

ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Rapporto Conclusivo

Attività di controllo ordinaria ex art. 29-decies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., comma 3

Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. - Raffineria di Augusta

*Riesame DM 158 del 08/05/2018 dell'AIA rilasciata con decreto DVA-DEC-2011-000519 del
16/09/2011, come aggiornato dal DM 7 del 08/01/2021 e dal DM 45 del 26/01/2021*

Attività di controllo ordinaria effettuata dal 14/07/2023 al 27/07/2023

Data di emissione 10 novembre 2023

Indice

1	Premessa	3
1.1	Definizioni e terminologia	3
1.2	Finalità del presente Rapporto	4
1.3	Campo di applicazione	4
1.4	Autori e contributi del Rapporto.....	4
2	Impianto AIA Statale oggetto dell'attività di controllo	5
2.1	Dati identificativi del Gestore	5
2.2	Verifica pagamento tariffa del controllo ordinario e rapporto annuale di esercizio dell'impianto (se applicabile)	5
3	Evidenze oggettive, risultanze e relative azioni da intraprendere	5
3.1	Evidenze oggettive	5
3.1.1	Serbatoi, Sistemi di contenimento e Pipeways.....	6
3.1.2	Malfunzionamenti ed eventi incidentali di rilievo	12
3.1.3	Emissioni convogliate in atmosfera	15
3.1.4	Programma LDAR	22
3.1.5	Scarichi idrici	22
3.2	Risultanze e relative azioni da intraprendere	23
4	Allegati	25

1 Premessa

1.1 Definizioni e terminologia

Attività di controllo ambientale: (fonte direttiva) l'insieme delle azioni desunte dall'art.3, punto 22 della Direttiva 2010/75/UE del 24 novembre 2010, ivi compresi visite in sito, controllo delle emissioni e controlli delle relazioni interne e dei documenti di follow-up, verifica dell'autocontrollo, controllo delle tecniche utilizzate e adeguatezza della gestione ambientale dell'impianto, intraprese dall'Autorità competente per il controllo al fine di verificare e promuovere il rispetto delle condizioni di autorizzazione da parte delle installazioni, nonché se del caso, monitorare l'impatto ambientale di queste ultime.

Attività di controllo ordinaria: ispezione ambientale effettuata nell'ambito di un programma e in accordo a quanto previsto nell'Autorizzazione Integrata Ambientale ai sensi dell'art. 29 decies comma 3, con oneri a carico del Gestore.

Attività di controllo straordinaria: ispezione ambientale effettuata in risposta a reclami, durante indagini in merito a inconvenienti, incidenti e in caso di violazioni o in occasione del rilascio, del rinnovo o della modifica di un'autorizzazione; è considerata sinonimo di "ispezioni straordinarie" di cui all'art. 29-decies, comma 4, del D.Lgs.152/2006.

Non Conformità (mancato rispetto di una prescrizione): mancato rispetto di una prescrizione dell'AIA e/o di un requisito di legge ambientale di settore, se espressamente richiamati nell'AIA.

Comporta comunicazioni all'Autorità Competente, ai sensi dell'articolo 29-quattordices del D.Lgs.152/06, con le relative proposte di misure da adottare che sono riconducibili ai seguenti livelli progressivi di severità in funzione della gravità della non conformità rilevata, in accordo a quanto specificato dell'articolo 29-decies comma 9:

- proposta di diffida, assegnando un termine entro il quale devono essere eliminate le irregolarità;
- proposta di diffida e contestuale sospensione dell'attività autorizzata per un tempo determinato, ove si manifestino situazioni di pericolo per l'ambiente;
- proposta di revoca dell'autorizzazione integrata ambientale e per la chiusura dell'impianto, in caso di mancato adeguamento alle prescrizioni imposte con la diffida e in caso di reiterate violazioni che determinino situazioni di pericolo e di danno per l'ambiente.

Comporta inoltre eventuale comunicazione all'Autorità Giudiziaria in caso di fattispecie che integrano sanzioni di natura penale.

Proposte all'Autorità Competente delle misure da adottare: (fonte art. 29 decies comma 6 D.Lgs.152/06 s.m.i. come modificato dal D.Lgs.128/10) sono eventuali rilievi del Gruppo Ispettivo che determinano una comunicazione specifica all'Autorità Competente circa le non conformità rilevate.

Violazioni della normativa ambientale: mancato rispetto di un obbligo legislativo non espressamente richiamato nell'atto autorizzativo e quindi non riconducibile al sistema sanzionatorio previsto dall'art. 29-quattordices (ad esempio superamenti di limiti emissivi fissati dalle vigenti normative di settore, inottemperanze di prescrizioni discendenti da procedimenti di VIA, non osservanza delle disposizioni sui rischi di incidenti rilevanti di cui al D.Lgs.105/2015 - ex 334/99 e s.m.i.).

Condizioni di monitoraggio per il Gestore: (definizione stabilita da ISPRA nell'ambito del sistema delle Agenzie Regionali) condizioni relative alle modalità di attuazione del PMC stabilite nell'ambito delle attività di controllo dall'autorità competente per il controllo (ad es. tecniche di esercizio, modalità attuative di autocontrolli, redazione di procedure, ecc.).

Nella definizione di tali condizioni, l'autorità competente per il controllo o Ente di Controllo (EC), definisce generalmente anche i termini temporali entro i quali le stesse devono essere attuate / rispettate.

Le condizioni di monitoraggio inserite nel rapporto conclusivo vengono ritenute da EC coerenti con la finalità delle prescrizioni del decreto autorizzativo al fine di traghettare un adeguato ed effettivo monitoraggio ambientale; pertanto, le citate condizioni saranno utilizzate per le attività di verifica, al fine di garantire, durante la gestione operativa, i monitoraggi previsti dall'atto autorizzativo.

Criticità: (definizione stabilita da ISPRA nell'ambito del sistema delle Agenzie Regionali) evidenze di situazioni, anche connesse al contesto ambientale, che, pur non configurandosi come violazioni di prescrizioni dell'AIA o di norme ambientali di settore, generano un potenziale effetto o un rischio ambientale tali da richiedere l'individuazione di condizioni per il Gestore atte a limitarne o prevenirne l'impatto.

1.2 Finalità del presente Rapporto

Il presente Rapporto conclusivo è stato redatto al fine di garantire la conformità a quanto richiesto dal comma 5 dell'art. 29-decies della Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006, come modificato dal D.Lgs. 46/2014.

1.3 Campo di applicazione

Il campo di applicazione del presente Rapporto è riconducibile alle attività di controllo prescritte in AIA per gli impianti industriali indicati nell'Allegato XII alla Parte seconda del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. e svolte ai sensi dell'art. 29-decies comma 3 del medesimo Decreto.

1.4 Autori e contributi del Rapporto

Il presente documento è stato predisposto da Michele Antonino Ilacqua e Francesco Astorri (ISPRA) sulla base delle informazioni acquisite nel corso dell'attività di controllo e sulla base delle informazioni prodotte da ARPA Sicilia

Il seguente personale (di seguito Gruppo Ispettivo - GI) ha svolto le attività di controllo in data 14 luglio 2023 (verifica documentale in VDC); 25, 26 e 27 luglio 2023 sopralluogo.

Michele Antonino Ilacqua	ISPRA
Francesco Astorri	ISPRA
Letteria Settineri	ARPA Sicilia
Carmelo Pennisi	ARPA Sicilia
Alfredo Galasso	Arpa Sicilia
Hariberth Scaffidi Abate	Arpa Sicilia

2 Impianto AIA Statale oggetto dell'attività di controllo

2.1 *Dati identificativi del Gestore*

Ragione Sociale: Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l.

Sede stabilimento: Contrada Marcellino – Augusta (SR)

Gestore: Rosario Pistorio

Delegato ambientale: Mirko Ranieri

Impianto a rischio di incidente rilevante: SI

Sistemi di gestione ambientale: ISO 14001

Ulteriori informazioni sull'impianto oggetto della presente relazione, sono desumibili dalla domanda di AIA disponibile sul sito internet del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, all'indirizzo <https://www.mite.gov.it/pagina/aia>.

2.2 *Verifica pagamento tariffa del controllo ordinario e rapporto annuale di esercizio dell'impianto (se applicabile)*

In riferimento a quanto indicato nell'allegato IV del D.M. 6 marzo 2017, n. 58 "Regolamento recante le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti al Titolo III-bis della Parte Seconda, nonché i compensi spettanti ai membri della commissione istruttoria di cui all'articolo 8-bis", il Gestore ha inviato al MASE e ad ISPRA, con nota acquisita al prot. ISPRA 4896 del 31/01/2023 **l'attestazione del pagamento della tariffa prevista per l'attività di controllo ordinario 2023.**

Con nota PEC del 29 aprile 2023, acquisita al protocollo ISPRA con n. 23072 del 02/05/2023, il Gestore ha inviato all'Autorità Competente e ad ISPRA, il **rapporto annuale di esercizio dell'impianto relativo all'anno 2022**, dichiarando che nel corso dell'anno 2022 l'esercizio dell'impianto è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'Autorizzazione Integrata Ambientale vigente pro tempore con le evidenze riportate all'interno dell'allegato "Reporting Annuale 2022".

3 Evidenze oggettive, risultanze e relative azioni da intraprendere

3.1 *Evidenze oggettive*

L'attività di controllo è stata condotta nei giorni:

- 14 luglio (verifica documentale in VDC all. 1)
- 25, 26 e 27 luglio (sopralluogo e chiusura all. 2)

Nel corso delle quattro giornate di attività, il GI ha svolto attività di controllo documentale e tecnico in merito alla conformità dell'installazione alle condizioni di autorizzazione. ISPRA ha inviato al Gestore (nota prot. n. 0035483/2023 del 28/06/2023) un elenco di documenti da fornire che sono stati oggetto di analisi nel corso della verifica documentale e successivo approfondimento nel corso delle giornate di sopralluogo.

Di seguito una sintesi delle attività svolte, descritte nel dettaglio nei verbali che costituiscono, come tutti gli allegati, parte integrante di questa relazione.

3.1.1 Serbatoi, Sistemi di contenimento e Pipeways

Il G.I. ha preso visione dello stato di attuazione della prescrizione a) (DM 07 del 08/01/2021 - PIC ID 9797) richiamata al punto 19 del verbale di verifica documentale; in particolare il Gestore ne ha dapprima illustrato lo stato di avanzamento lavori per i serbatoi TK 506, TK 739, TK 733, TK 210, TK 308 e successivamente fornito una relazione puntuale, precisando che la data stimata per il termine lavori potrebbe subire variazioni in funzione di “work scope” successivamente aggiunto, situazioni meteo-climatiche, problematiche afferenti alle ditte che sono impegnate nelle attività manutentive, esigenze di raffineria, etc. Le attività principali previste per il TK 506 sono: installazione "Doppio fondo", attività di manutenzione su tetto e mantello, con installazione tenuta, taratura con dogana e collaudo idraulico se previsto. Il suo rientro in esercizio è previsto a metà gennaio 2024. Le attività principali previste per il TK 739 sono: installazione "Doppio fondo", attività di manutenzione su tetto, con installazione tenuta, taratura con dogana e collaudo idraulico se previsto. Il suo rientro in esercizio è previsto per metà settembre 2024. Le attività principali previste per il TK 733 sono state : installazione "Doppio fondo", attività di manutenzione su tetto, taratura con dogana e collaudo idraulico se previsto. Il suo rientro in esercizio è avvenuto ad aprile 2023. Le attività principali previste per il TK 210 sono: installazione "Doppio fondo", attività di manutenzione su tetto e mantello, con installazione tenuta, taratura con dogana e collaudo idraulico se previsto. Il suo rientro in esercizio è previsto a inizio gennaio 2025. Le attività principali previste per il TK 308 sono: installazione "Doppio fondo", attività di manutenzione su tetto, con installazione tenuta, taratura con dogana e collaudo idraulico se previsto. Il suo rientro in esercizio è previsto per metà luglio 2024.

In merito alla verifica della prescrizione g) (DM 07 del 08/01/2021 - PIC ID 9797) richiamata al punto 20 il Gestore ha illustrato la metodologia utilizzata per la programmazione delle visite da interno per i serbatoi atmosferici di stoccaggio idrocarburi, basata prevalentemente su valutazione RBI. Il G.I. ha acquisito il quadro sinottico per i serbatoi con il riscontro puntuale del piano di rientro delle visite ispettive da interno integrando così le informazioni riportate in forma aggregata nella tabella 12.1. presente nel rapporto annuale esercizio 2022. Il Gestore ha rappresentato che in merito all’ottemperanza della prescrizione g), è attualmente pendente presso il TAR Sicilia sez. Catania il ricorso avverso il DM 7 del 8/1/2021.

In relazione allo stato di attuazione della condizione n.1 scaturita dal controllo AIA 2022 sulla modalità di attuazione del monitoraggio sottosuolo fondo serbatoi tramite test “trace seeker®” il Gestore in sede di verifica documentale ha riferito che i prossimi test previsti per l’anno corrente e quelli successivi verranno effettuati secondo quanto riportato nella condizione n.1.

In sede di sopralluogo il GI si è recato presso il serbatoio TK 303 da 25300 m³ contenente virgin nafta per un esame visivo, previa acquisizione delle check list di routine previste dalla norma API 653 App. C. Il livello di riempimento del serbatoio si attestava a 2,4 mt. Per tale serbatoio si è altresì acquisito un certificato di corretta installazione della plastificazione del fondo durante la visita ispettiva da

interno effettuata nel 2019 (lining di 800 μm), oltreché foto digitali dello stesso. **Non si rilevano criticità.**

Integrazioni post controllo ordinario sulle modalità tecniche di attuazione prescrizioni relative al Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) relativo al procedimento ID 84/9797- DM 07 del 08/01/2021 e ID 4/10197 DM 45 del 26/01/2021.

Sonatrach Raffineria Italiana SRL in riscontro alla comunicazione di verifica di ottemperanza richiesta da ISPRA con nota Prot. N. 0052223/2023 del 02/10/2023, in data 3 novembre 2023 ha fornito le informazioni di seguito riportate.

Per quanto riguarda l'adeguamento dei bacini di contenimento sono state fornite nel dettaglio le modalità attuative dell'adeguamento per ciascun serbatoio, ovvero il tipo di impermeabilizzazione e sua estensione con le norme di riferimento adottate; in particolare nella scelta della soluzione dell'anello di contenimento sono stati esplicitati i criteri adottati per il suo dimensionamento e le norme tecniche di riferimento adottate, comprensiva dell'analisi di rischio effettuata con i relativi criteri per definire ciascuna soluzione adottata.

Di seguito si riporta in Tabella 1 lo stato attuativo per i 31 serbatoi con "rischio accettabile con riserva" di cui alla prescrizione c) del PIC ID 84/10197 allegato al DM 45 del 26 gennaio 2021.

Categoria omogenea di prodotto adottata per Analisi di Rischio	Area di stoccaggio	Sigla Serbatoio	Note
Gasolio	Area pontili	928	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		929	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
	Area Stoccaggi E	720	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		906	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		D-4060	Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Benzine e nafta	Off-site	301	Adeguamento previsto entro 2025
		303	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		315	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
	Area Pontili	304	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		325	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
	Area Stoccaggi E	416	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		417	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		421	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		428	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		431	Adeguamento previsto entro 2025
		432	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		433	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
	Area stoccaggi N	515 (*)	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		302	Adeguamento previsto entro 2025
		308 (*)	Rilevamento livello di riempimento del serbatoio Corona circolare pavimentata

	Area stoccaggi N	438	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		713 (*)	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Gasoli	Offsite	707	Canalina circonferenziale Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
	Area Marcellino	510	Adeguamento previsto entro 2025
Chemicals	Area Impianti (CPX B, C, Lubel, Utilities)	301	Argine costituito da cordolo Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		1256	Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		1257	Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
		CTW1/2 (acido)	Argine costituito da cordolo Pavimentazione
		CTW1/2 (ipoclorito)	Argine costituito da cordolo Pavimentazione
		CTW5 (acido)	Argine costituito da cordolo Pavimentazione
		CTW5 (ipoclorito)	Argine costituito da cordolo Pavimentazione

Tabella 1 – Stato attuativo dei serbatoi con “rischio accettabile con riserva” – Prescrizione c)

(*) serbatoi attualmente fuori servizio

Con riferimento al gruppo di serbatoi rientranti in Prescrizione b), di cui in Tabella 2 si riporta l'elenco e la modalità attuativa; tutti i serbatoi sono dotati di pavimentazione in calcestruzzo, come da comunicazioni del 19 aprile 2019 inviata al Ministero in fase istruttoria del PIC 84/10197.

Reparto	Sigla Serbatoio	Stato di utilizzo al 24/10/23	Capacità (m³)	Destinazione d'uso	Presidi di monitoraggio / captazione eventuali perdite
Cpx B	4	Temporaneamente fuori servizio	132	SODA	Argine costituito da cordolo Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Cpx B	17	In servizio	67	SODA	Argine costituito da cordolo Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Cpx B	301	In servizio	95	ACIDO SOLFORICO	Argine costituito da cordolo Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Cpx B	851	In Servizio	256	MEA	Argine costituito da cordolo Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Cpx B	854	Temporaneamente fuori servizio	511	ZOLFO	Argine costituito da cordolo Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Cpx B	855	In Servizio	501.5	ZOLFO	Argine costituito da cordolo Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Lube 2	2	Temporaneamente fuori servizio	1900	NMP	Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Lube 2	3	In servizio	1650	NMP+ACQUA	Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Lube 2	4	in servizio	1533	NMP+ACQUA	Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Lube 2	10	Temporaneamente fuori servizio	867	SOLVENTE + LUBRIFICANTI	Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Lube 1	301	In servizio	90	STOCCAGGIO ADDITIVI PDU	Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Lube 1	302	In servizio	18.8	STOCCAGGIO ADDITIVI PDU	Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Lube 1	303	In servizio	18.8	STOCCAGGIO ADDITIVI PDU	Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Lube 1	304	In servizio	42	STOCCAGGIO ADDITIVI PDU	Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Lube 1	305	In servizio	52	STOCCAGGIO ADDITIVI PDU	Argine costituito da cordolo Pavimentazione Rilevamento livello di riempimento del serbatoio
Lube 1	401	In servizio	600	NMP	Rilevamento livello di riempimento del serbatoio Pavimentazione
Lube 1	402	In servizio	600	NMP	Rilevamento livello di riempimento del serbatoio Pavimentazione

Tabella 2 – Stato attuativo dei serbatoi *Onsite* – Prescrizione b)

In merito alla richiesta di ISPRA (*“Per quanto riguarda invece l'adeguamento dei fondi dei serbatoi come richiesto dalla prescrizione c) del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) parte integrante del DM 07 del 08/01/2021 per numero 8 serbatoi all'anno, si richiede di illustrare lo stato di attuazione puntuale per ciascun anno in forma documentale delle stesse a decorrere dal 2021 fino a settembre 2023. Per i serbatoi posti fuori servizio in adempimento alla prescrizione c) suddetta si richiede apposita certificazione di avvenuta bonifica, corredata dei rapporti dei più recenti controlli non distruttivi prima della messa in fuori servizio. Per i serbatoi per cui è stato previsto l'adeguamento dei fondi, riportati in tabella a pag. 24 del PIC, si richiedono informazioni in merito al criterio adottato per definire la priorità degli interventi, un riscontro puntuale degli esiti dell'analisi di rischio attuata per ciascun serbatoio e la normativa adottata tra quelle di riferimento (API 580-581 / API RP 580, API RP 581, API 571, API 653, UNI EN 16991 del 2018)”*), Sonatrach ha riscontrato che nel corso del procedimento in oggetto la lista di serbatoi di cui alla prescrizione c) si è progressivamente aggiornata sulla base:

- della prescrizione a), che ha introdotto una taglia minima di serbatoi con obbligo di adeguamento (pari a 6.000 m³);
- della prescrizione a1), che rinvia al Gestore la facoltà di far condurre uno studio ad ente terzo qualificato “che dimostri in che misura, a temperatura ambiente, le perdite dei prodotti petroliferi (NDR: con viscosità superiore a 12°E a 50°C) siano rese improbabili dalla solidificazione (bassa fluidità) degli stessi”, ottemperata con lo studio trasmesso in data 6 agosto 2021 a codesto spett. le Ente di Controllo;
- degli interventi effettuati nel corso degli anni sui serbatoi rientranti nell’ambito di applicazione della prescrizione 46 del PIC dell’AIA vigente.

In merito alla richiesta inerente “*lo stato di attuazione puntuale per ciascun anno in forma documentale delle stesse a decorrere dal 2021 fino a settembre 2023*”, viene riportata una tabella di sintesi in cui si mostra, per ciascun anno a partire dal 2019 (per completezza), l’elenco dei serbatoi posti fuori servizio per adeguamento alla Prescrizione 46 o il cui servizio è stato modificato, come da pregressa comunicazione, così rendendoli non più soggetti alla prescrizione stessa (sono evidenziati in *blu corsivo* in tabella).

2019	2020	2021	2022	2023
435	708	<i>904</i>	506	437
505	213	606	739	713
706		664	733	754
301		428	210	
		674	308	
		<i>(*) 677</i>	<i>317</i>	
		<i>(*) 682</i>		

Tabella 1 – Serbatoi oggetto della Prescrizione 46 posti fuori servizio o esclusi dalla Prescrizione per cambio servizio

(*) Serbatoi su servizio temporaneo acque reflue [cfr. Sinottico allegato al Rapporto Annuale 2022, nel quale lo stato di utilizzo riportato è “Fuori servizio (acque reflue)”] per contenimento delle stesse in caso di eventi meteorici eccezionali. Si veda anche paragrafo § 3.2.

Per completezza, viene riportato inoltre il quadro totale dei serbatoi posti fuori servizio per manutenzione negli anni in esame; in grassetto sono evidenziati quelli già citati nella Tabella 1, mentre i rimanenti sono stati posti fuori servizio attuando esigenze legate a RBI.

2019	2020	2021	2022	2023
435	708	904	506	437
505	213	606	739	713
706	727	664	733	754
301	431	428	210	707 (**)
929	611	674	308	512 (**)
401 Lube1	637	305 Lube1	2 Lube1	514 (**)
408	662	510 (**)	729	515
613	670	514 (**)	666 (*)	804
683	910	433	518 (**)	310
702	513	410	410	304 Lube1
722	719	720		
	503	602		
	726			

Tabella 2 – Serbatoi posti fuori servizio per manutenzione/ispezione

(*) Serbatoio che ha subito un cambio servizio rimanendo al di fuori dell'ambito di applicazione della prescrizione 46.

(**) Serbatoi soggetti ad attività di ispezione interna per esigenze di qualità del prodotto.

In merito alla richiesta ISPRA “Per i serbatoi posti fuori servizio in adempimento alla prescrizione c) suddetta si richiede apposita certificazione di avvenuta bonifica, corredata dei rapporti dei più recenti controlli non distruttivi prima della messa in fuori servizio” Sonatrach fornisce in allegato le certificazioni Gas Free rilasciate dal Chimico di Porto relative ai serbatoi 606, 664, 428, 674, 506, 739, 733, 210, 308, 437 e 713, posti fuori servizio dal 2021 in avanti come illustrato in Tabella 1. Viene specificato che il serbatoio 754 è tuttora in bonifica, motivo per cui non si dispone ad oggi di certificazione Gas Free.

I serbatoi 677, 682, 517 e 904 sono/saranno oggetto di cambio servizio come da tabella seguente (Tabella 3) e sono pertanto usciti dal campo di applicazione della Prescrizione 46 ai sensi della Prescrizione a) del PIC ID 84/9797:

Serbatoio	Servizio Precedente	Servizio attuale	Data comunicazione
517	Petrolio	Effluenti di Raffineria	5 ottobre 2022
677	Oli Lubrificanti	Effluenti di Raffineria	6 giugno 2022
682	Oli Lubrificanti	Effluenti di Raffineria	6 giugno 2022
904	Slop pesanti	In bonifica ¹ (al rientro: Effluenti di Raffineria)	4 agosto 2021 (Comunicazione di inizio bonifica)

Tabella 3 – Comunicazioni di cambio servizio o di inizio bonifica ²

¹ Si rappresenta che il TK904, come da comunicazione del 12 novembre 2021 inviata, *inter alia*, a MITE e ISPRA, è rientrato in servizio “Effluenti di Raffineria” per gestione eventi meteorologici avversi; le operazioni di bonifica sono successivamente riprese a far data da aprile 2023.

² Le comunicazioni di inizio bonifica sono inviate agli enti locali e ARPA Sicilia ai sensi del Decreto Assessoriale del 14 giugno 2006 (pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Regione Siciliana del 18 agosto 2006, Parte 1, n. 39). Le comunicazioni di cambio servizio sono inviate a MASE e ISPRA ai sensi della Prescrizione e) del PIC ID 84/9797 del 2021.

I rapporti dei più recenti Controlli Non Distruttivi inerenti il fondo, eseguiti sui serbatoi 606, 664, 428, 674, 506, 739, 733, 210, 308, 437, 713, 754 prima della messa fuori servizio sono resi disponibili da Sonatrach in allegato. **Non ci sono criticità da segnalare.**

In merito alla richiesta ISPRA seguente *“Per i serbatoi per cui è stato previsto l’adeguamento dei fondi, riportati in tabella a pag. 24 del PIC, si richiedono informazioni in merito al criterio adottato per definire la priorità degli interventi, - omissis - e la normativa adottata tra quelle di riferimento (API 580-581 / API RP 580, API RP 581, API 571, API 653, UNI EN 16991 del 2018)”* Sonatrach fornisce in allegato quanto di seguito riportato:

- *“Tank Equipment Strategy”* una relazione descrittiva del processo di Equipment Strategy e di Risk Based Inspection applicate al parco stoccaggi di Raffineria, con riferimento allo sviluppo della strategia ispettiva e manutentiva dei fondi. In essa sono richiamati i seguenti documenti anch’essi allegati :
 - Procedura di Sicurezza PS-42, relativa a *“Sviluppo Equipment Strategy e gestione integrità meccanica”*;
 - Procedura di Sicurezza PS-35, relativa a *“Analisi e valutazione del rischio”*;
 - *“Equipment Degradation Document 653”*, estratto dal manuale ExxonMobil TMEE062 relativo a *“Corrosion of above ground tank bottoms”*;
 - Relazione *“Studio di valutazione dell’impatto a seguito di perdita accidentale dal fondo”* emessa da Golder Associates Srl in data 26 giugno 2020 .

In merito alla richiesta seguente *“Per i serbatoi per cui è stato previsto l’adeguamento dei fondi, riportati in tabella a pag. 24 del PIC, si richiedono – omissis – un riscontro puntuale degli esiti dell’analisi di rischio attuata per ciascun serbatoio”*, Sonatrach allega infine, in formato Excel e pdf , *“Sinottico integrato per serbatoi ricadenti nella prescrizione 46 aggiornato al 3/11/2023, il cui contenuto è descritto al paragrafo § 2.4 dell’Allegato 5 fornito. **Non ci sono criticità da segnalare.***

3.1.2 Malfunzionamenti ed eventi incidentali di rilievo

Il G.I. ha effettuato un approfondimento tecnico in merito all’evento comunicato da Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l., ovvero a far data dal 30/01/2023, durante la fase di fermata programmata delle sezioni Light-ends & CO-Boiler dell’impianto FCCU per l’effettuazione di controlli/interventi manutentivi si è presentato il malfunzionamento del sistema di riscaldamento del catalizzatore dell’impianto FCCU con conseguente incremento nell’emissione di monossido di carbonio dai fumi dell’impianto.

Dall’occorrenza dell’evento, sono state poste in atto azioni operative/manutentive che hanno consentito di mettere in servizio il sistema ausiliario di riscaldamento del catalizzatore, così da ridurre drasticamente la concentrazione di CO nei fumi. Con nota acquisita al prot. ISPRA 6591 del 08/02/2023 viene comunicata la conclusione dell’evento di malfunzionamento in data 5/2/2023,

contestualmente alla fine dell'assetto emissivo particolare, con trasmissione di relazione tecnica relativa alle effettive emissioni occorse durante il malfunzionamento, alle cause di radice dell'evento e alle relative azioni correttive intraprese.

In concomitanza con l'inizio dell'assetto summenzionato, in data 30/01/2023, si sono verificati malfunzionamenti di tale sistema di riscaldamento, con difficoltà di mantenimento delle adeguate condizioni di funzionamento di alcuni degli iniettori di "torch oil", che una successiva analisi tecnica ha individuato essere legati ad un inaspettato fenomeno di ostruzione delle canne di alimentazione. Per risolvere la problematica sono state effettuate anche operazioni di disostruzione degli iniettori del torch-oil mediante l'utilizzo di sistemi di flussaggio ad alta pressione (per quanto realizzabili con impianto in marcia), che hanno portato ad un parziale recupero della funzionalità del sistema. In parallelo con le attività manutentive sono state immediatamente eseguite variazioni dei parametri operativi per contenere le emissioni di CO, andando ad agire sulla portata di aria di combustione e sull'incremento, entro il range ammissibile, di iniezione di specifico additivo finalizzato all'abbattimento di CO. Si è anche proceduto ad iniezione parziale di fuel gas con "bruciatore ausiliario" per regolare temperatura del catalizzatore. Per quanto riguarda le emissioni dichiarate nella nota per il malfunzionamento in oggetto la massa complessiva emessa per il CO è stata pari a 34.6 tonnellate. Il G.I. in sede di sopralluogo ha acquisito una relazione tecnica circa la modalità di computo della massa emessa di CO e la stima riportata in tabella sottostante con la relativa modalità di computo delle polveri emesse dal collettore D 505 durante i 7 giorni di assetti emissivi particolari, corredata delle azioni intraprese per prevenire futuri intasamenti degli iniettori di "torch oil".

SME_FCCU_C29_XX_MH					
	Ore	SO ₂ * [mg/Nmc]	NO _x * [mg/Nmc]	CO* [mg/Nmc]	PM** [mg/Nmc]
30 gennaio	15 00.00-23.00	1086.8	101.5	2282.6	713.7
31 gennaio	24 00.00-23.00	144	97	11508	2076
01 febbraio	24 00.00-23.00	712	169	12538	2537
02 febbraio	24 00.00-23.00	44	294	1717	2610
03 febbraio	24 00.00-23.00	153	280	2045	2038
04 febbraio	24 00.00-23.00	235	300	3075	784
05 febbraio	24 00.00-23.00	236	258	926	843

* I valori delle emissioni relative al Flusso 1 sono stati misurati da Lab terzo.

** I valori delle emissioni relative al Flusso 1 sono stati stimati (cfr. sezioni seguenti, punto "PM").

Allo scopo di prevenire l'occorrere di futuri analoghi "tappamenti" del sistema "torch-oil", la Raffineria ha pianificato uno studio di fattibilità inerente modifica del layout dei circuiti di impianto al fine di poter garantire alimentazione della carica con caratteristiche qualitative adeguate a mitigare probabilità di sporcamento, nello specifico garantendo una iniezione di gasolio con flusso e pressione sufficienti in luogo della carica paraffinosa ad oggi utilizzata.

In relazione alla comunicazione di fermata non programmata dell'impianto FCCU (upset impianto) del 15/09/2022 (dalle ore 11:15) che ha determinato il superamento di 5 ton di SO₂ emesse dalla torcia nell'arco delle 24 ore, oltreché del superamento del valore medio giornaliero di zolfo (200 mg/Nm³) espresso come H₂S nella rete gas di raffineria e del VLE giornaliero di SO₂ al camino 40 (caldaia SG 151), che ricade all'interno di 5 sforamenti all'anno ammessi dal decreto AIA di riesame complessivo n. 158 del 08/05/2018, il G.I. ha acquisito in sede di sopralluogo una relazione dettagliata sulle cause dell'upset impianto, oltreché una stima delle emissioni verso il collettore D 505 riportata in tabella sottostante, con la relativa modalità di computo delle stesse nelle fasi di fermata e avvio impianto FCCU.

SME_FCCU_C29_XX_MH					
	Ore	SO ₂ *	NO _x *	CO*	PM**
		[mg/Nmc]	[mg/Nmc]	[mg/Nmc]	[mg/Nmc]
15 Settembre	13 <small>11:00-12:00</small>	104.21	116.75	1328.0	995.25
16 Settembre	24 <small>00:00-23:00</small>	456.4	109.3	62.3	420.6
17 Settembre	09 <small>00:00-08:00</small>	463.5	113.0	59.5	411.9

* I valori delle emissioni relative al Flusso 1 sono stati misurati da Lab terzo.

** I valori delle emissioni relative al Flusso 1 sono stati stimati (cfr. sezioni seguenti, punto "PM")

La causa radice, è stata attribuita al compressore d'aria C581 che si portava in modalità antisurge (apertura di aria di ricircolo) a causa di un'errata manovra, durante l'esecuzione del test sulla strumentazione critica di blocco, da parte del personale di ditta esterna che solitamente opera sulla stessa strumentazione dell'impianto FCCU, causando una effettiva reale bassa portata di aria al rigeneratore R-502; tale personale di ditta contrattrice infatti eseguiva un intervento sullo strumento RZF1538C relativo al sistema antisurge del C581 in luogo dell'intervento pianificato sullo strumento RZF1538B relativo al blocco del sistema FLAC FCCU (test di funzionalità del sistema di emergenza di shut down). L'intervento causava la condizione reale di bassa portata aria al rigeneratore e conseguente necessità di fermata Impianto. Per evitare il ripetersi dell'evento é stata reiterata la raccomandazione, tramite sessioni di formazione specifiche verso la squadra di tecnici strumentisti specializzati della ditta esterna, sull'importanza di seguire le procedure di lavoro specifiche e consolidate per l'esecuzione delle prove strumentali sui sistemi critici di impianto.

3.1.3 Emissioni in atmosfera

- **Applicazione di PEMS (Predictive Emission Measurement System) su emissioni convogliate**

Il G.I. ha effettuato una verifica sui reports degli autocontrolli effettuati nel 2022 sulla strumentazione di calcolo in continuo delle emissioni in atmosfera (PEMS) dei camini n°19-20-21 (FT-T4) e n° 44 (GTC301-lube1) per il parametro NO_x effettuati secondo il decreto 274/2015 (allegato 4 - punto 5.3). Il Gestore ha rappresentato che nel corso del 2022 è stato costruito ed implementato un nuovo modello PEMS relativo al parametro NO_x della GT-301 (punto emissivo E44), a valle della manutenzione occorsa nel mese di Maggio 2022 e dell'installazione di nuova strumentazione (impiegata come input per il nuovo modello) effettuata ai fini di un irrobustimento del modello stesso.

Il G.I. rappresenta che nel 2018 è stata prodotta la specifica tecnica UNI EN/TS 17198 (Emissioni da sorgente fissa- Sistemi predittivi per il monitoraggio delle emissioni -PEMS- Applicabilità, esecuzione e garanzia di qualità). A tal riguardo risulta necessario effettuare le verifiche tecniche sui PEMS presenti in Raffineria seguendo le indicazioni riportate nella suddetta specifica tecnica.

- **Sistema torcia**

In merito alla verifica delle prescrizioni del sistema torce richiamate al punto 14 del verbale di verifica documentale, il G.I. ha preso visione ed acquisito la registrazione dei dati di composizione gas inviati in torcia relativo all'evento del 15/09/2022 (In relazione alla comunicazione Sonatrach acquisita al prot. ISPRA 51038 del 16/9/2022 di fermata non programmata dell'impianto FCCU (upset impianto) del 15/09/2022), ed all'evento di riavvio impianto HF1 del 12 ottobre 2022 (comunicazione Sonatrach acquisita al prot. ISPRA 56487 del 13/10/2022).

E' stata inoltre acquisita la registrazione delle manutenzioni effettuate nel 2022 sul sistema torcia, in particolare gli esiti delle tarature effettuate sui misuratori di portata e gascromatografo.

In fase di verifica documentale e sopralluogo il GI ha verificato la modalità operativa adottata di gestione del sistema torcia in ottemperanza alla condizione n. 3 inerente il controllo AIA 2022 per minimizzare le emissioni in torcia con potere calorifico inferiore (P.C.I.) al di sotto del valore di 11.8 MJ/Nm³, in particolare durante le fermate per manutenzione che prevedono invio di gas al sistema torcia.

Nell'ottica di minimizzare le emissioni da torcia con potere calorifico inferiore a 11.8 MJ/Nm³ in corrispondenza delle operazioni di bonifica/purgaggio con azoto di impianti per fermate pianificate a fini manutentivi, a partire dall'evento di manutenzione straordinaria impianti del terzo quadrimestre 2022 si è proceduto all'effettuazione di test di impianto e all'implementazione delle modalità operative di seguito riportate.

Le particolari condizioni di scarico in candela che occorrono contestualmente alla bonifica impianti tramite purgaggio con azoto, anche in base all'analisi degli eventi occorsi nel 2022 con PCI < 11.8

MJ/Nm³, comportano l'invio in torcia di un gas avente potere calorifico inferiore mediamente più basso rispetto alla composizione media del gas inviato in torcia per gli altri casi previsti dalla prescrizione num. 35 dell'AIA vigente come conseguenza della presenza del gas inerte.

Durante l'esecuzione delle operazioni di purgaggio con azoto e conseguente scarico in candela si è provveduto a:

- 1) minimizzare la portata di azoto alimentato alla torcia andando ad effettuare opportuna pianificazione delle operazioni di bonifica di diverse sezioni di impianto, in maniera da evitare sovrapposizioni di operazioni contemporanee;
- 2) effettuare test di impianto sulla logica di controllo del vapore alimentato alla torcia al fine di migliorare il controllo del parametro "potere calorifico" del gas inviato al sistema torcia stesso durante le operazioni di purgaggio con azoto.

In particolare sono stati effettuati test di modulazione (con conseguente diminuzione) della portata di vapore di accompagnamento alla torcia, al fine di verificare valori progressivamente inferiori di rapporto vapore di accompagnamento/gas inviato in torcia in corrispondenza delle operazioni di purgaggio con azoto, con lo scopo di individuare il set di condizioni atte sempre a garantire una ottimale condizione di "mixing" tra combustibile e comburente nella zona della fiamma ed evitare contestualmente l'abbassamento del potere calorifico al di sotto della soglia di 11.8 MJ/Nm³.

L'obiettivo dell'applicazione automatica per il controllo del vapore inviato in torcia è di mantenere ad un rapporto costante le portate di vapore e di gas alla candela, al fine di garantire ottimali condizioni di combustione anche al variare della portata del gas inviato in torcia.

A seguito dei test effettuati nel terzo quadrimestre 2022 con esito positivo, è stata modificata la logica di controllo della portata di vapore inviata alla torcia per garantire il miglioramento del controllo sul parametro del potere calorifico inferiore. Tale modifica al sistema di controllo è stata efficacemente implementata a partire da Novembre 2022. Si è provveduto a modificare l'applicazione di controllo della portata del vapore inviato in torcia, inizialmente regolata con un rapporto fisso tra portata di gas alimentato in torcia verso portata di vapore, in funzione del potere calorifico della miscela del gas, la cui composizione è misurata in continuo. A seguito della modifica il rapporto tra portata di vapore/gas inviato in torcia viene rimodulato (abbassato) in funzione della composizione del gas inviato in torcia qualora la composizione misurata ("real time") letta con gascromatografo in linea possa comportare un abbassamento del potere calorifico al di sotto della soglia di 11.8 MJ/Nm³.

Contestualmente le operazioni di bonifica apparecchiature vengono programmate cercando di minimizzare per quanto possibile lo scarico di gas inerti presso il sistema torcia.

- **Visita in campo cabina SME e sala controllo**

Il GI ha effettuato un sopralluogo presso la cabina SME dei punti di emissione E42 e E43 dell'impianto Lube 2 e acquisito foto dei display indicanti le misure istantanee dei parametri CO, NO, SO₂, O₂, polveri, portata, Temperatura e O₂ umido. Sono state visionate le bombole con i gas di taratura e richiesti i relativi certificati. **Non si rilevano criticità.**

Nella sala controllo il GI ha preso visione dei dati riportati a video dallo SME dei punti di emissione E42 ed E43 ai quali afferiscono le emissioni convogliate dai gruppi LUBE2F801/2LUBE2-2EFU2 (rispettivamente forni di recupero del solvente F801 ed F802). Il Gestore illustra che entrambi i forni sono multicom bustibile, sono alimentati rispettivamente a Fuel Gas e O.C.D. Inoltre, il forno F802 è

dotato di N. 4 Bruciatori multicom bustibile Low NO_x e i relativi gas di scarico provenienti dallo stesso attraverso n. 3 condotte di convogliamento vanno al forno F801, il quale è dotato di N. 9 Bruciatori multicom bustibile Low NO_x, e da questo, miscelati insieme ai gas di scarico del forno F801, vengono emessi in atmosfera attraverso due camini che costituiscono i punti di emissione E42 ed E43. A video si è preso visione dei valori misurati in continuo degli inquinanti SO₂, NO_x CO, Polveri per ciascuno dei suddetti punti di emissione.

Il Gestore inoltre su richiesta del G.I. fornisce informazioni in merito agli interventi effettuati di installazione di bruciatori a bassa emissione di ossidi di azoto (denominati "Low NO_x") sui forni F801/2 (camini C42 e C43). Il progetto è stato completato, durante la fermata programmata degli impianti ("Turnaround") 2019. Durante tale turnaround è stata realizzata l'installazione di una nuova tecnologia di analizzatori O₂ e CO per ottimizzare la gestione operativa dei forni (N°3 analizzatori di O₂ e CO per l'F801/2). Vengono anche forniti disegni sulla disposizione geometrica dei bocchelli di campionamento per la strumentazione di monitoraggio emissioni, nonché schemi semplificati forno F801 e F802 con relativi parametri di regolazione forni e piante relative alle posizioni delle tubazioni di alimentazione bruciatori con le caratteristiche geometriche dei bruciatori multicom bustibile.

- **Verifica prestazioni ambientali e visita in campo presso il sistema recupero vapori (VRU) al Pontile**

Presso il Pontile 2 è presente l'installazione di un'unità di recupero vapori (VRU) proveniente dalla carica delle navi di prodotti volatili leggeri da entrambi i pontili ed è basata su tecnologia con adsorbimento dei vapori su carboni attivi. Tale unità è collegata al sistema di lavaggio che utilizza alchilato con disposizione finale del prodotto in benzina.

Il processo di recupero vapori avviene in due fasi. La prima fase di trattamento consiste nel far passare la corrente di alimentazione attraverso un letto di carboni attivi che serve a catturare i vapori di idrocarburi mediante adsorbimento sulla loro superficie, consentendo al resto dei vapori privi di idrocarburi di passarvi attraverso e andare in atmosfera. Nella seconda fase, i vapori di idrocarburi adsorbiti vengono poi desorbiti dai carboni attivi usando un sistema di generazione del vuoto (< 100 mbar). Questi vapori di idrocarburi desorbiti vengono quindi sottoposti ad una seconda fase di trattamento (assorbimento) dove vengono recuperati come prodotto liquido per assorbimento in un flusso circolante di alchilato (componente della benzina prodotto dall'unità Alky).

Il G.I. ha acquisito in sede di sopralluogo apposita relazione tecnica di dettaglio sulla modalità di funzionamento del VRU (stralcio manuale operativo) e di verifica della efficienza di recupero COV le finestre operative dei parametri di processo durante l'esercizio con relativi set point; nella stessa relazione sono state riportate le modalità di controllo della efficienza di abbattimento dei carboni attivi, il tipo di manutenzione effettuata sugli stessi e la periodicità di sostituzione. In particolare nel corso del mese di maggio 2023 è stata eseguita la prima visita di manutenzione preventiva da parte di John Zink, fornitore dell'impianto, che ha trovato l'impianto in generale "in good shape", raccomandando di campionare e analizzare i carboni attivi ("VRU is in operation for 5 years which is typical duration for initial carbon check"). La prima sostituzione dei carboni è attesa per l'anno 2028 (10 anni dall'installazione, a meno di diversa indicazione da parte di John Zink).

In relazione al caricamento navi è stato richiesto il rateo di carica massima di prodotti idrocarburici sulle navi per controllare il rilascio di COV in atmosfera e la logica del sistema di gestione (eventuale blocco automatico o manuale di trasferimento prodotto) utilizzato per non fare scattare la PSV sui tank delle navi e la conseguente emissione di COV. Nello specifico, per garantire che le pressioni delle cisterne delle navi in carica non superino le soglie per cui si possa avere apertura delle relative Pressure Safety Valve (PSV), si monitora la pressione sulle linee di adduzione dei vapori in alimentazione al VRU, su cui è settato un allarme di alta pressione a 55 mbarg (PTPI001 / 004 / 011 / 014), al di sopra del quale è previsto l'avviamento dei fan (che potrebbero lavorare anche in bypass). Qualora l'allarme non rientri anche a valle dell'avviamento dei ventilatori, si procede alla riduzione della rata di carica della nave fino alla possibile interruzione delle operazioni di carica. Se si dovesse raggiungere la pressione di 100 mbarg si attiverebbe il sistema di Emergency Shut-Down (ESD) del VRU e le cariche verrebbero immediatamente interrotte dal Personale in Sala Controllo OM&B.

I limiti operativi e le soglie di attivazione dell'ESD vengono condivise con il comando delle navi durante il cosiddetto "pretransfer meeting" che avviene tra la funzione Pontili di Raffineria e il Comando di bordo e in cui viene fornito, ad almeno due posizioni chiave della nave, un "Marine Terminal Notice" relativo ai casi di "Loading Operation with VRL" (vapour return line).

Il GI ha effettuato un sopralluogo presso il VRU del Pontile dove sono stati illustrati da DCS i parametri operativi di un caricamento benzina della nave cisterna Vulcanello M, per il quale sono stati acquisiti i dettagli tecnici durante il caricamento dell'andamento della Pressione dell'adsorber (mbar) e portata carica liquida (mc/hr), della Temperatura top/bottom bed dell'adsorber (degC); i "BERTHS PARAMETERS" e le informazioni relative alla nave "Ship pre-arrival information" che attestano la sua idoneità a ricevere il carico, nonché la lista di controllo sicurezza tra nave e terminale. Al momento del sopralluogo era altresì in fase carica bitume verso una nave cisterna. Per tale caricamento, ai sensi della BAT 52, non è previsto alcun collegamento a VRU.

- **Sistema elettrico di Raffineria. Aspetti ambientali**

Il Gestore in riscontro alla condizione n. 4 relativa al controllo AIA 2022 di ottimizzazione del "Load Shedding System", ovvero la priorità degli stacchi dei carichi elettrici di raffineria alle utenze di processo interne con la minimizzandone anche gli impatti ambientali, a seguito di eventi che impediscono l'importazione di energia elettrica dall'esterno, ha effettuato considerazioni sul Funzionamento dell'attuale sistema Load Shedding System elettrico (LSS), una analisi degli impatti ambientali dell'attuale LSS, riportando le seguenti considerazioni conclusive:

- a) il LSS e i sistemi critici automatici posti a protezione degli impianti sono atti e pienamente adatti allo scopo di escludere la possibilità di eventi incidentali con rilascio non controllato di inquinanti in aria/acqua/suolo;
- b) il sistema "Load Shedding System", che agisce in maniera automatica sul riequilibrio dei carichi elettrici, evita fermate generali di Raffineria all'occorrere di scenari di interruzione di alimentazione esterna, fermata di generatori interni e/o disequilibri. L'intervento di tale sistema incide quindi in maniera positiva sulla salvaguardia dell'ambiente / riduzione degli

impatti ambientali rispetto allo scenario di fermata generale della Raffineria, in particolare sui seguenti aspetti ambientali: o riduzione della portata complessiva del gas bruciato in torcia, sia all'occorrere dell'evento di fermata che per le operazioni successive di bonifica/riavviamento (minor numero di unità che si fermano);

- c) l'attuale sequenza di load shedding garantisce continuità delle barriere poste a protezione e controllo delle emissioni sugli effluenti liquidi di Raffineria; il controllo dei parametri entro i limiti da AIA sugli scarichi S1 ed S2 è pertanto salvaguardato durante l'intervento del LSS;
- d) fermo restando quanto sopra illustrato in ordine alla congruità del load shedding system e dei sistemi critici automatici, la Società conferma che, in linea col processo di miglioramento continuo delle prestazioni dell'impianto, è in corso uno studio di dettaglio il cui completamento è previsto nel corso del 2023; tale studio è volto all'individuazione di eventuali ulteriori ottimizzazioni.

In merito al sistema elettrico di raffineria, per quanto attiene agli aspetti ambientali correlati, il G.I. in sede di sopralluogo ha acquisito una relazione sulle ulteriori ottimizzazioni individuate su LSS "Load Shedding System", che agisce in maniera automatica sul riequilibrio dei carichi elettrici gestendone le utenze. In particolare allo stato attuale dello studio sono state identificate alcune possibili modifiche riguardanti diverse utenze:

- per quelle per cui è stato individuato un impatto ambientale diretto o indiretto, potenziale o certo, conseguenti alla fermata e/o al successivo riavviamento, si è valutato l'innalzamento di priorità nell'LSS (in altri termini, in una sequenza di stacco carico fermeranno più tardi/con probabilità di fermata conseguente ad intervento LSS pertanto inferiore);
- per quelle per cui non è stato invece individuato (o si è ritenuto non significativo) un impatto ambientale conseguente alla disenergizzazione, si è valutato l'abbassamento di priorità nell'LSS (ovvero, in una sequenza di stacco carico fermeranno prima/con probabilità di fermata conseguente ad intervento LSS pertanto superiore).

Le principali modifiche ad oggi identificate e sottomesse per commenti all'Organizzazione interna di Raffineria:

- utenze per cui si propone un innalzamento di priorità nel LSS

- motopompe a servizio dell'impianto SWS
- alcuni trasformatori del Precipitatore Elettrostatico (ESP) dell'FCCU
- motopompe a servizio di pozzetti appartenenti al sistema di gestione delle acque reflue e della Storm Water
- motopompe di trasferimento dell'acqua in uscita dalle vasche API verso i TK di equalizzazione
- compressori di recupero del Flare Gas

- utenze per cui si propone un abbassamento di priorità nel LSS

- motopompe a servizio di trasferimenti tra serbatoi o blending
- motopompe a servizio dell'impianto di desolfurazione R1
- motopompe a servizio dell'impianto di distillazione sottovuoto VPS1
- motopompe a servizio dell'impianto di estrazione paraffine con chetone MEK

- motopompe/compressori a servizio dell'impianto di reforming catalitico R4

- **Emissioni odorigene**

Il GI in sede avvio attività di controllo ha richiesto il report completo della campagna di monitoraggio degli odori effettuata nel 2022 comprensivo del calcolo delle ricadute al suolo mediante modello CALPUFF condotta dal Politecnico di Milano (Laboratorio Olfattometrico) citato nello sheet 10-odori del reporting annuale esercizio 2022, che il Gestore ha trasmesso, con nota acquisita al prot. ISPRA 37522 del 07/07/2023, di cui sotto si riporta un estratto.

Si è suddiviso lo scenario emissivo globale dell'impianto in sei diversi sotto-scenari al fine di comprendere quali siano le aree più impattanti e contemporaneamente rendere maggiormente gestibili i tempi di calcolo. I risultati di tale simulazione per lo scenario globale dell'impianto sono riportati nella tabella sottostante.

ID	Descrizione	C ₉₅ scenario globale [oue/m ³]	C _{media} scenario globale [oue/m ³]
R_1	Abitazione Sud-Ovest Impianto	0.39	0.03
R_2	Abitazione Nord Impianto	0.46	0.05
R_3	Liceo Ginnasio Megara - Augusta (SR)	0.44	0.04
R_4	Ufficio Postale - Augusta (SR)	0.40	0.04
R_5	Abitazione Augusta (SR)	0.52	0.05

Tabella 16. Concentrazioni di odore, al 98° percentile e medie annuali, calcolate nei recettori discreti considerati per lo scenario globale dell'impianto.

7.7. RISULTATI SCENARIO GLOBALE DI IMPATTO: 98° PERCENTILE

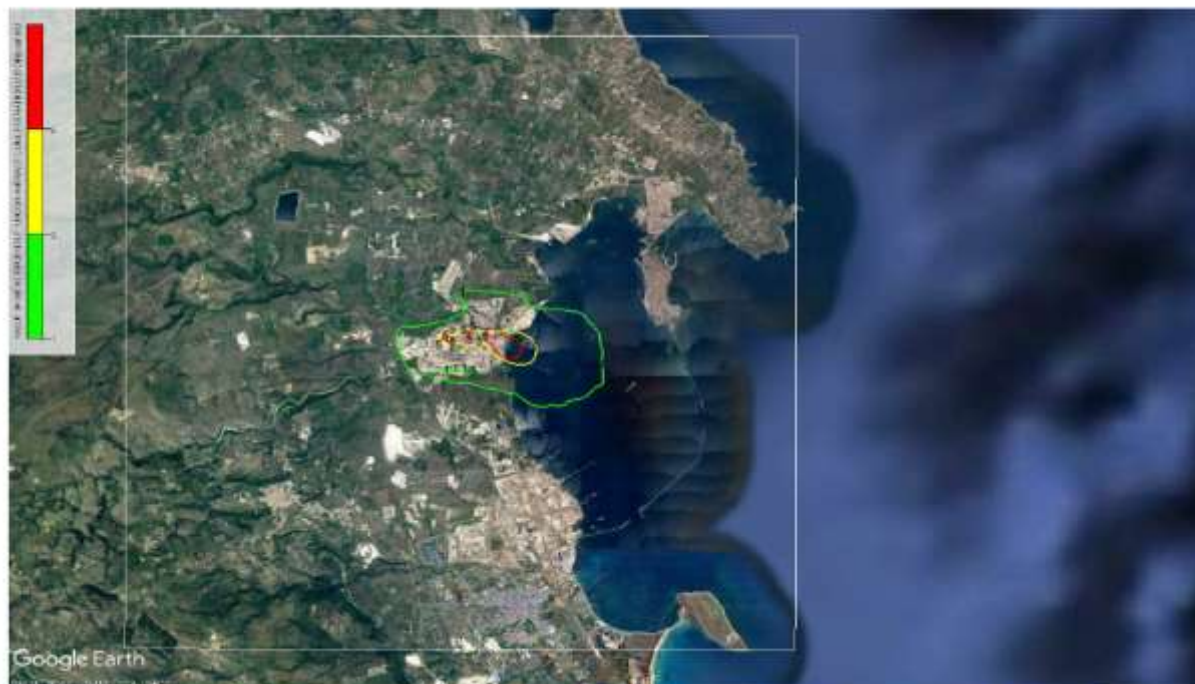


Figura 41. Concentrazione di odore al 98° percentile, sul dominio di simulazione, per lo scenario emissivo globale dell'impianto.

Per quanto riguarda l'odore, attualmente, in Italia, non esistono riferimenti nazionali che riportino limiti di accettabilità in immissione. Tuttavia la linea guida di Regione Lombardia (DGR 15 febbraio 2012 – n. IX/3018) prevede che, sulla base della modellazione della dispersione dell'odore "dovranno essere redatte mappe di impatto nelle quali devono essere evidenziati i valori corrispondenti a 1, 3 e 5 ouE/m³ del 98° percentile su base annuale delle concentrazioni orarie di picco di odore risultanti dalle simulazioni.

Il G.I. ha altresì visionato il report 2022 relativo al Sistema NOSE (Network for odour sensitivity) operativo nell'Area ad Elevato Rischio di Crisi Ambientale di Siracusa che coinvolge la popolazione nella segnalazione delle molestie olfattive. Da tale report è emerso che il comune da cui è pervenuto il maggior numero di segnalazioni è Augusta, ovvero il 52,7 % del totale delle segnalazioni (2377) tra Augusta, Floridia, Melilli, Priolo e Siracusa. La tipologia di odore maggiormente percepita è stata quella di idrocarburi e l'incidenza delle molestie olfattive è stata giudicata molto forte per il 48% delle segnalazioni nell'AERCA di Siracusa.

Alla luce di quanto sopra il G.I. ritiene pertanto che sia necessario effettuare una campagna di indagini in campo per la determinazione dell'impatto olfattivo, mediante l'applicazione della norma UNI EN 16841-2:2017, con la finalità di convalida del modello di dispersione dell'odore utilizzato, oltrechè un'indagine in campo della durata di un anno mediante l'applicazione della norma UNI EN 16841-1:2017 al fine di ottenere una mappa di esposizione ad odori riconducibili ad un area selezionata nel territorio circostante la Raffineria.

3.1.4 Programma LDAR

Il GI ha preso visione del database relativo ai monitoraggi effettuati nel 2022 sull'unità Lube 2 il cui censimento delle sorgenti di VOC ha riportato n. 32725 punti; in tale censimento sono presenti tutti i componenti le cui linee contengono sostanze idrocarburiche indipendentemente dalla tensione di vapore.

Per quanto riguarda il 2022 sono risultate fuori soglia 10 sorgenti. Sono stati illustrati i valori dei fuori soglia monitorati ed i monitoraggi effettuati dopo la riparazione, e l'eventuale differimento della riparazione per impossibilità di effettuare la stessa durante la marcia dell'impianto. **Non si rilevano criticità.** Per quanto riguarda il monitoraggio per il 2023, tale viene effettuato sul 100 % dei componenti (235352) su base annuale con metodo EPA 21 (FID), pertanto allineato alla condizione n.2 scaturita dal controllo AIA 2022 sulla modalità di attuazione del protocollo LDAR. Il Gestore in sede di verifica documentale ha riferito che la campagna estensiva LDAR 2023, in corso di attuazione, viene effettuata attraverso l'applicazione del metodo EPA 21 (FID) per tutte le sorgenti identificate nel protocollo LDAR ad esclusione di quelle difficilmente raggiungibili per le quali verrà utilizzato il metodo OGI.

Il G.I. in sede di sopralluogo ha acquisito la specifica tecnica della strumentazione utilizzata nel 2022 e 2023 per attuare il protocollo LDAR e gli esiti delle tarature effettuate sulla stessa. **Non si rilevano criticità.**

3.1.5 Scarichi idrici

Il G.I. in sede di sopralluogo ha acquisito i RdP relativi al controllo semestrale, relativi al 2022 ed al primo semestre 2023, degli scarichi S1 (acque di raffreddamento e acque neutralizzate impianti DEMI) con recapito in mare, ingresso acqua mare ed S2 (acque reflue industriali di processo, industriali di raffreddamento e di dilavamento) con recapito all'impianto di trattamento consortile IAS, previo trattamento nelle vasche API. Il laboratorio incaricato dei campionamenti e della analisi è SGS Italia SpA, certificato di accreditamento LAB n° 0080L. **Dalla verifica degli stessi emerge la conformità ai valori limite di emissione alla Tabella 3 allegato V parte terza del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. per lo scarico S1 ed il rispetto dei limiti di accettabilità all'impianto di trattamento consortile IAS (Range/Valore max) , fissati nel contratto di utenza IAS per l'anno 2023.**

In data 25 luglio 2023 ARPA Sicilia ha effettuato un campionamento medio composito di tre ore su acque reflue industriali presso lo scarico S2, prima della immissione al collettore dell'impianto consortile gestito dalla Società IAS. Durante il campionamento sono stati acquisiti i valori di portata oraria, pH e temperatura.

Dalla disamina della documentazione e per i parametri ricercati (rif. Rapporto di Prova ARPA Sicilia n°: 202305352.01 del 12/9/2023), non si sono riscontrati superamenti ai valori di concentrazione limite fissati di cui al regolamento di fognatura, per lo scarico S2.

3.1.6 Rifiuti

Il G.I. ha effettuato un sopralluogo presso le aree utilizzate per il deposito temporaneo dei rifiuti prodotti dalla raffineria di seguito elencate:

- Deposito rifiuti speciali pericolosi e non, ubicato in area denominata “TK 904”;
- Deposito rifiuti rottami ferrosi, ubicato in area denominata “Parco Rottami”;
- Deposito rifiuti pericolosi “Oli Esausti”, ubicato in area denominata “ex imp. R3”.

La società ha esibito le “schede di giacenza mensile” aggiornate al 30 giugno 2023, relative ad ogni deposito, come previsto dal PMC vigente, ed ha altresì fornito le giacenze complessive aggiornate al 24 luglio. La suddetta documentazione è acquisita in allegato.

Ognuna delle aree si presentava pavimentata, recintata, cordolata e dotata di sistema di raccolta delle acque incidenti collettato alla fogna oleosa di raffineria. Il varco d'ingresso, segnalato con apposita cartellonistica, risulta chiuso tramite cancello con lucchetto e le aree sono dotate di sistemi antincendio (estintori carrellati, ecc.). Al momento del sopralluogo il “Parco Rottami” risulta privo di rifiuti. I rifiuti riscontrati nei restanti depositi si presentavano imballati in fusti da 200 L, big-bag e cisternette da 1 mc poste su appositi bacini di contenimento. Si precisa che è stato verificato il ripristino della tensostruttura nell'area denominata “TK 904”, che nel sopralluogo del 2022 risultava danneggiata a causa di eventi meteo climatici avversi occorsi a fine 2021. **Ad esito del sopralluogo non sono emerse criticità da rilevare.** Il G.I. ha inoltre verificato la Gestione amministrativa dei seguenti rifiuti presi a campione: EER 161001*, EER 170405, EER 050106*, EER 170101. **Ad esito di tale verifica non sono emerse criticità da rilevare.**

3.2 Risultanze e relative azioni da intraprendere

Per effetto dell'attività di controllo sono state individuate alcune condizioni per il Gestore (*se applicabile*), indicate nei verbali di cui sopra o emerse nel corso degli approfondimenti successivi.

In particolare:

1. **Unità cracking catalitico a letto fluido (FCCU)** : allo scopo di prevenire l'occorrere di futuri “tappamenti” del sistema “torch-oil” rispetto a quanto avvenuto in data 30 gennaio 2023, la Raffineria ha pianificato uno studio di fattibilità inerente modifica del layout dei circuiti di impianto al fine di poter garantire alimentazione della carica con caratteristiche qualitative adeguate a mitigare probabilità di sporcamento, nello specifico garantendo una iniezione di gasolio con flusso e pressione sufficienti in luogo della carica paraffinosa ad oggi utilizzata. Il GI richiede al Gestore nei tempi tecnici strettamente necessari gli esiti di tale studio, comprensivi dei tempi necessari all'adeguamento suddetto;

2. **Applicazione di PEMS (Predictive Emission Measurement System) su emissioni convogliate:**
Il G.I. rappresenta che risulta necessario effettuare le prossime verifiche tecniche sui PEMS presenti in Raffineria seguendo le indicazioni riportate nella specifica tecnica UNI EN/TS 17198 (Emissioni da sorgente fissa- Sistemi predittivi per il monitoraggio delle emissioni -PEMS- Applicabilità, esecuzione e garanzia di qualità);
3. **Emissioni Odorigene:** il G.I. rappresenta la necessità di effettuare una campagna di indagini in campo per la determinazione dell'impatto olfattivo originato dall'esercizio della Raffineria, mediante l'applicazione della norma UNI EN 16841-2:2017, con la finalità di convalida del modello di dispersione dell'odore utilizzato CALPUFF, oltrechè un'indagine in campo della durata di un anno mediante l'applicazione della norma UNI EN 16841-1:2017 al fine di ottenere una mappa di esposizione ad odori riconducibili ad un'area opportunamente selezionata nel territorio circostante la Raffineria;
4. **Scarichi idrici:** Il G.I. rappresenta la necessità di integrazione del protocollo analitico agli scarichi idrici per i parametri MTBE, ETBE, IPA e AzoMetilPirrolidone (NMP);

Tali condizioni vengono comunicate al Gestore contestualmente alla trasmissione del presente rapporto.

Per effetto dell'attività di controllo non sono state accertate, alla data del presente Rapporto, violazioni del decreto autorizzativo in epigrafe.

Il presente Rapporto conclusivo, redatto ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 5, contiene i pertinenti riscontri in merito alla conformità dell'installazione alle condizioni di autorizzazione e le conclusioni riguardanti eventuali azioni da intraprendere.

Si riporta di seguito una tabella riepilogativa degli esiti dell'attività di controllo.

Date attività di controllo	Dal 14 luglio al 27 luglio 2023 14 luglio 2023 (VDC documentale)
Data visita in loco	25, 26 e 27 luglio 2023 (sopralluogo e chiusura controllo ordinario)
Data chiusura attività controllo	27 luglio 2023
Campionamenti	SI
Superamento eventuali diffide precedenti	non applicabile
Violazioni amministrative	NO
Violazioni penali	NO
Accertamento violazioni e proposta di diffida	non pertinente
Condizioni per il Gestore	SI

4 Allegati

1. Verbale di verifica documentale
2. Verbale di sopralluogo e chiusura controllo
3. RdP_202305352.01 ARPA Sicilia