

Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. con socio unico

Augusta, 6 Agosto 2021

Spett.le

ISPRA

Via Vitaliano Brancati, 48

00144 ROMA

(PEC – protocollo.ispra@ispra.legalmail.it)

p.c. Spett.le

**MINISTERO DELLA TRANSIZIONE
ECOLOGICA – DG CreSS**

Via Cristoforo Colombo, 44 00147 - Roma

(PEC – CRESS@pec.minambiente.it)

OGGETTO: Provvedimento n. DM 07 dell'8 gennaio 2021 di riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto n. 158 dell'8 maggio 2018 alla società Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. per l'esercizio della raffineria situata nei Comuni di Augusta e Melilli (SR) - PIC ID 84/9797 – Riscontro alle prescrizioni c) e g)

Con riferimento al provvedimento in oggetto ricevuto con nota prot n. 0010603 del 02/02/2021 e pubblicato in Gazzetta Ufficiale n.31 del 06/02/2021, si trasmette in allegato documentazione relativa alle prescrizioni c) e g) del PIC ID 84/9797 allegato al DM di cui in oggetto.

Si fa presente che la suddetta documentazione contiene alcune informazioni di proprietà della Società nonché alcune informazioni sensibili ai sensi della normativa a tutela della concorrenza e del mercato la cui diffusione, anche tramite la semplice pubblicazione su siti web, potrebbe, tra l'altro, integrare violazioni delle disposizioni della normativa medesima. Si prega pertanto di ritenere tale documentazione riservata evitando la pubblicazione della stessa su siti istituzionali.

Inoltre la presente comunicazione non costituisce acquiescenza al provvedimento in oggetto, impugnato con ricorso pendente al TAR Catania RG 627/2021.

Restando a disposizione per eventuali chiarimenti, si coglie l'occasione per porgerVi i più cordiali saluti.

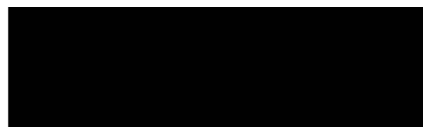
Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l.

con socio unico

Raffineria di Augusta

Per il Gestore pro-tempore

Ing. Stefano Rossetti



Raffineria di Augusta
Contrada Marcellino
C.P. 88 - 96011 Augusta (SR)

Deposito Augusta
S.P. Ex S.S.114 Km.135,415
96011 – Augusta (SR)

Deposito Palermo
Via Messina Marine, 813
90121 Palermo (PA)

Deposito Napoli
Via Nuova delle Brece, 127
80147 – Napoli (NA)

Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. con socio unico
soggetta ad attività di direzione e coordinamento
da parte di Sonatrach Petroleum Investment Corporation B.V.
Sede Legale Via Alessandro Manzoni n.38
Cap 20121 – Milano
Capitale sociale di Euro 500.000.000,00 int. vers.
N.REA: MI-2529184
P.IVA/C.F.: 10410680960

Relazione in merito alle prescrizioni c) e g) del PIC ID 84/9797 allegato al DM 07 dell'8 gennaio 2021 di riesame dell' Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto n. 158 dell'8 maggio 2018 alla Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. per l' esercizio della Raffineria situata nei Comuni di Augusta e Melilli (SR)

INDICE

Premessa	3
1. Riscontro alle prescrizioni c) e g) del PIC ID 84/9797	4
2. Considerazioni conclusive	13

Premessa

Il presente documento ha lo scopo di riscontrare le prescrizioni c) e g) del PIC ID 84/9797 allegato al DM 07 dell'8 gennaio 2021 di riesame dell' Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto n. 158 dell'8 maggio 2018 alla società Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. per l'esercizio della Raffineria situata nei Comuni di Augusta e Melilli (SR), pubblicato in GU n.31 del 06/02/2021.

Si rappresenta inoltre che è attualmente pendente presso il TAR Sicilia, sez. Catania, il ricorso presentato dalla Sonatrach Raffineria Italiana S.r.l. (la “Società”) avverso le disposizioni del PIC ID 84/9797 pertanto la Società, al solo fine di evitare eventuali contestazioni, sottopone a codesta spettabile Amministrazione il presente documento, nelle more della definizione della controversia nel merito. Ne consegue che il presente documento non può e non deve essere considerato come acquiescenza rispetto alle disposizioni impugnate.

1. Riscontro alle prescrizioni c) e g) del PIC ID 84/9797

Per comodità di lettura di seguito si riporta il testo delle prescrizioni c) e g) del PIC ID 84/9797

“c) Senza pregiudizio per quanto stabilito dalle prescrizioni a) a1) e b) che precedono, entro il 30 aprile di ogni anno verrà fornito all’Autorità di Controllo l’elenco dei serbatoi sottoposti ad adeguamento nel corso dei successivi 12 mesi (in prima applicazione sarà trasmesso dal Gestore entro 6 mesi dall’emanazione del presente provvedimento), le date di avvio e conclusione dei lavori (effettive o previste, e le date di messa in esercizio o fuori esercizio. Il predetto calendario di adeguamento dovrà essere definito dal Gestore sulla base di una specifica analisi del potenziale rischio di perdita del contenimento, nonché delle oggettive esigenze operative e programmatiche, del Gestore. Unitamente al calendario di adeguamento, dovrà essere trasmessa l’indicazione delle caratteristiche di ciascun serbatoio, la destinazione d’uso, la data e la tipologia degli ultimi controlli/interventi realizzati, le risultanze dell’analisi di rischio effettuata (ed i criteri di valutazione della stessa). Senza pregiudizio per l’obbligo del Gestore di redigere, sulla base dei criteri sopra citati, il predetto calendario di adeguamento, lo stesso dovrà comunque prevedere come minimo, nel corso di ciascun anno solare, l’adeguamento – nei termini indicati alla predetta lettera a) di almeno 8 (otto) serbatoi.

Nella successiva tabella sono riportati i serbatoi che dovranno essere adeguati.

	REPARTO	SIGLA	TIPOLOGIA DI PRODOTTO STOCCATO		REPARTO	SIGLA	TIPOLOGIA DI PRODOTTO STOCCATO
1	OFFSITE	TK 210	Grezzo	43	OFFSITE	TK 642	Oli lubrificanti
2	OFFSITE	TK 302	Benzina	44	OFFSITE	TK 647	Oli lubrificanti
3	OFFSITE	TK 307	Olio combustibile	45	OFFSITE	TK 648	Oli lubrificanti
4	OFFSITE	TK 308	Benzina	46	OFFSITE	TK 650	Oli lubrificanti
5	OFFSITE	TK 315	Benzina	47	OFFSITE	TK 651	Oli lubrificanti
6	OFFSITE	TK 317	Benzina	48	OFFSITE	TK 652	Oli lubrificanti
7	OFFSITE	TK 409	Benzina	49	OFFSITE	TK 653	Oli lubrificanti
8	OFFSITE	TK 410	Benzina	50	OFFSITE	TK 657	Oli lubrificanti
9	OFFSITE	TK 412	Benzina	51	OFFSITE	TK 659	Oli lubrificanti
10	OFFSITE	TK 427	F.a.m.e.	52	OFFSITE	TK 660	Oli lubrificanti
11	OFFSITE	TK 428	Benzina	53	OFFSITE	TK 664	Oli lubrificanti
12	OFFSITE	TK 431	Benzina	54	OFFSITE	TK 667	Oli lubrificanti
13	OFFSITE	TK 435	Benzina	55	OFFSITE	TK 674	Oli lubrificanti
14	OFFSITE	TK 437	Benzina	56	OFFSITE	TK 677	Oli lubrificanti
15	OFFSITE	TK 438	Benzina	57	OFFSITE	TK 678	Oli lubrificanti
16	OFFSITE	TK 503	Gasolio	58	OFFSITE	TK 682	Oli lubrificanti
17	OFFSITE	TK 505	Petrolio	59	OFFSITE	TK 708	Olio combustibile
18	OFFSITE	TK 506	Petrolio	60	OFFSITE	TK 713	Petrolio
19	OFFSITE	TK 515	Acque sodiche	61	VIATERRA	TK 718	Gasolio
20	OFFSITE	TK 517	Petrolio	62	VIATERRA	TK 719	Gasolio
21	OFFSITE	TK 604	Oli lubrificanti	63	OFFSITE	TK 733	Gasolio
22	OFFSITE	TK 605	Oli lubrificanti	64	OFFSITE	TK 739	Gasolio
23	OFFSITE	TK 606	Oli lubrificanti	65	OFFSITE	TK 751	Oli combustibili
24	OFFSITE	TK 608	Oli lubrificanti	66	OFFSITE	TK 752	Oli combustibili
25	OFFSITE	TK 611	Oli lubrificanti	67	OFFSITE	TK 758	Gasolio
26	OFFSITE	TK 615	Oli lubrificanti	68	OFFSITE	TK 767	Gasolio
27	OFFSITE	TK 617	Oli lubrificanti	69	OFFSITE	TK 904	Effluenti di raffineria
28	OFFSITE	TK 620	Oli lubrificanti	70	OFFSITE	TK 906	Slop leggeri

	REPARTO	SIGLA	TIPOLOGIA DI PRODOTTO STOCCATO		REPARTO	SIGLA	TIPOLOGIA DI PRODOTTO STOCCATO
29	OFFSITE	TK 626	Oli lubrificanti	71	LUBE	TK 002	NMP
30	OFFSITE	TK 627	Oli lubrificanti	72	LUBE	TK 003	NMP + acqua
31	OFFSITE	TK 628	Oli lubrificanti	73	LUBE	TK 010	solvente (MEK/MIBK) lubrificanti
32	OFFSITE	TK 629	Oli lubrificanti	74	LUBE	TK 301	Stoccaggio additivi PDU
33	OFFSITE	TK 631	Oli lubrificanti	75	LUBE	TK 302	Stoccaggio additivi PDU
34	OFFSITE	TK 632	Oli lubrificanti	76	LUBE	TK 303	Stoccaggio additivi PDU
35	OFFSITE	TK 633	Oli lubrificanti	77	LUBE	TK 304	Stoccaggio additivi PDU
36	OFFSITE	TK 634	Oli lubrificanti	78	LUBE	TK 305	Stoccaggio additivi PDU
37	OFFSITE	TK 635	Oli lubrificanti	79	LUBE	TK01	NMP
38	OFFSITE	TK 636	Oli lubrificanti	80	LUBE	TK 02	NMP
39	OFFSITE	TK 637	Oli lubrificanti	81	LUBE	TK 701	Antischiuma per Lube
40	OFFSITE	TK 638	Oli lubrificanti	82	CPX B	TK 017	Soda
41	OFFSITE	TK 639	Oli lubrificanti	83	CPX B	TK 851	MEA
42	OFFSITE	TK 641	Oli lubrificanti	84	CPX C	TK 201	Acque di lavaggio

[omissis]

g) *In sede di prima applicazione della prescrizione a) il Gestore dovrà presentare all'Autorità di Controllo entro e non oltre 6 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, un adeguato piano di rientro, predisposto sulla base di una specifica analisi del potenziale rischio di perdita del contenimento, nonché delle oggettive esigenze operative e programmatiche del Gestore, anche indicando la data di conclusione del piano di rientro stesso. Tale piano di rientro sarà aggiornato sulla base anche delle oggettive esigenze operative e programmatiche e trasmesso in sede di Report annuale, fornendo l'elenco dei serbatoi sottoposti ad adeguamento per i successivi 12 mesi, secondo quanto previsto dalla prescrizione c). Il completamento dell'adeguamento dei serbatoi dovrà avvenire entro gli anni di validità dell'AIA di cui al DM 158/2018."*

Si evidenzia che nel corso del procedimento in oggetto la lista di serbatoi di cui alla prescrizione c) è stata superata, sia sulla base della prescrizione a) che degli interventi già effettuati sui serbatoi rientranti nell'ambito di applicazione della prescrizione n. 46 dell'AIA vigente così come aggiornata dal PIC in oggetto.

Inoltre nell'ambito del procedimento è stato più volte precisato dal Gestore che l'anno di adeguamento è da riferirsi alla messa fuori servizio del serbatoio. Al riguardo si rappresenta da un lato che la messa fuori servizio dei serbatoi garantisce l'assenza di alcun potenziale impatto rispetto all'ambiente circostante e dall'altro che le attività di manutenzione ed adeguamento del fondo, come già ribadito anche in sede di istruttoria, richiedono tempi non compatibili con il rientro in servizio entro l'anno (in funzione delle tempistiche richieste dalle attività di messa fuori esercizio e manutenzione) e devono tener conto delle esigenze programmatiche e operative del gestore, anche in considerazione della congiuntura economica del caso.

Il parco stoccaggi della Raffineria viene gestito in modo da mantenerlo altamente affidabile attraverso un piano articolato di controlli/ispezioni che consenta di verificare l'integrità strutturale dei singoli serbatoi e di controllare lo stato di avanzamento del degrado dei componenti dei serbatoi stessi in modo da intervenire con i necessari rimedi prima che si sia verificata la perdita dal serbatoio. Infatti, con particolare riferimento al fondo dei serbatoi, tale piano è articolato in un insieme di sistemi riassunti di seguito:

- rivestimento interno del fondo e pareti del serbatoio con resina epossidica, in conformità con quanto indicato ai paragrafi 6.4 e 6.5 della API 652, e/o installazione di doppi fondi;
- definizione, attraverso analisi di rischio (RBI - *Risk Based Inspection*) della frequenza di esecuzione delle ispezioni periodiche e/o manutenzioni, utilizzando una metodologia consolidata ed adottata a livello internazionale;
- esecuzione, secondo quanto definito secondo RBI, delle ispezioni periodiche;
- aggiornamento dell'analisi di rischio RBI sulla base della valutazione degli esiti delle più recenti ispezioni e/o degli interventi effettuati nel corso delle manutenzioni.

L'API indica di adottare procedure che consentano l'anticipo dell'intervento di riparazione rispetto al momento in cui si verifica la rottura e la conseguente fuoriuscita del prodotto dal serbatoio. Come più volte osservato, l'utilizzo di procedure di ispezione (e manutenzione) definite in base all'analisi di rischio costituisce una Migliore Tecnica Disponibile ed è esplicitamente indicata nella tabella della BAT 51 della Decisione C(2014) 7155, del 9 ottobre 2014 (BATc 2014).

Infatti il paragrafo 6 della API 653 è dedicato alle ispezioni dei serbatoi, intendendo come tali le attività necessarie per assicurare il mantenimento dell'integrità del serbatoio nel tempo: si tratta di procedure ed attività che hanno lo scopo di prevenire il momento in cui si può verificare la formazione di una perdita dal serbatoio, che è condizione diversa, e migliore, di quella rappresentata – ad esempio – dalla dotazione del doppio fondo del serbatoio, la cui funzione si esplica nel momento in cui la perdita è in atto.

In riferimento alle le modalità di monitoraggio del fondo dei serbatoi adottate dalla Raffineria si osserva che, così come già evidenziato nel corso dei procedimenti, queste sono in linea con le norme API ed EEMUA, le quali assicurano un livello di controllo adeguato a garantire pienamente l'integrità del fondo. Tra i sistemi di controllo consigliati dalle norme sopra citate per la verifica dei fondi dei serbatoi in servizio, la Raffineria adotta i seguenti:

Controllo non distruttivo	Serbatoi controllati	Frequenza	Norma di riferimento
Ispezione visiva esterna	Tutti i serbatoi	5 anni	API 653
Controlli spessimetrici dall'esterno (trincarino)	Tutti i serbatoi	5 anni	API 653 EEMUA 183
Emissione Acustica fondo	Tutti i serbatoi	In funzione dell'esito del controllo precedente e comunque non oltre i 5 anni	API 575 API 334 EEMUA 183 UNI EN 13554:2011 UNI EN 13477-1:2003 UNI EN 15856:2010 ASTM E 1930

Controllo non distruttivo	Serbatoi controllati	Frequenza	Norma di riferimento
Trace Seeker	Serbatoi che, a seguito delle emissioni acustiche, presentano necessità di ulteriori controlli	In funzione dell'esito delle emissioni acustiche	API 575 API 334 EEMUA 183
Floor Scan (MFL)	Tutti i serbatoi in cui non è prevista la sostituzione del fondo	Ad ogni ispezione interna e/o manutenzione	Controllo spessimetrico richiesto da API 653

Tabella 1- Piano di controllo dei serbatoi

In aggiunta a quanto sopra si fa presente che la Raffineria per ragioni operative è dotata, oltre che di sistemi di allarme indipendente di alto ed altissimo livello, anche di un sistema di monitoraggio di tipo strumentale dei livelli dei serbatoi. Tale sistema consente, per la maggior parte dei serbatoi ed in caso di variazioni di livello non attese, di identificare eventuali anomalie.

Infine oltre alla pianificazione delle attività di ispezione secondo i principi e gli standard di riferimento, si rammenta che vengono inoltre applicate specifiche procedure di controllo preventivo e di gestione operativa atte a prevenire lo sversamento, o fuoriuscite anche minime, delle sostanze contenute nei serbatoi.

Per tutto quanto sopra esposto, si ribadisce che la Raffineria ha già in corso un piano di manutenzione su base RBI, che contempla anche serbatoi non rientranti nel campo di applicazione della prescrizione a) del PIC ID 84/9797. Quindi imporre un minimo di 8 serbatoi l'anno per adempiere alla sola prescrizione c) comporterebbe l'obbligo di fuori servizio di un numero tale di serbatoi che risulterebbe insostenibile con conseguenti possibili fermate di intere unità ed in alcuni casi anche dell'intera Raffineria con effetti negativi relativi alla sostenibilità economica e sociale degli interventi prescritti.

Pertanto, al solo fine di non incorrere in eventuali contestazioni, si trasmette un aggiornamento del cronoprogramma 2021, già precedente trasmesso in sede di Reporting Annuale, fornendo in Tabella 2 l'elenco dei serbatoi rientranti nell'ambito di applicazione a) del PIC 84/9797 che saranno messi fuori servizio nel corso del 2021. Tali serbatoi saranno oggetto di plastificazione o installazione del doppio fondo prima dell'eventuale rientro in servizio e l'avvenuto adeguamento del fondo sarà oggetto di aggiornamento in sede di Reporting Annuale, così come previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo allegato all'AIA vigente.

In relazione ai criteri dell'analisi di rischio effettuata dal Gestore si ribadisce che questi coincidono con la metodologia RBI per cui il rischio è il prodotto di due fattori: la probabilità di accadimento per la conseguenza.

In particolare il calcolo della probabilità di accadimento è svolto in accordo con la linea guida EDD 653 (Equipment Degradation Documentation), che fa riferimento alla API 653 e considera la vita utile residua del fondo del serbatoio in relazione alla velocità di corrosione,

misurata nell'ambito di controlli periodici, o, se non nota, in relazione a dati caratteristici in funzione del tipo di prodotto stoccato e del materiale di costituzione del serbatoio.

Il calcolo della conseguenza e quindi del rischio finale avviene in accordo alla procedura definita CAP (Consequence Assessment Process) implementata nello strumento definito CAPtool che tiene conto di diversi parametri: meccanismi di danneggiamento (EDD), probabilità di guasto, parametri operativi (pressione, temperatura), fluido, infiammabilità, ubicazione dell'attrezzatura, distanza da un punto d'innescio, ecc...

In definitiva, attraverso l'utilizzo di modellistica di simulazione, specifica per il settore petrolifero, si giunge ad una previsione temporale della durata in condizioni integre del serbatoio, potendo quindi programmare, motivatamente, la necessità di intervento.

È evidente come il metodo descritto sia abbastanza complesso e sia giustificato laddove, come nel caso della Raffineria, si abbia a che fare con un parco serbatoi di numero rilevanti dimensioni, pertanto nella tabella successiva si riportano le risultanze dei più recenti controlli ispettivi effettuati su tali serbatoi utilizzati al fine dell'aggiornamento del piano secondo RBI.

Reparto	Sigla TK	Capacità [m ³]	Tipologia fondo	Destinazione d'uso	Data ultimi controlli/interventi realizzati	Tipologia degli ultimi controlli/interventi realizzati	Risultanze degli ultimi controlli	Data messa fuori esercizio (prevista)	Data presunta di avvio lavori (**)	Data presunta di conclusione lavori (variabile a seconda del mese di avvio lavori) (**)	Data messa in esercizio (**)
OFFSITE	606	8.300 ⁽¹⁾	Fondo singolo	Oli Lubrificanti	2020	Emissione Acustica	ESITO POSITIVO (ricontrollo dopo 5 anni)	2021	2022	2022÷2023	Variabile in funzione della conclusione lavori
OFFSITE	506	10250 ⁽¹⁾	Fondo singolo	Petrolio	2019	Emissione Acustica	ESITO POSITIVO (ricontrollo dopo 5 anni)	2021	2022	2022÷2023	Variabile in funzione della conclusione lavori
OFFSITE	739	13200 ⁽¹⁾	Fondo singolo	Petrolio	2020	Emissione Acustica	ESITO POSITIVO (ricontrollo dopo 1 anno)	2021	2023	2023÷2024	Variabile in funzione della conclusione lavori
OFFSITE	428	11400 ⁽¹⁾	Fondo singolo	Benzina	2019	Emissione Acustica	ESITO POSITIVO (ricontrollo dopo 5 anni)	2021	2022	2022÷2023	Variabile in funzione della conclusione lavori
OFFSITE	674	12000 ⁽¹⁾	Fondo singolo	Oli Lubrificanti	2020	Emissione Acustica	ESITO POSITIVO (ricontrollo dopo 5 anni)	2021	2024	2024÷2025	Variabile in funzione della conclusione lavori
OFFSITE	733	16400 ⁽¹⁾	Fondo singolo	Gasolio	2020	Emissione Acustica	ESITO POSITIVO (ricontrollo dopo 1 anno)	2021	2021	2022÷2023	Variabile in funzione della conclusione lavori
OFFSITE	317	25300 ⁽¹⁾	Fondo singolo	Benzina	2020	Emissione Acustica	ESITO POSITIVO (ricontrollo dopo 1 anno)	2021	2021	2022÷2023	Variabile in funzione della conclusione lavori
OFFSITE	904	27000 ⁽¹⁾	Fondo singolo	Slop Pesante	2018	Emissione Acustica	ESITO POSITIVO (ricontrollo dopo 3 anni)	2021	2021	2022÷2023	Variabile in funzione della conclusione lavori
OFFSITE	682 (*)	9300	Fondo singolo	Oli Lubrificanti	2020	Controllo non distruttivo per monitoraggio del fondo (leak test)	ESITO POSITIVO (non vi sono corrosioni passanti al momento del test)	2021	ND	ND	ND
OFFSITE	677(*)	9600 ⁽¹⁾	Fondo singolo	Oli Lubrificanti	2020	Emissione Acustica	ESITO POSITIVO (ricontrollo dopo 3 anni)	2021	ND	ND	ND

Tabella 2 - Cronoprogramma 2021 di messa fuori servizio dei serbatoi rientranti nell'ambito di applicazione della prescrizione a) del PIC ID 84/9797

NOTE

⁽¹⁾ Dati da Rapporto di Sicurezza 2021

(*) Come previsto dalla prescrizione b) e comunicato in data 20/07/2021 per i due serbatoi TK 677 e TK 682, per i quali a causa della situazione emergenziale Covid-19 in atto gli interventi di messa fuori servizio inizialmente previsti nel 2020 sono stati successivamente riprogrammati al 2021, si comunica che gli stessi sono stati già messi fuori servizio e saranno oggetto di adeguamento del fondo prima dell'eventuale rientro in esercizio.

(**) Le date riportate sono indicative e potranno essere soggette a revisioni sia in funzione dei tempi effettivi di esecuzione lavori sia in funzione della data di inizio lavori in ragione delle esigenze programmatiche e operative del gestore circa l'inizio delle attività di manutenzione in considerazione della congiuntura economica del caso.

ND: Attualmente non disponibile in quanto in verifica strategia tecnica di intervento secondo l'approccio RBI.

Con riferimento alla prescrizione g) si fa presente che la stessa, così come formulata, non trova giustificazione sotto l'approccio di tipo RBI finora applicato, in quanto prevede il completamento del piano di adeguamento dei serbatoi, come definiti dalla prescrizione a), entro gli anni di validità dell'AIA (2030).

In aggiunta a quanto sopra, in sede di ricorso con la Memoria del MITE del 27/04/2021, è stato ulteriormente chiarito che il piano di rientro è riferito non esclusivamente ai serbatoi rientranti nell'ambito di applicazione della prescrizione a), ma anche a tutti i serbatoi per i quali deve essere effettuata un'ispezione interna secondo le frequenze stabilite dalla prescrizione f) nonché test di emissione acustica secondo le frequenze stabilite dalla prescrizione h), seppur non giustificate e maggiori rispetto a quelle previste dalle normative tecniche di settore¹. Pertanto il termine del 2030 si intenderebbe riferito ad un numero di serbatoi ancora maggiore rispetto a quelli rientranti nella sola prescrizione a), aumentando in modo rilevante il numero di serbatoi indisponibili al normale esercizio produttivo, con serio pregiudizio alla continuità operativa della raffineria.

A tal riguardo si ribadisce che la Società ha già pianificato, anche nel più ampio contesto del proprio piano industriale, le attività di ispezione e/o manutenzione per tutti i serbatoi presenti presso la Raffineria di Augusta, in relazione alla variegata casistica di interventi necessari sui diversi elementi del serbatoio, compreso l'eventuale adeguamento del fondo laddove necessario (con plastificazione o con l'installazione del doppio fondo), congruentemente con l'analisi e valutazione del rischio associato a ciascun serbatoio (secondo l'approccio RBI) su aspetti ambientali, di sicurezza e di affidabilità delle operazioni.

Tale pianificazione tiene ovviamente anche conto dei due seguenti fondamentali principi operativi e di programmazione di interventi sul parco serbatoi:

- 1) impossibilità di effettuare interventi manutentivi su gruppi numerosi di serbatoi a servizio delle stesse unità operative o contenenti la stessa tipologia di prodotto,
- 2) impossibilità di perseguire programmi di interventi pianificati (o imposti) in modo non razionale, non opportunamente pianificato, e pertanto che coinvolgano contemporaneamente un numero ingestibile di serbatoi.

Tutto ciò al fine di evitare impatti estremamente gravosi sull'operatività stessa della Raffineria di Augusta e, quindi, sulla sostenibilità economica e sociale dell'intervento, al contempo garantendo l'efficace gestione del parco serbatoi della Raffineria.

In aggiunta si fa presente, così come più volte anche osservato dal Gestore in fase istruttoria, che la durata media del fuori servizio di un serbatoio per le attività di manutenzione, a

¹ Estratto Memoria del MITE del 27/04/2021 “è richiesta la trasmissione di un “piano di rientro” per consentire al gestore di allineare il piano delle ispezioni interne a quanto stabilito dalla prescrizione f). In particolare, è data la possibilità al gestore di effettuare in maniera programmata le ispezioni interne ai serbatoi per i quali l'ultima ispezione interna è stata effettuata da più di 10 anni (in caso di serbatoi a fondo singolo) o da più di 20 anni (in caso di serbatoi doppio fondo o dotati di sistemi fissi di rilevazione della perdita di contenimento del livello di contenimento superiore, visivi o strumentali – manuali od automatici).

Qualora tale prescrizione non fosse stata prevista, il gestore si troverebbe nella difficoltà di effettuare le suddette ispezioni interne su un gran numero di serbatoi che da molti anni non sono oggetto di ispezioni e che pertanto, alla data di emissione del decreto, sarebbero risultate già in contrasto con la prescrizione f). In tale contesto, la prescrizione h) fornisce una misura di controllo compensativa nelle more della completa attuazione del piano di rientro, prevedendo, nel transitorio, controlli più frequenti, rispetto alla prescrizione f), da effettuare con la tecnica delle emissioni acustiche (tecnica che per essere attuata non richiede lo svuotamento del serbatoio come richiesto dalle ispezioni interne).”

seconda delle dimensioni del serbatoio stesso, è variabile tra 10 e 20 mesi, in particolare bonifica da 1 a 3 mesi circa, attività meccaniche da 5 a 18 mesi circa, verniciatura e finiture da 1 a 2 mesi circa ed infine messa in esercizio da 1 a 2 mesi circa. Allo stesso modo, come noto, anche l'ispezione interna presuppone la messa fuori esercizio e bonifica del serbatoio stesso.

Per quanto riguarda, invece, gli aspetti tecnico/manutentivi, sempre con riferimento al numero totale di serbatoi fuori servizio nello stesso anno, la Società, sulla base della propria esperienza pluriennale nel campo, valuta che un piano non ben strutturato ed equilibrato (come quello imposto dalle prescrizioni oggetto del ricorso) possa comportare dei rischi, anche relativamente alla sicurezza dei processi, nonché alla salute e la sicurezza dei lavoratori, per effetto, ad esempio ed a titolo non esaustivo, di:

- interferenze e contemporaneità di molteplici attività in spazi confinati (DPR 177/2011), che richiedono un'attenta e complessa pianificazione e sorveglianza, anche e soprattutto in ragione degli elevati standard di sicurezza richiesti dalla Società;
- problematiche nel garantire un adeguato stoccaggio per le diverse tipologie di prodotti che consenta un'efficiente, affidabile e sicura gestione operativa degli impianti, anche al verificarsi di eventi impreveduti non direttamente dipendenti dalle attività della Società (come ad esempio nubifragi, scioperi, chiusura dei porti, ecc...);
- oggettiva difficoltà di garantire adeguato controllo di gestione delle attività manutentive in termini di mezzi e risorse tecniche necessarie;
- vincoli nella gestione inventariale della Società anche in ottica degli obblighi legali ("scorte d'obbligo").

Per quanto sopra, nel caso in cui la pianificazione delle attività venisse imposta (così come le prescrizioni di cui al DM. 07 del 08/01/2021 ID 84/9797) senza un approccio ragionato, equilibrato e basato sulla metodologia RBI, essa comporterebbe in uno stesso anno il fuori servizio di un numero eccessivo di serbatoi, tale da non consentire la continuità operativa di intere linee della Raffineria ovvero da compromettere in modo non sostenibile l'operatività della Raffineria stessa, con potenziali conseguenti ricadute economiche e sociali anche sul territorio.

Pertanto si riporta di seguito il piano di rientro di massima al 2030 (anni di validità dell'AIA), naturalmente soggetto a possibili variazioni dipendenti dalla durata effettiva degli interventi di manutenzione necessari e/o ulteriori esigenze operative e programmatiche, nonché dalle congiunture economiche, energetiche e di mercato al momento non prevedibili. Si fa presente comunque che tale piano è stato aggiornato, sulla base dell'analisi di rischio precedentemente descritta, al meglio delle possibilità tecnico-operative allo stato fattibili tenendo conto di tutte le limitazioni sopra dettagliate, ivi incluse a titolo di esempio adempimenti imposti dalla normativa di settore (ei. tutela della sicurezza del personale, scorte d'obbligo, etc), esigenze operative e programmatiche e gestione operativa affidabile e sicura degli impianti.

Piano di rientro	Triennio 2022÷2024	Triennio 2025÷2027	Triennio 2028÷2030	Totale
Numero totale di serbatoi per cui è previsto il fuori servizio (secondo RBI)	38	35	40	113
Numero di serbatoi rientranti nella prescrizione a) del PIC ID 84/9797	9	11	14	34

Tabella 3 - Piano di rientro al 2030

Il piano 2021 è già riportato nella Tabella 3, con le informazioni di dettaglio così come richieste dalla prescrizione c). Per tutti gli anni successivi il dettaglio del piano con riferimento ai serbatoi rientranti nell'ambito di applicazione della prescrizione a) sarà trasmesso ed aggiornato come necessario in occasione del Report annuale come previsto da prescrizione.

Il numero totale dei serbatoi per cui è previsto il fuori servizio per ogni anno è funzione delle risultanze dell'analisi di rischio (RBI) e delle esigenze programmatiche e operative del gestore precedentemente riportate. Per tale ragione come si può evincere dal piano riportato in tabella sopra la pianificazione degli interventi di adeguamento del fondo dei serbatoi dovrà necessariamente tenere conto di tale pianificazione. Infatti sulla base di una pianificazione RBI sarebbe controindicato prevedere la manutenzione straordinaria di un serbatoio già plastificato e/o comunque mantenuto recentemente e per di più secondo scadenze temporali avulse dalla stessa pianificazione ed insostenibili per la continuità dell'operatività della Raffineria.

Si fa comunque presente che il piano di cui alla Tabella 4 sarà oggetto di aggiornamenti in sede di Reporting Annuale, anche alla luce della prescrizione a1), delle ulteriori evidenze ispettive, nonché di eventuali esigenze operative (ivi incluso eventuale necessità di cambio di servizio) o programmatiche, anche relativamente agli interventi di adeguamento propedeutici all'eventuale rientro in servizio.

I restanti serbatoi non riportati nel piano di cui alla Tabella 4, il cui fuori servizio è ad oggi programmato negli anni successivi al 2030, tenendo conto dell'analisi di rischio effettuata e delle esigenze operative e programmatiche, sono serbatoi già plastificati anche di recente e/o contenenti prodotti con viscosità maggiori di 12°E a 50°C (rientranti nella prescrizione a1).

In riferimento ai serbatoi già plastificati, si ribadisce infatti che Società già da tempo adotta la tecnica di plastificazione del fondo del serbatoio, in luogo del doppio fondo, congiuntamente all'utilizzo di tecniche RBI per la definizione degli intervalli fra le verifiche strutturali (prevista dalla norma API 653), tecniche entrambe indicate nella BAT 51 delle BATc 2014 e assentite esplicitamente in sede di AIA (PIC ricevuto con nota prot n. 0024613 del 01/10/2015, le cui conclusioni sono state per altro riportate anche nel DM 158 08/05/2018); occorre nuovamente evidenziare come quanto attuato dalla Raffineria corrisponda pienamente alle BAT, senza necessità di ulteriori condizioni/limitazioni/vincoli per la conformità con le Migliori Tecniche Disponibili.

Ovviamente, la soluzione adottata da Sonatrach (plastificazione del fondo e tecniche RBI) costituisce l'alternativa alla dotazione del doppio fondo + sistemi di monitoraggio delle perdite,

con la significativa differenza che quanto adottato da Sonatrach consente di intervenire preventivamente prima della perdita di continuità del fondo del serbatoio, mentre la soluzione con doppio fondo e rilevatore di perdite è efficace solo in presenza della perdita, così rendendo meno efficace la possibilità di intervento preventivo.

2. Considerazioni conclusive

La Società, con ogni riserva, alla luce di tutto quanto sopra premesso e dettagliato, facendo seguito alle osservazioni e considerazioni già esposte dal Gestore più volte in sede istruttoria con riferimento alle prescrizioni oggetto della presente relazione, conferma tutte le considerazioni in merito alle limitazioni imposte dalle stesse prescrizioni tali da renderle non sostenibili, anche da un punto di vista tecnico, operativo, nonché economico e sociale. In ogni caso il Gestore con la presente riscontra al meglio delle proprie possibilità la prescrizione c), fornendo il cronoprogramma riferito all'anno 2021, e la prescrizione g) fornendo il piano di massima previsto entro gli anni di validità dell'AIA.

Fermo restando quanto sopra esposto, si evidenzia che un eventuale aggravio relativo alle attività imposte dalle prescrizioni "a", "c", "f" ed "h" in linea con le tempistiche previste dalla prescrizione "g" comporterebbe oneri (del tutto ingiustificati in termini di sostenibilità ambientale, economica e sociale) stimabili fino a circa 420 milioni di euro entro gli anni di validità dell'AIA (2030), determinati ad oggi come di seguito:

- costi per i necessari investimenti pari a circa 90-120 milioni di euro per attività di bonifica, esitazione rifiuti, esecuzione attività manutentive, ispezioni, eventuali adeguamenti del fondo, etc... su circa 80 serbatoi, tenendo conto che il costo a serbatoio è variabile tra 0.5 a ben oltre 2 M€ (per i serbatoi a più alta capacità);
- oneri in termini di gestione a causa della ridotta capacità di stoccaggio pari a circa 170 milioni di euro potenzialmente stimabili fino a circa 300 milioni di euro (se si considerano circostanze indipendenti dalla Società quali ad esempio ritardi nave, eventi meteo climatici avversi, particolari contingenze di mercato, ecc...):
 - penalizzazioni delle lavorazioni di grezzo, legati alla minore disponibilità di stoccaggio, con notevole impatto sulla flessibilità delle operazioni della Raffineria stimate oltre 60 milioni di Euro;
 - penalizzazioni sulla gestione dei prodotti finiti (gasolio/Kerosene/olio lubrificante/asfalto/benzina), incluse limitazioni sulla produzione, capacità di spedizione e gestione della qualità, stimate oltre 20 milioni di Euro;
 - impatti sulla continuità operativa di alcune unità stimati in oltre 40 milioni di Euro;
 - penalizzazione nella gestione dei semilavorati stimata in oltre 50 milioni di Euro.

Inoltre è stata più volte evidenziata in sede di istruttoria la necessità di tenere in considerazione anche i criteri di sostenibilità integrata secondo i quali il costo della soluzione tecnica esecutiva deve essere sempre equilibrato con gli effetti ambientali e sociali della stessa, valutando le soluzioni in termini costo/beneficio, e quindi di considerarne l'impatto economico oltre che la loro efficacia e realizzabilità, garantendo il rispetto delle normative tecniche e la salvaguardia

dell'ambiente e mirando ad assicurare una corretta gestione ed una minimizzazione del rischio. In particolare, si evidenzia la necessità di valutare la scelta di una determinata tecnologia in relazione a fattori quali:

- l'efficacia della tecnologia stessa;
- la fattibilità dell'intervento;
- i costi;
- la tempistica di intervento.

Tutto quanto esposto si inquadra in un contesto di ulteriore crisi economica e sociale estremamente delicata generata dal COVID-19 che non ha precedenti e che ha già messo a dura prova tutti i settori produttivi e manifatturieri, con particolare riguardo al settore petrolifero della raffinazione. In questo contesto, con riferimento all'esecuzione dei piani di manutenzione ed ispezione dei serbatoi, non si esclude la possibilità di rallentamenti alle attività avviate con conseguente necessità di rivedere i programmi degli anni futuri, comunque con approccio RBI, anche in conseguenza al perdurare della situazione emergenziale stessa e della congiuntura economica futura.