel Oil)	KCal/Kg	9.800
1	Potere Calorifico Comb. Gassoso (Fuel Gas)	KCal/Kg	12.000

4 Stati Impianto

In questo capitolo vengono presentate le modalità di calcolo per i codici monitor degli stati impianto acquisiti per il punto di emissione S14.

Le misure elaborate ai sensi del DDG 3536 sono elencate nella tabella seguente.

Misura	Cod. Monitor
Stato Impianto	670

4.1 Caratteristiche degli impianti del punto di emissione

La seguente tabella riepiloga gli impianti che immettono fumi nel camino S14.

Impianto	Sigla	Codice Imp.
Caldaia F300	F300	80
Caldaia F400	F400	80
Turbogas TG5	TG5	80
Turbogas TG6	TG6	80

Le elaborazioni degli stati impianto sono basate sui consumi dei combustibili, sulle portate vapore in uscita caldaia e sulle potenze elettriche generate dalle unità turbogas.

4.1.1 Caldaia F300

La procedura di determinazione dello stato della caldaia F300 è riassunta nella tabella seguente:

Portata Vapore	Portata Combustibili	Stato Caldaia F300
-	$< QC_0$	Fermo
$< V_{MT}$	$> QC_0$	Accensione Spegnimento
$> V_{MT}$	$> QC_0$	Regolare

La procedura richiede alcuni parametri caratteristici di funzionamento dell'impianto come riportato nella tabella seguente:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
QC_0	Soglia Portate Combustibili Fermata	t/h	0,7
V_{MT}	Minimo Tecnico Portata Vapore	t/h	20

4.1.2 Caldaia F400

La procedura di determinazione dello stato della caldaia F400 è riassunta nella tabella seguente:

Portata Vapore	Portata Combustibili	Stato Caldaia F400
-	$< QC_0$	Fermo
$< V_{MT}$	$> QC_0$	Accensione Spegnimento
$> V_{MT}$	$> QC_0$	Regolare

La procedura richiede alcuni parametri caratteristici di funzionamento dell'impianto come riportato nella tabella seguente:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
QC_0	Soglia Portate Combustibili Fermata	t/h	0,7
V_{MT}	Minimo Tecnico Portata Vapore	t/h	20

4.1.3 Turbogas TG5

La procedura di determinazione dello stato del Turbogas TG5 è riassunta nella tabella seguente:

Potenza Elettrica Generata	Portata Combustibili	Stato Turbogas TG5
-	$< QC_0$	Fermo
$< P_{MT}$	$> QC_0$	Accensione Spegnimento
$> P_{MT}$	$> QC_0$	Regolare

La procedura richiede alcuni parametri caratteristici di funzionamento dell'impianto come riportato nella tabella seguente:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
QC_0	Soglia Portate Combustibili Fermata	t/h	1
P_{MT}	Minimo Tecnico Potenza Elettrica	MW	2

4.1.4 Turbogas TG6

La procedura di determinazione dello stato del Turbogas TG6 è riassunta nella tabella seguente:

Potenza Elettrica Generata	Portata Combustibili	Stato Turbogas TG6
-	$< QC_0$	Fermo
$< P_{MT}$	$> QC_0$	Accensione Spegnimento
$> P_{MT}$	$> QC_0$	Regolare

La procedura richiede alcuni parametri caratteristici di funzionamento dell'impianto come riportato nella tabella seguente:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
QC_0	Soglia Portate Combustibili Fermata	t/h	1
P_{MT}	Minimo Tecnico Potenza Elettrica	MW	2

4.2 Stato IMPIANTO

Dato elaborato

		Codice 670
30	In servizio regolare	✓
31	Accensione	✓
32	Spegnimento	
33	Manutenzione	
34	Fuori servizio per fermata	✓
35	Fuori Servizio per guasto	
36	Funzionamento anomalo/parziale	

La procedura di determinazione dei codici di stato monitor impianto per il punto di emissione S14 è ricavata dallo stato delle caldaie e delle unità turbogas ad esso collegate. Più precisamente per ogni caldaia e turbogas viene stimato il volume dei fumi prodotti ed il relativo stato impianto. Lo stato impianto del punto di emissione S14 è quindi mutuato dalle condizioni degli impianti la cui frazione dei fumi risulta prevalente rispetto agli altri partecipanti.

Le condizioni di calcolo sono riassunte nella tabella seguente:

	Codice Stato Monitor Camino S14 [670]
Tutti gli impianti in condizioni di fermo	Fermo [34]
Almeno il 30% dei fumi viene prodotto da impianti in accensione o spegnimento	Accensione [31] Spegnimento [32]
Almeno il 70% dei fumi prodotti da impianti in funzionamento regolare	Regolare [30]

4.3 Immagine delle Caratteristiche degli impianti

La seguente immagine, visualizzabile dal Sito WEB del Sistema Monitoraggio Emissioni, mostra un esempio di pagina web dei parametri e stato impianto del Punto di Emissione S14:

Raffineria di Sannazzaro
 Sistema Monitoraggio Emissioni
 Ver. 3.4 [09/03/2011]

Camino - S14 salva

Stato Camino

Fermo

Avviamento /
Fermata

Regolare

Dati di Calcolo Ossidi di Azoto	
Emissioni NOx al Carico Nominale	100,0 mg/Nm3
Potenza Termica Nominale Totale	207,2 MWt

Dati di Calcolo Portata Fumi	
Stima Umidità	11,6 %V

Parametri Turbogas TG5	
Soglia Portata Combustibili	1,00 t/h
Minimo Tecnico Potenza Elettrica	2,00 MW

Parametri Turbogas TG6	
Soglia Portata Combustibili	1,00 t/h
Minimo Tecnico Potenza Elettrica	2,00 MW

Parametri Caldaia F30	
Soglia Portata Combustibili	0,70 t/h
Minimo Tecnico Portata Vapore	20,00 t/h

Parametri Caldaia 300	
Soglia Portata Combustibili	0,70 t/h
Minimo Tecnico Portata Vapore	20,00 t/h

Limiti Emissione Interni [Conc.]	
NOx - Ossidi di Azoto	142 mg/Nm3
SO2 - Ossidi di Zolfo	100 mg/Nm3
CO - Ossido di Carbonio	85 mg/Nm3
Polveri	9 mg/Nm3