

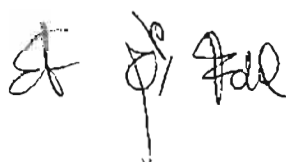
ATTIVITÀ ISPETTIVA AI SENSI DEL  
D.M. 5 NOVEMBRE 1997

**STABILIMENTO**  
**ENEL PRODUZIONE SPA DI**  
**PORTO EMPEDOCLE (AG)**

---

RAPPORTO CONCLUSIVO

Data: Luglio 2014

A handwritten signature in black ink, consisting of several stylized, cursive letters and symbols, including what appears to be a large 'E' and 'F'.

ATTIVITÀ ISPETTIVA AI SENSI DEL  
D.M. 5 NOVEMBRE 1997

**STABILIMENTO**  
**ENEL PRODUZIONE SPA DI**  
**PORTO EMPEDOCLE (AG)**

---

RAPPORTO CONCLUSIVO

Data: Luglio 2014

*[Handwritten signature]*

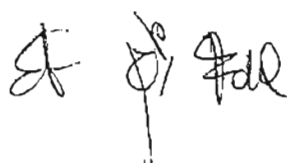
ATTIVITÀ ISPETTIVA AI SENSI DEL  
D.M. 5 NOVEMBRE 1997

**STABILIMENTO  
ENEL PRODUZIONE SPA DI  
PORTO EMPEDOCLE (AG)**

---

RAPPORTO CONCLUSIVO

Data: Luglio 2014

A handwritten signature in black ink, consisting of several stylized, cursive letters and symbols, located at the bottom center of the page.

# RAPPORTO CONCLUSIVO

VISITA ISPETTIVA PRESSO LO STABILIMENTO ENEL PRODUZIONE SPA  
DI PORTO EMPEDOCLE (AG) AI SENSI DEL D.M. 5 NOVEMBRE 1997

---

## PREMESSA

---

La visita ispettiva presso lo stabilimento ENEL Produzione Spa di Porto Empedocle (AG) è stata disposta dal Ministero dell'ambiente mediante decreto di nomina prot. DVADEC - 2014 - 0000157 del 14.05.14 (allegato 1), con nomina della Commissione composta dai seguenti dirigenti e funzionari tecnici:

- Ing. Andrea ABRUZZO (Comando Prov.le VVF Agrigento)
- Ing. Fausta DELLI QUADRI (ISPRA)
- Ing. Giuseppe SFERRUZZA (INAIL Dip. Palermo)

La Commissione ha effettuato la visita ispettiva richiesta articolata in 7 giorni, come da verbali in allegato: 4, 5 e 6 Giugno 2014, 7 e 8 Luglio 2014, 29 e 30 Luglio 2014 (allegato 2).

Ha partecipato ai lavori anche l'ing. Lorenzo CAPRARO, del Comando Prov.le VVF di Agrigento, in qualità di uditore (rif. nomina Min. Int. Prot 0005552 del 14.04.14).

Per la Società, alla visita ispettiva sono stati presenti: l'ing. Ignazio MANCUSO (Gestore), l'ing. Marco SCOGNAMIGLIO (Responsabile SGS e RSP), il P.I. Filippo LO NIGRO (Responsabile Impianto), ed il P.I. Maurizio BALLARO' (ASPP) con il supporto di altre funzioni aziendali per gli aspetti di specifica competenza.

---

## 1. PROCEDURA GENERALE DELLA VISITA ISPETTIVA

---

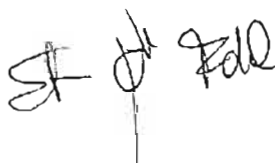
### 1.1 MANDATO ISPETTIVO

La visita ispettiva è stata condotta con le seguenti finalità:

- I. Accertare l'adeguatezza della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti posta in atto dal gestore e dei relativi Sistemi di Gestione della Sicurezza;
- II. Condurre un esame pianificato e sistematico dei sistemi tecnici, organizzativi e di gestione applicati nello stabilimento, per garantire che il gestore possa comprovare quanto previsto dal punto 3 del decreto di nomina della Commissione, ed in particolare di:
  - aver adottato misure adeguate, tenuto conto delle attività esercitate nello stabilimento, per prevenire qualsiasi incidente rilevante;
  - disporre dei mezzi sufficienti a limitare le conseguenze di incidenti rilevanti all'interno ed all'esterno del sito;
  - non avere modificato la situazione dello stabilimento rispetto ai dati e alle informazioni contenuti nell'ultima Notifica presentata.

La visita ispettiva è finalizzata inoltre a raccogliere specifiche informazioni in merito a:

- a. eventuali modifiche intervenute nello stabilimento, ai sensi del DM 9 agosto 2000, rispetto ai dati ed alle informazioni contenuti nell'ultimo Rapporto di Sicurezza presentato;
- b. azioni adottate dal gestore al fine di ottemperare a eventuali prescrizioni impartite a conclusione



dell'istruttoria tecnica di cui all'articolo 21 del decreto legislativo 334/99 e s.m.i., nel rispetto dei pertinenti cronoprogrammi, relativamente all'ultimo Rapporto di Sicurezza approvato. Occorre inoltre riportare lo stato di avanzamento dell'iter istruttorio dei Rapporti di Sicurezza, e degli iter istruttori relativi a Nulla Osta di Fatibilità (NOF) e Parere Tecnico Conclusivo (PTC) per modifiche con aggravio del preesistente livello di rischio;

- c. azioni correttive adottate dal gestore al fine di superare le criticità evidenziate nel precedente Rapporto finale di verifica ispettiva condotta ai sensi dell'articolo 25 del decreto legislativo 334/99 e s.m.i.;
- d. stato di validità del Certificato di Prevenzione Incendi (CPI) ovvero stato di avanzamento dell'iter di rilascio dello stesso;
- e. data di approvazione del Piano di Emergenza Esterno (con l'indicazione degli aggiornamenti successivi e dell'eventuale provvisorietà o meno dello stesso) e relative misure adottate dal gestore nell'ambito del proprio Sistema di Gestione della Sicurezza comprese le informazioni relative ad eventuali esercitazioni predisposte dall'Autorità finalizzate alla sua sperimentazione, nonché informazioni in merito alle azioni in materia intraprese dal gestore autonomamente o su richieste formulate da parte dell'Autorità Preposta;
- f. azioni correttive adottate dal gestore relativamente ad indicazioni o prescrizioni formulate, nei confronti della società, a seguito di ispezioni e sopralluoghi disposti da altri Enti (ASL, INAIL, VVF, ARPA, Direzione Provinciale del Lavoro, ecc.) con particolare riferimento agli aspetti di sicurezza evidenziati, correlati all'informazione, formazione ed equipaggiamento dei lavoratori; la Commissione deve verificare che quanto segnalato sia stato esaminato e valutato dal gestore nell'ambito del proprio Sistema di Gestione della Sicurezza;
- g. azioni intraprese dal Comune, con riferimento allo stabilimento ispezionato, in merito alla pianificazione urbanistica e territoriale nell'area circostante ed all'informazione alla popolazione, nonché informazioni in merito alle azioni in materia intraprese dal gestore autonomamente o su richieste formulate da parte dell'Autorità Competente;
- h. stato di predisposizione del Rapporto Integrato di Sicurezza Portuale (RISP) ai sensi del decreto del Ministero dell'ambiente n. 293 del 16 maggio 2001 ovvero azioni adottate dal gestore per l'adeguamento alle eventuali prescrizioni o richieste formulate da parte dell'Autorità Portuale, ovvero di quella Marittima;
- i. eventi incidentali accaduti, con particolare attenzione per quelli del 26 maggio 2009 e dell'11 aprile 2011, nonché in merito alle azioni correttive adottate dal gestore al fine di superare le criticità evidenziate a seguito degli incidenti stessi;
- j. movimentazione di sostanze pericolose ed eventuali criticità correlate.

## 1.2 MODALITÀ OPERATIVE DELLA VISITA ISPETTIVA

Lo svolgimento della visita ispettiva è stato effettuato tenendo conto, in particolare, della procedura disposta dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con lettera prot. DSA-DFC-2009-0000232 del 25.03.09.

Operativamente, la visita ispettiva ha proceduto secondo le seguenti fasi:

- A. illustrazione da parte della Commissione dei contenuti del Decreto istitutivo della Commissione e acquisizione dal gestore:



- 1 dei format previsti dalla nota MATTM sopra citata (analisi dell'esperienza operativa, lista di riscontro sugli elementi del Sistema di Gestione della Sicurezza, e tabella con la descrizione, per ogni scenario incidentale ipotizzato nel rapporto di sicurezza, delle misure adottate per prevenirlo - sia tecniche che gestionali - e per limitarne le conseguenze);
  - 2 delle relazioni richieste dalla Commissione per i punti a-j indicati nel precedente paragrafo 1.1.
- B. presa visione della fisionomia generale del sito (e degli eventuali cambiamenti verificatisi dalla prima verifica), con particolare riguardo agli elementi territoriali vulnerabili, alle altre attività industriali e ai sistemi di viabilità e trasporto;
- C. esame dell'esperienza operativa ed effettuazione dei riscontri sul Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) e sui Sistemi tecnici adottati in stabilimento, avendo a riferimento i format di cui al punto A1;
- D. effettuazione dei riscontri relativamente al punto A2;
- E. interviste in campo agli operatori dello stabilimento (dipendenti e terzi) e descrizione degli esiti delle eventuali simulazioni di emergenza;
- F. commento dei dati raccolti e delle risultanze della verifica;
- G. stesura della rapporto finale di ispezione ed illustrazione delle risultanze al gestore.

---

## 2. DESCRIZIONE DELLO STABILIMENTO E DEL SITO

---

### 2.1 DESCRIZIONE DELLO STABILIMENTO

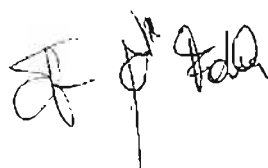
Lo stabilimento è ubicato a Porto Empedocle (AG), in via Gioeni 63-65; ha sede legale ed amministrativa a Roma, in viale Regina Margherita 125. Il Rappresentante Legale della Società, nonché gestore dello stabilimento ai sensi del D.Lgs. 334/99 e s.m.i., è l'ing. Ignazio Mancuso. L'attività della Centrale è la produzione di energia elettrica; l'impianto è stato ritenuto dalla A.E.E.G (Autorità per l'energia) unità essenziale per la stabilità della rete elettrica della Sicilia, ed è autorizzato ad operare per 8.760 ore/anno.

La Centrale attualmente è costituita da due sezioni da 70 MWe l'una, con gruppi termoelettrici (a ciclo Rankine) alimentati a olio combustibile denso (OCD). Ciascuna sezione di generazione è costituita da:

- generatore di vapore del tipo a corpo cilindrico con camera di combustione in depressione e bruciatori frontali;
- turbina a vapore del tipo tandem-compound a due corpi di alta e bassa pressione;
- alternatore con raffreddamento a idrogeno.

Le due sezioni termoelettriche (PE1 e PE2), identiche, adottano il medesimo ciclo produttivo consistente in:

- alimento di acqua demineralizzata in caldaia per produrre vapore;
- invio del vapore alla turbina;
- condensazione del vapore scaricato dalla turbina in condensatori raffreddati con acqua di mare;
- rinvio della condensa in caldaia per un nuovo ciclo;
- trasformazione dell'energia meccanica disponibile all'albero della turbina in elettrica dall'alternatore;



- recupero del calore residuo dei fumi per riscaldare l'aria di combustione;
- scarico dei fumi all'atmosfera attraverso il camino.

L'energia chimica contenuta nel combustibile è trasformata in energia termica nel generatore di vapore. Parte di questa energia è ceduta all'acqua demineralizzata che si trasforma in vapore surriscaldato. Questo entra in turbina dove l'energia termica è trasformata in energia meccanica. La trasformazione successiva in energia elettrica avviene nell'alternatore. Il vapore in uscita dalla turbina entra nel condensatore dove, ad una pressione al di sotto di quella atmosferica, condensa ad acqua demineralizzata ricominciando il ciclo termico (ciclo chiuso). La condensazione del vapore scaricato dalla turbina avviene in quanto lo stesso lambisce i tubi presenti all'interno del condensatore. All'interno di tali tubi circola acqua di mare prelevata dal porto (mediante apposite pompe di prelievo acqua mare) e successivamente scaricata a mare attraverso le "opere di scarico". Le suddette acque non subiscono alcun trattamento.

La sala controllo è situata al piano turbine in posizione baricentrica rispetto alle caldaie e, più in generale, a tutto il resto dell'impianto; essa è costantemente presidiata (24h/g) da almeno un Operatore al Banco di Unità (OBU).

La Centrale utilizza OCD a bassissimo tenore di zolfo per caldaie (STZ, zolfo <0.3%), che viene approvvigionato da diverse fonti nazionali e trasferito in Centrale via mare a mezzo di navi cisterna/bettoline, che attraccano nella banchina dedicata all'interno del porto di Porto Empedocle, a est della Centrale. Sul molo del Porto, in prossimità del punto di ormeggio, si trova una cabina di appoggio per il personale di Enel Produzione che esegue le operazioni di discarica. Il collegamento tra l'oleodotto e la nave viene realizzato tramite manichetta flessibile sorretta da una autogru con funzioni anche di manovra; la manichetta è provvista del sistema di sganciamento rapido dal manifold della nave. L'oleodotto che unisce la banchina ai serbatoi di stoccaggio, di lunghezza di circa 700 m, è posto in parte a vista ed in parte interrato in cunicolo. Per il trasferimento dell'OCD si utilizzano le pompe di bordo della nave cisterna/bettolina.

In caso di necessità, seppur sporadicamente, l'OCD può anche essere approvvigionato tramite autobotte. La zona di scarico autobotte OCD è dotata di sistema di raccolta acque/fluidi collegato con l'impianto di disoleazione della Centrale.

Il parco nafta della Centrale consta di 2 serbatoi di stoccaggio (K1 e K2) con capacità complessiva pari a 23000 m<sup>3</sup>. I serbatoi sono a tetto fisso ed inseriti in bacini di contenimento in cemento atti a contenere eventuali perdite di combustibile e dotati di impianto fisso antincendio. Le acque meteoriche (potenzialmente inquinabili da oli) provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi sono inviate all'impianto di disoleazione. Durante la fase ispettiva soltanto uno dei due serbatoi (K1) è risultato essere in servizio, mentre l'altro (K2) è risultato fuori servizio e bonificato.

Lo stoccaggio di OCD è dotato di un sistema di riscaldamento necessario a ridurre la viscosità dell'OCD a valori che ne consentano la movimentazione; il grado di riscaldamento da garantire è funzione delle proprietà fluidodinamiche dell'olio, in particolar modo della sua temperatura di scorrimento (valore di pour-point). Il riscaldamento viene realizzato tramite serpentino di fondo a vapore, progettato per garantire una temperatura di aspirazione dell'OCD dai serbatoi pari a circa 50°C. In alternativa al serpentino di fondo, può essere utilizzato uno scambiatore a "banana", inserito nel serbatoio a circa 1 metro dal fondo, attraversato da vapore saturo a circa 200°C, che consente di riscaldare l'OCD immediatamente prima che venga aspirato dal serbatoio tramite le pompe travaso.

L'OCD combusto nelle caldaie delle due sezioni viene prelevato da 2 serbatoi giornalieri (o casse giornaliera, una per gruppo) attraverso le pompe spinta nafta; i serbatoi giornalieri, entrambi dotati di bacini di contenimento, sono a loro volta alimentati dai serbatoi di stoccaggio per mezzo di pompe travaso OCD. In dettaglio, l'OCD dopo avere attraversato dei filtri viene prelevato dalle pompe di travaso e da qui convogliato al serbatoio giornaliero di ciascun gruppo. Da qui attraversa i filtri a

freddo, viene aspirato dalla pompe spinta ed inviato ad un preriscaldatore e, a seguire, ad un riscaldatore (dotati di valvole di sicurezza lato vapore e mantello), ed a un filtro a caldo. A valle del filtro a caldo viene inviato ai collettori dei bruciatori attraversando lungo il percorso il contatore di mandata e la valvola di blocco. La portata eccedente viene ricircolata al serbatoio giornaliero, che viene reintegrato, con il gruppo in servizio, mediamente 8 volte al giorno. La quantità ricircolata viene misurata tramite il contatore di ricircolo.

Sono presenti inoltre due serbatoi di gasolio per il funzionamento della centrale, inseriti in un bacino di contenimento atto a contenere eventuali perdite, le cui acque meteoriche sono inviate all'impianto di disoleazione. L'approvvigionamento di gasolio avviene mediante autobotti, che si posizionano in piazzola di scarico provvista di sistema di raccolta dei fluidi e collegata con l'impianto di disoleazione. Il gasolio viene utilizzato solamente per la fase di avviamento del generatore di vapore e fino al raggiungimento delle condizioni termodinamiche che consentono il passaggio alla combustione con OCD. Al momento in cui necessita, il gasolio viene prelevato da una pompa e mandato ai collettori dei bruciatori. La quantità eccedente viene ricircolata ai serbatoi di stoccaggio. La stessa pompa serve per integrare un serbatoio necessario per alimentare il gruppo elettrogeno di emergenza.

In definitiva il complesso di serbatoi presenti in Centrale è di seguito sintetizzato:

Serbatoio	Servizio	Capacità utile m3	Dimensioni (m)
K1	OCD	11500	36.5 x 11
K2 (fuori servizio)	OCD	11500	36.5 x 11
1	gasolio	12	2 x 4.9 (asse orizzontale)
2	gasolio	12	
Giornaliero GR1	OCD	63	3.15 x 9 (asse orizzontale)
Giornaliero GR2	OCD	63	3.15 x 9 (asse orizzontale)

Nella Centrale non sono presenti impianti di abbattimento delle correnti gassose. I fumi originati dalla combustione delle due sezioni sono convogliati al camino e la loro immissione in atmosfera avviene a quote sufficientemente elevate da garantire la dispersione. Al fine di ridurre quanto più possibile l'impatto ambientale sono installati bruciatori dotati di testine low-NOx. E' presente un sistema in continuo di monitoraggio delle emissioni di NOx, CO, SO<sub>2</sub> e polveri, con trasmissione giornaliera dei dati registrati alle Autorità Competenti.

Le acque acide o alcaline vengono inviate in una vasca di accumulo avente una capacità di circa 90 m<sup>3</sup> e da questa, tramite pompe, inviate nella vasca di alcalinizzazione da 80 m<sup>3</sup> ove viene dosata calce ventilata in polvere miscelata mediante agitazione e polielettrolita. Tutte le acque reflue così alcalinizzate vengono inviate sempre tramite pompe in una vasca di decantazione avente una capacità di 150 m<sup>3</sup>, dove si realizza la separazione dei fanghi dall'acqua surriscaldante. Quest'ultima viene prelevata superficialmente da apposite pompe ed inviata in una vasca di neutralizzazione nella quale viene regolato il pH mediante dosaggio di acido o soda. Da questa vasca le acque vengono inviate a filtri a carbone attivo prima di essere scaricate a mare attraverso lo scarico SF2. La gestione dell'impianto di Trattamento Acque Reflue (ITAR) è affidata all'Addetto Servizi Comuni ASC in turno, che verifica il corretto funzionamento dell'impianto.

I reflui delle acque potenzialmente inquinate da oli minerali, industriali e meteoriche (comprensive le acque provenienti dai bacini di contenimento serbatoi OCD K1 e K2, serbatoi gasolio e piazzola di caricamento autobotti gasolio e OCD), pervengono ad una vasca di decantazione a stramazzo inverso avente una capacità totale di circa 125 m<sup>3</sup> realizzata con un



particolare profilo di stramazzo che permette solo lo scarico delle acque fluenti a profondità intermedia e quindi impedisce il trascinamento sia di oli che di fanghi. Anche qui, l'impianto è dotato di filtri a carbone attivo prima dello scarico a mare. La conduzione dell'impianto è affidata all'Addetto Movimento Combustibili (AMC), in sua assenza, all'Addetto ai Servizi Comuni (ASC) in turno. L'acqua trattata dal disoleatore viene campionata dal pozzetto C2 ed analizzata secondo quanto previsto dal PMC del Decreto AIA ex DSA-DEC-2009-0001913 del 28/12/2009.

Attualmente lo stabilimento occupa 62 persone assunte da ENEL Produzione S.p.A di Porto Empedocle, così suddivise:

Area	N° Dipendenti
Quadri e impiegati di 1° o 2° livello	5
Impiegati	27
Operai	30

Il personale mediamente presente, in orario giornaliero, appartenente a Imprese Appaltatrici operanti in maniera continuativa nell'insediamento (attività varie) conta circa 30 unità. Inoltre può esserci la presenza di personale appartenente ad altre imprese esterne che operano in maniera discontinua nell'insediamento secondo le necessità, come ad esempio per le attività di manutenzione dell'impianto antincendio.

L'attività lavorativa dello stabilimento viene svolta h24 ed è divisa in tre turni di 8 ore caduno.

L'area della centrale, compresa tra la spiaggia e via Gioeni, è delimitata tramite muri di confine e grigliati metallici, che estendono l'altezza mediamente sino a circa 4 mt. L'accesso alla centrale è consentito dalla portineria principale, ubicata sulla Via Gioeni, costituita da un passo carrato e da un accesso pedonale. Esistono altri due accessi sulla via Gioeni, uno lato est che consente il passaggio dal parcheggio del personale ENEL e il secondo lato ovest. Entrambi sono normalmente tenuti chiusi a chiave ed aperti soltanto in caso di necessità.

L'accesso principale è presidiato con un servizio di portineria fornito da società di vigilanza con orari di lavoro settimanale. Inoltre vengono effettuati giri di controllo da parte di guardia giurata sia nei giorni feriali (due giri notturni) che nei giorni festivi (4 giri nelle 24h). I veicoli transitano attraverso il passo carrato dotato di un cancello scorrevole e da una sbarra interbloccata, quest'ultima comandata dall'adiacente presidio, dal personale addetto al servizio di portineria. Il cancello scorrevole del passo carrato rimane chiuso dalle ore 19:00 alle ore 05:45 del giorno successivo, durante tale periodo l'apertura è telecomandata da Sala Controllo. Il cancello di ingresso della portineria è video-sorvegliato con telecamera 24 ore su 24 ore dal personale di Sala Controllo.

Il personale accede all'impianto transitando davanti al presidio del servizio di portineria. E' al momento in corso di installazione un nuovo sistema di controllo accessi dotato di apposito tornello.

Durante l'ispezione sono in corso lavori di ambientalizzazione della Centrale, che prevedono la realizzazione di un nuovo impianto TurboGas a ciclo aperto della potenza di 73-80 MW e la conseguente demolizione del gruppo PE2 ad OCD. Dettagli su tale modifica sono forniti nel sotto paragrafo che segue.

### 2.1.1. MODIFICHE

Dopo la presentazione del Rapporto di Sicurezza edizione novembre 2011, per il quale è in corso l'istruttoria, sono state effettuate alcune modifiche in stabilimento.

Il gestore dichiara che nel mese di giugno 2012 sono stati ultimati i lavori di manutenzione straordinaria del serbatoio K1, per il quale la Commissione ex Art. 48 del regolamento di esecuzione

del Codice della navigazione civile, durante la visita triennale effettuata nel 2012, in virtù della documentazione presentata da ENEL, ha fornito parere positivo sull'adeguatezza strutturale a condizione che la quota massima di riempimento non superi 9 m dal fondo, su un'altezza massima di 11 m. Ciò a seguito della verifica sismica del serbatoio K1 eseguita tramite la ditta DISMAT, di cui si prende visione della relazione. La stessa Commissione ha inoltre prescritto, nella stessa occasione, la messa in fuori servizio del serbatoio K2 e la sua bonifica interna; tali attività sono state completate dalla Società nel mese di giugno 2013.

Pertanto nella situazione attuale il serbatoio K1 risulta in servizio, con limite di riempimento a 9 m, ed il serbatoio K2 risulta fuori servizio, bonificato ed isolato.

In termini di modifiche NAR ex DM 9 agosto 2000, nel periodo compreso tra Novembre 2011 e maggio 2014, sono state effettuate le seguenti modifiche, come indicato dal gestore nella relazione in allegato 3:

1. Ambientalizzazione della Centrale mediante l'installazione di una nuova unità turbogas (TG) in ciclo semplice alimentato a gas naturale di potenza elettrica lorda compresa tra 73-80 MW; i lavori di installazione del TG sono ad oggi in corso e dovrebbero presumibilmente concludersi nel Dicembre 2014. Per tale modifica il gestore ha inoltrato istanza NAR in data 28.02.12 prot. Enel-PRO-28/02/2012-0009826 al CTR Palermo e al Comando VVF di Agrigento, che hanno fornito parere positivo con lettera prot. 3461 del 21.03.13. Entro 2 anni dall'esercizio commerciale del nuovo TG è prevista la demolizione del gruppo PE2 secondo il progetto di demolizione.
2. Nuovo impianto di produzione di acqua demineralizzata ad osmosi inversa e impianto di approvvigionamento, stoccaggio e distribuzione acido e soda; i lavori si sono conclusi nel mese di Ottobre 2013.
3. Impermeabilizzazione del bacino di contenimento del serbatoio OCD K1, nell'ottica dell'ulteriore riduzione delle probabilità di inquinamento di acque e suolo per eventuali perdite dal serbatoio o da linee di riempimento/svuotamento di OCD. I lavori si sono conclusi nel mese di gennaio 2014.

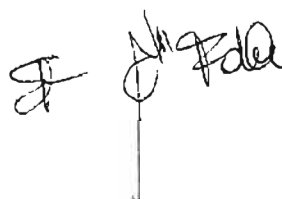
#### MODIFICA N. 1

Con riferimento alla modifica NAR n.1, eseguita con riferimento alla prescrizione in art. 1 c.3 del Decreto di AIA (limiti di emissione in atmosfera imposti), il gestore ha fornito, su richiesta del CTR, un'analisi di prevenzione esplosioni dell'area turbogas, con classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione del gruppo TG PE3 e del locale batterie. In merito a tale modifica il gestore dichiara, nell'istanza di non aggravio, che le principali ragioni che hanno determinato la proposta di modifica dell'impianto sono:

- "ambientalizzare" la Centrale per rispondere ai nuovi criteri imposti dal Decreto AIA attraverso la compatibilità delle emissioni generate e l'applicazione di tecnologie in linea alle indicazioni delle BRef1;
- garantire le esigenze di sicurezza del sistema elettrico, in particolare la regolazione della tensione nell'area sud-occidentale della Sicilia;
- fattibilità impiantistica in termini di layout;
- rapidità nella presa di carico e flessibilità di regolazione;
- tempi brevi di approvvigionamento e costruzione del macchinario.

L'impianto TG sarà dislocato lungo il fronte Ovest della Centrale, esso sarà alimentato con gas naturale approvvigionato dal metanodotto di seconda specie del Comune di Porto Empedocle.

Per la realizzazione della modifica parte dell'area di stabilimento, indicata sulla planimetria in allegato 4, è stata riservata al cantiere, visibile dalla Commissione nel corso della verifica ispettiva, la



cui gestione è stata interamente affidata ad altra società del gruppo ENEL (I&R), che si interfaccia con le ditte esecutrici dei lavori come committente. Sono visibili in planimetria sia il perimetro del cantiere che i punti (cancelli) di collegamento con la restante area di stabilimento: il cantiere interessa sia la parte di ubicazione del turbogas, lato ovest, che la parte di installazione del pipe-rack di connessione al metanodotto esterno, fino al limite di batteria che segna la competenza del gestore.

Durante il cantiere le esistenti unità PE1 e PE2 sono lasciate in esercizio, mentre nelle fasi finali potranno essere poste fuori esercizio per consentire gli interventi nella stazione elettrica. Dal momento dell'entrata in servizio del nuovo TG in ciclo semplice, l'unità PE1 ad olio verrà posta in riserva fredda con la possibilità di esercire, nei casi di indisponibilità del TG, per un massimo di 1000 ore/anno. Il serbatoio K1 continuerà ad essere utilizzato ad OCD per l'eventuale alimentazione del gruppo PE1.

Il nuovo impianto TG sarà in ciclo semplice: i fumi prodotti dalla combustione saranno direttamente convogliati in atmosfera mediante il camino. Il combustibile è iniettato ad alta pressione nella camera di combustione dove verrà miscelato all'aria comburente precedentemente compressa mediante compressore multistadio assiale. Nella camera avverrà la reazione di combustione della miscela aria-combustibile raggiungendo temperature massime di 1.100-1.500°C. I gas caldi, in seguito alla combustione, si espanderanno nella turbina multistadio assiale la quale trasmetterà energia meccanica all'alternatore ad essa collegato e trascinerà inoltre il compressore stesso. L'accoppiamento tra turbina ed alternatore può essere diretto o avvenire mediante riduttore. Al fine di minimizzare le emissioni di ossidi d'azoto, sarà adottata la tecnologia di abbattimento primario con bruciatori Dry Low NOx (DLN). Il principio di funzionamento è basato sull'attenta e controllata miscelazione e successiva combustione dell'aria e del gas. Tale processo permetterà una migliore distribuzione delle temperature ed un'attenuazione delle temperature massime di fiamma; questi elementi permetteranno una riduzione della formazione di ossidi d'azoto.

L'installazione del nuovo impianto comporterà, oltre alla realizzazione e al montaggio dei componenti meccanici, elettrici e di automazione propri del TG, l'esecuzione dei principali interventi di seguito elencati:

- opere civili fra le quali il basamento del TG e dell'alternatore, la ciminiera, nuove strade e piazzali, nuova vasca di accumulo acque di prima pioggia, nuove fognature, ecc;
- stazione di trattamento, misura e compressione metano: il gas naturale, proveniente dal metanodotto cittadino di seconda specie, sarà disponibile ad una pressione non idonea all'iniezione nella camera di combustione, per tale motivo, dovrà essere compresso mediante opportuno compressore. A fronte di tale compressione il tratto di pipeline interno che ospita il gas compresso sarà di 1° specie (30 bar);
- sistema antincendio: sarà realizzato un nuovo impianto in aggiunta all'esistente per servire il nuovo gruppo TG. L'impianto sarà installato a protezione della sezione turbogas, del trasformatore principale e della nuova stazione metano. A tal proposito, saranno utilizzate le due vasche di capacità pari a 1.000 m<sup>3</sup>, già presenti in Centrale, per alimentare il sistema antincendio del nuovo gruppo e del gruppo esistente PE1.

La modifica comporta l'introduzione di una nuova sostanza pericolosa ai sensi del D.Lgs. 334/99 e s.m.i., il gas naturale, sostanza elencata in Allegato I parte I del decreto, per la quale sono previste due soglie rispettivamente pari a 50 tonnellate (colonna 2 - artt. 6 e 7) e 200 tonnellate (colonna 3 - art. 8). A riguardo, il gestore precisa che il gas naturale sarà circoscritto all'hold-up contenuto nelle tubazioni di trasporto e approvvigionamento con una quantità massima stimata pari a circa 13 tonnellate, inferiore alla soglia minima di 50 t.

Il gestore inoltre dichiara che la modifica non comporta l'introduzione di nuove tipologie o modalità di accadimento di incidenti ipotizzabili che risultano più gravose per verosimiglianza (classe di probabilità di accadimento) e/o per distanze di danno associate con conseguente ripercussione



sulle azioni di emergenza esterna e/o sull'informazione alla popolazione. Nella relazione di analisi allegata alla comunicazione NAR il gestore presenta un'analisi tecnica di rischio dell'impianto, tesa ad identificare e valutare la probabilità e le conseguenze di eventuali scenari incidentali connessi all'installazione del nuovo impianto TG, dichiarando che le aree di danno si estendono al di fuori dei confini di stabilimento solamente lungo il fronte mare, in particolare, per una distanza massima di circa 14 metri dal confine Sud della Centrale stessa, in una zona ove sono interdetti il passaggio e l'attracco di imbarcazioni, nonché la balneazione.

Per tale modifica NAR il gestore ha seguito parallelamente un percorso NOF per le procedure antincendio e CPI ai sensi dell'art. 8 del DPR 01/08/2011 n.151, ottenendo un Nulla Osta dal Comando VVF in data 18/03/2013 al progetto presentato (cfr. par. 3.3).

#### MODIFICA N. 2

Con riferimento alla prescrizione in art. 1 c.4 del Decreto di AIA della Centrale, l'azienda ha presentato un piano di recupero totale delle acque per produzione acqua DEMI, approvato dal MATTM con Prot. DVA-2011-0018798 del 28/07/2011, in cui si prevedeva il noleggio, la gestione e la manutenzione di un impianto di trattamento di acqua di mare, prelevata in derivazione dalla tubazione di adduzione ai refrigeranti "ciclo chiuso per raffreddamento" della centrale (alimentazione dei condensatori dei gruppi termoelettrici per la condensazione del vapore).

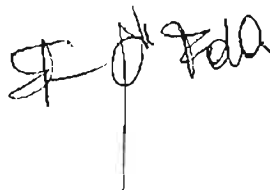
Tale intervento ha però reso necessario procedere con un'ulteriore azione di modifica (istanza di modifica non sostanziale), opportunamente comunicata agli Enti preposti con nota Enel-PRO - 09/05/2012-0021978, che si identifica nella necessità di integrare l'impianto di produzione di acqua demineralizzata da acqua di mare anzidetto, con un sistema di stoccaggio dell'acqua prodotta (tre serbatoi da 80 m<sup>3</sup>) e con un sistema dedicato di trattamento dei reflui derivanti dallo stesso.

Tale intervento prevede altresì la riallocazione e il ridimensionamento dell'impianto di approvvigionamento, stoccaggio e distribuzione acido e soda. Tutte le unità impiantistiche (linee di collegamento, pompe di caricamento, miscelazione e travaso) sono state collocate all'interno di una vasca di raccolta sversamenti di adeguato volume utile e idonea pendenza a favore di deflusso verso canali di raccolta che devino a pozzetti di aggrottamento collegati alla fogna acida di stabilimento. Al di sopra del muro di contenimento, per tutto il perimetro dell'area di stoccaggio, per un'altezza di due metri è stata predisposta, invece, una barriera paraspruzzi costituita da pannelli in PVC. Tutti i materiali impiegati sono stati scelti in relazione alle caratteristiche chimico-fisiche delle sostanze in uso in loco. Interventi di contenimento ed impermeabilizzazione sono stati adottati anche nell'area di sosta dell'autobotte. Uno stoccaggio di servizio all'impianto di trattamento anzidetto è stato, inoltre, previsto nelle sue immediate vicinanze, ed è costituito da cisternette/taniche, di capacità totale di circa 9 m<sup>3</sup>.

Con riferimento alla modifica NAR n.2 il gestore dichiara, nell'istanza di non aggravio, che il nuovo impianto di produzione di acqua DEMI comporta l'introduzione di una nuova sostanza pericolosa, l'ipoclorito di sodio, rientrante nella categoria di sostanze 9i) "molto tossiche per gli organismi acquatici" già in uso in stabilimento. La quantità introdotta stimata, circa 2,5 t, apporterebbe una variazione percentuale dei quantitativi massimi stoccati della citata categoria di sostanza di gran lunga inferiore al 10%, pertanto ai sensi del DM 9.8.00 tale modifica non comporta aggravio di rischio.

#### MODIFICA N. 3

Con riferimento al RdS Novembre 2011, ed alla successiva documentazione integrativa, nell'ottica della ulteriore riduzione delle probabilità di inquinamento di acque e suolo per eventuali perdite dal serbatoio o da linee di riempimento/svuotamento di OCD, il gestore ha effettuato motu proprio la realizzazione, all'interno del bacino di contenimento del serbatoio di stoccaggio OCD K1,



di pavimentazione in calcestruzzo impermeabilizzante con interposta rete elettrosaldata per migliorare il convogliamento delle acque piovane. Le attività si sono concluse nel mese di marzo 2014, e hanno riguardato:

- pulizia e livellamento del terreno in sito del piano di posa della pavimentazione;
- realizzazione di pavimentazione in calcestruzzo con interposta rete elettrosaldata, secondo opportune pendenze;
- esecuzione di giunti di dilatazione e contrazione e loro sigillatura con materiale idoneo;

La descrizione dell'attività produttiva di stabilimento, completa delle suddette modifiche adottate, è visualizzata nella planimetria in allegato 5, aggiornata dal gestore durante la visita ispettiva su richiesta della Commissione.

### 2.1.2 SISMICITA'

La zona di ubicazione della Centrale è classificata come ZONA SISMICA 2, secondo l'OPCM del 20.03.2003 n. 3274 e s.m.i., successivamente modificata dal DGR n. 408 del 19.12.03.

## 2.2 DESCRIZIONE DEL SITO

La Centrale termoelettrica dell'Enel Produzione S.p.A. di Porto Empedocle (AG) si trova nel territorio del Comune omonimo e più precisamente nella zona del porto contigua al molo di ponente. Le coordinate geografiche dello stabilimento sono:

Latitudine (N) 37° 17' 14"

Longitudine (E) 13° 31' 16"

L'area della Centrale è così delimitata:

- a Nord da via Gioeni, oltre la quale sono ubicate le abitazioni del Comune di Porto Empedocle
- a Est dalla sede della Capitaneria di Porto
- a Sud confina con il mare mediterraneo tramite una scogliera
- a Ovest da un'area attualmente sottoposta a sequestro da parte dell'autorità giudiziaria.

Più in dettaglio, nella seguente tabella si riportano le principali attività presenti nel raggio di 500 m dallo stabilimento, riscontrabili sulla corografia di sito (allegato 12) consegnata dal gestore.

Punto n°	Tipologia	Altezza s.l.m. m
1	Polizia	55,0
2	Asilo	65,0
3	Sottostazione elettrica TERNA	52,0
4	Biblioteca comunale	2,0
5	Scuola elementare	55,0
6	Guardia di Finanza	1,6
7	Chiesa Madre	1,6
8	Scuola elementare	1,6
9	Poste centrali	1,6
10	Casa comunale	1,6
11	Auditorium S. Gerlando	2,5
12	Poliambulatorio	2,2
13	Scuola media	2,2
14	Parcheggio multipiano	40,0

*Stefano Fola*

Oltre a quanto sopra riportato sono presenti nel raggio indicato dei 500 m anche le seguenti attività secondarie:

- lato spiaggia est compreso fra il molo di ponente ed il muro perimetrale esterno della centrale: zona balneare chiamata "La spiaggia"; Capitaneria di Porto;
- lato spiaggia ovest: un'area sottoposta a sequestro da parte dell'autorità giudiziaria, oltre la quale si trovano i lidi balneari ed un campo di calcetto;
- lato est lungo la via Gioeni: attività commerciali: piccola trattoria; lavaggio per auto; gommista; studio veterinario; studio dentistico; finanziaria; negozi di abbigliamento; negozio vendita bomboniere; ristorante; bar;
- lato ovest lungo la via Gioeni: attività commerciali: deposito di sale marino raffinato; elettrauto; tabacchino; parrucchiere; panificio; vendita articoli da mare e piccoli casalinghi.
- via Roma: è il centro del paese e nelle sue vicinanze si trovano esercizi commerciali quali bar, paninerie, agenzie di viaggio, farmacie, supermercati, abbigliamento, pescherie; pizzerie, sale giochi, banche e ristoranti.

Adiacente all'area portuale occupata c'è il porto commerciale, con transito e attracco di imbarcazioni commerciali e civili, a circa 700 m dal perimetro di stabilimento.

Ad eccezione del tratto di mare prospiciente la banchina, potenzialmente interessato da possibile rilascio di OCD ipotizzato e valutato nel RdS, i suddetti obiettivi vulnerabili non risultano essere interessati dagli effetti analizzati dal gestore per gli incidenti ipotizzati, tutti relativi a possibile impatto ambientale. Alcuni obiettivi potrebbero invece essere interessati dagli effetti tossici in termini di LoC (calcolati per 10min di esposizione) calcolati per i fumi derivanti da incendio sul tetto del serbatoio OCD (cfr. par. 4.1), con estensione in area di raggio pari a 240 m.

## 2.2.1 MOVIMENTAZIONE SOSTANZE PERICOLOSE

Il flusso di merci pericolose da/per lo stabilimento, riferito all'anno 2013, è sotto riportato (in allegato 6 la relazione del gestore):

1. SOSTANZA	2. FRASE DI RISCHIO	3. QUANTITA' IN INGRESSO	4. TIPOLOGIA	5. NOTE
OCD - Olio Combustibile Denso	R20 - R45 - R48/21 - R63 - R66 - R50/53	66.945,879 Ton	Trasporto effettuato con n° 12 navi (63.111,374 Ton) e n° 134 autobotti (3.834,505 Ton)	-
Gasolio	R20 - R38 - R40 - R65 R51/53	169,051 Ton	Trasporto effettuato con n°14 autobotti.	Gasolio ad accisa agevolata utilizzato per le fasi di avviamento dei gruppi
Idrogeno	R12	4.040 m³	Pacchi bombole. Trasp. effettuato con camion	-

*[Handwritten signature]*

## 2.2.2 STATO DI ATTUAZIONE DEL RISP

ENEL Produzione è situata all'interno dell'area portuale di Porto Empedocle, in area demaniale marittima delimitata con Concessione dell'Autorità Competente (Capitaneria di Porto) n. 17 del Registro Concessioni anno 2012, pratica n. 213 del 29.11.2012, della durata di 3 anni (allegato 7). La Concessione riguarda un'area demaniale marittima di 45.627 mq in via Gioeni a Porto Empedocle, di cui 2.767 m<sup>2</sup> riservati a mantenimento oleodotto per approvvigionamento, cabina e parcheggio, e 42.860 m<sup>2</sup> riservati a mantenimento della Centrale termoelettrica e relativi impianti di supporto, compreso deposito costiero di OCD.

Per quanto detto, e in relazione ai quantitativi di OCD massimi stoccabili nel deposito notificati, lo stabilimento rientra nel campo di applicazione del D.M. n. 293 del 16.03.98. A riguardo, il gestore dichiara di non aver ricevuto ad oggi alcuna richiesta di informazioni, da parte dell'Autorità Competente, necessarie per la redazione del RISP, che pertanto risulta non predisposto.

## 2.2.3 PIANIFICAZIONE URBANISTICA E TERRITORIALE - INFORMAZIONE ALLA POPOLAZIONE

La Commissione ha verificato che, a seguito dell'ingresso della CTE ENEL di Porto Empedocle nell'ambito di applicazione del D.Lgs.334/99 e s.m.i., il Comune di Porto Empedocle non ha predisposto variante agli strumenti di pianificazione urbanistica e territoriale ai sensi del D.M. 9 maggio 2001. Il gestore dichiara di non aver ricevuto alcuna richiesta da parte del Comune relativamente alla elaborazione del documento R.I.R. La Commissione invita l'Autorità Competente ad attuare gli adempimenti di sua competenza previsti dal suddetto Decreto.

Il gestore ha inviato agli enti competenti, con lettera Enel-PR0-29/11/2011-0052881, la Scheda di Informazione sui rischi di incidente rilevante per i cittadini ed i lavoratori, edizione Novembre 2011. A seguito di esame di tale documento, la Commissione ritiene opportuno un aggiornamento della Scheda integrando:

- maggiori dettagli sull'attività eseguita in stabilimento, con particolare riferimento al nuovo assetto impiantistico (realizzazione impianto TG a metano con allacciamento a rete SNAM)
- l'indicazione del cambio di Responsabile di impianto RIMP
- maggiori dettagli sulla descrizione del sito circostante, con particolare riferimento ad eventuali recettori sensibili (ambientali e civili) nel raggio di 5 km, riferiti in primis all'area portuale su cui è localizzato lo stabilimento ed al Comune in prossimità dello stesso
- una revisione delle sostanze pericolose soggette al D.Lgs. 334/99 e s.m.i. trattate, includendo anche quelle sostanze pericolose detenute in piccole quantità (es. ipoclorito di sodio), con esatta indicazione delle soglie in riferimento all'allegato I del decreto, e tenendo conto delle recenti variazioni di normativa in merito alla riclassificazione dell'OCD
- maggiori dettagli sugli incidenti ipotizzati, in considerazione di tutte le sostanze pericolose trattate e della introduzione di nuova sostanza pericolosa (gas naturale) a seguito di cambiamento di assetto impiantistico
- maggiori dettagli sulle misure di sicurezza adottate, in particolare relazione agli eventi incidentali considerati più credibili (rilasci ambientali) sia all'interno che all'esterno dello stabilimento. A tale riguardo non è corretto dichiarare una totale 'assenza di impatto sull'esterno' considerando che il rilascio di OCD su matrice ambientale (mare) è



certamente un impatto su ambiente esterno, indicato tra l'altro come area critica sulla planimetria allegata alla scheda di informazione

- le Schede di sicurezza relative alle sostanze notificate, in considerazione anche della introduzione di gas naturale per il TG
- indicazioni sulle aree di impatto degli scenari nella sezione 9.

La Commissione ritiene necessario un parallelo aggiornamento della Notifica, attualmente in edizione Novembre 2011.

Il gestore dichiara di non conoscere informazioni in merito alla necessità che Comune, in adempimento all'art. 22, commi 4 e 5 del D.Lgs. 334/99 e s.m.i., abbia reso disponibile ai cittadini la Scheda di Informazione sui rischi di incidente rilevante per i cittadini ed i lavoratori, ed abbia in programma una campagna informativa alla popolazione.

### 3. POSIZIONE AI SENSI DEL D.LGS. 334/99 e S.M.I ED ITER ISTRUTTORIO

#### 3.1 INFORMAZIONI SUL CAMPO DI ASSOGGETTABILITÀ DELLO STABILIMENTO AL D.LGS. 334/99 E S.M.I.

Lo stabilimento, alla sua prima ispezione ex art. 25 del D.Lgs. 334/99 e s.m.i., è entrato nel campo di applicazione del decreto a seguito della modifica della classificazione dell'OCD introdotta con l'entrata in vigore del regolamento CE/1272/2008 CLP il 1.12.2010. Esso è soggetto ad art. 8 del decreto per la presenza di sostanze pericolose (OCD) in quantità superiore a quella indicata in colonna 3 dell'allegato I al decreto. La seguente tabella mostra le sostanze pericolose, con le relative quantità massime detenute in stabilimento, notificate dal gestore:

Inquadramento dello stabilimento ai sensi del D.Lgs. 334/99			
Sostanze e/o preparati pericolosi	Limite di soglia (t)		Quantità (t)
	Art. 6	Art. 8	
Sostanze specificate (D.Lgs. 334/99, Allegato 1, parte prima)			
Idrogeno	5	50	0.01
Prodotti petroliferi (Gasolio)	2500	25000	21
Categorie di sostanze e preparati (D.Lgs. 334/99, Allegato 1, parte seconda)			
1. Molto tossiche	5	20	0
2. Tossiche	50	200	0
3. Comburenti	50	200	0
4. Esplosive <sup>a</sup>	50	200	0
5. Esplosive <sup>b</sup>	10	50	0
6. Infiammabili	5000	50000	0.72



7a. Facilmente Infiammabili	50	200	0	
7b. Liquidi Facilmente Infiammabili	5000	50000	0	
8. Estremamente Infiammabili	10	50	0	
9.	Sostanze pericolose per l'ambiente in combinazione con le seguenti frasi di rischio:			
	i) R50 "Molto tossiche per gli organismi acquatici" (compresa frase R50/53)	100	200	27792
	ii) R51/53 "Tossico per gli organismi acquatici; può causare effetti negativi a lungo termine nell'ambiente acquatico".	200	500	0
10.	ALTRE CATEGORIE che non rientrano in quelle precedenti, in combinazione con le seguenti frasi che descrivono il rischio:			
	i) R14: reagisce violentemente a contatto con l'acqua (compreso R14/15)	100	500	0
	ii) R29: Libera gas tossici a contatto con l'acqua	50	200	0

La tabella sarà aggiornata, come puntualizzato dalla Commissione, alla luce delle recenti variazioni di normativa in merito alla riclassificazione dell'OCD (D.Lgs. 48/14). I quantitativi sono stati calcolati prendendo a riferimento la capacità massima di riempimento dei serbatoi di stoccaggio e dei serbatoi giornalieri. La verifica delle somme pesate conferma quanto detto:

Gruppo	Art.6	Art. 8
T	0	0
F,E,O	0.002	0.0002
N	277.9	138.9

Il gestore ha trasmesso alle Autorità Competenti i documenti di Notifica e Scheda di informazione RIR come indicato nel par. 2.2.3.

### 3.2 STATO DI AVANZAMENTO DELL'ISTRUTTORIA TECNICA DEL RDS

Si riportano di seguito le fasi cruciali dell'iter istruttorio, ad oggi non concluso, per il quale il gestore fornisce la relazione in allegato 8:

- in data 29 novembre 2011, con nota Enel-PRO-29/11/2011-0052881 il gestore ha trasmesso il primo Rapporto di sicurezza ai sensi dell'art. 8 del D.Lgs. 334/99 e s.m.i., al CIR;
- con nota della Direzione Regionale VV.F. per la Sicilia, prot. n. 1592 del 10/02/2012 (protocollo ENEL-PRO-15/02/2012-0007523), sono stati comunicati l'avvio dell'istruttoria del Rds (ediz. novembre 2011) e la nomina del Gruppo di Lavoro incaricato di svolgere l'istruttoria preliminare;
- in data 27 marzo 2013, il GdL ha effettuato un sopralluogo presso la Centrale, a seguito del quale è stata redatta una nota, prot. n. 6225 Direzione Regionale VV.F. per la Sicilia del 20 maggio 2013, di Richiesta di documentazione integrativa all'azienda, da inviare entro due mesi dal

ricevimento della stessa. La documentazione integrativa riguardava la necessità di integrare l'analisi di rischio con:

- o la valutazione di scenario di combustione dell'OCD nel serbatoio K1, e la relativa dispersione di fumi tossici
  - o la valutazione di scenari connessi con le altre sostanze pericolose presenti in stabilimento e notificate dal gestore, nello specifico idrogeno e gasolio
  - o risultati delle verifiche sismiche condotte sulle varie parti di impianto, ai fini di valutare eventuali scenari conseguenti;
- con comunicazione Enel-PRO-17/07/2013-0028807, il gestore ha inviato la documentazione integrativa richiesta; relativamente all'esecuzione delle verifiche sismiche su parti d'impianto diverse dal serbatoio di stoccaggio OCD, a causa delle tempistiche di esecuzione delle stesse stimabili in circa 12 mesi, il gestore ha richiesto una proroga per la presentazione di 15 mesi;
  - in data 27 Marzo 2014 il GdL incaricato di svolgere l'istruttoria ha completato l'esame del RdS edizione 2011 e della documentazione integrativa prodotta dal gestore il 17.7.2013, ed ha inviato la relazione finale al CTR Sicilia con lettera prot. 0003378 del 31.03.2014;
  - in data 3.7.14 con delibera n.210 il CTR, esaminata la relazione del GdL, ha richiesto chiarimenti in ordine al quantitativo complessivo di OCD in deposito, in relazione alla capacità dei serbatoi ed alle caratteristiche dello stesso OCD riportate nella scheda di sicurezza;
  - alla data della conclusione della presente verifica ispettiva il gestore, con nota del 29.07.14 prot. ENEL 0030746, ha inoltrato al CTR gli esiti delle verifiche sismiche condotte sulle varie parti di impianto.

L'istruttoria del RdS è dunque in fase di conclusione, che sarà sancita con relazione finale del CTR Sicilia.

### 3.3 CPI

La Centrale è dotata del Certificato di Prevenzione Incendi CPI Pratica n° 2750 con validità dal 18/06/2010 al 18/06/2013, rilasciato dal Ministero dell'Interno attraverso il Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Agrigento, con nota prot. 0000414 del 02/08/2010.

In data 12/06/2013 il gestore ha presentato Attestazione di rinnovo periodico di conformità antincendio ai sensi dell'art. 5 del D.P.R. 01/08/2011 n°151, dichiarando l'assenza di variazioni delle condizioni di Sicurezza antincendio relative all'attività della Centrale. Tale Attestato ha validità fino al 12/6/2018, salvo modifiche sostanziali apportate allo stabilimento.

In data 08/11/2012 il gestore ha richiesto al Comando Provinciale VVF di Agrigento l'esame del progetto antincendio relativo ai lavori di ambientalizzazione della Centrale con installazione di TG a ciclo semplice, al fine di ottenere il Nulla Osta di Fatibilità (rif. Pratica 2750 VV.F.) ai sensi dell'art. 8 del DPR 01/08/2011 n.151.

In data 22/02/2013 con nota Prot. n.0002019 il Comando Provinciale VVI di Agrigento, al fine del rilascio del NOF di cui sopra, ha richiesto integrazioni alla documentazione inviata, trasmesse dal gestore con nota Enel-PRO-14/03/2013-0011761.

In data 18/03/2013, il Comando Provinciale VVF di Agrigento ha rilasciato NOF al progetto presentato.

In data 28/02/2014, il gestore ha richiesto al Comando provinciale VVF di Agrigento la valutazione del progetto antincendio per modifica delle attività esistenti relativamente ai lavori di ambientalizzazione della Centrale. La modifica proposta con l'installazione della nuova turbina a gas e del sistema di trasporto e compressione del metano interessa le seguenti attività soggette alla prevenzione incendi di cui all'allegato 1 al Decreto del Presidente della Repubblica del 1° agosto 2011, n. 151, in aggiunta a quelle ad oggi presenti:



- attività n. 2.2.C: Impianti di compressione o di decompressione del gas infiammabili e/o combustibili con potenzialità superiore a 50 Nm<sup>3</sup> /h, con esclusione dei sistemi di riduzione del gas naturale inseriti nelle reti di distribuzione con pressione di esercizio non superiore a 0,5 MPa;
- attività n. 4.2.C: Depositi di gas infiammabili compressi, in serbatoi fissi di capacità geometrica complessiva > 2 m<sup>3</sup>;
- attività n. 6.2.B: Reti di trasporto e di distribuzione di gas infiammabili, compresi quelli di origine petrolifera o chimica, con esclusione delle reti di distribuzione dei relativi impianti con pressione di esercizio non superiore a 0,5 MPa;
- attività n. 48.1.B: Macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori 1 m<sup>3</sup>.
- attività n. 49.3.C: Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici ed impianti di cogenerazione di potenza complessiva superiore a 700 kW.

Con nota del 4.7.14 prot 6346 del Comando Prov.le VVF di Agrigento, è stato rilasciato parere favorevole al progetto di cui sopra.

In allegato 9 si riporta la relazione del gestore comprensiva di CPI e di Attestazione di rinnovo periodico di conformità antincendio.

---

#### 4. RISCHI PER L'AMBIENTE E LA POPOLAZIONE CONNESSI ALL'UBICAZIONE DELLO STABILIMENTO

---

##### 4.1 SCENARI INCIDENTALI - INCIDENTI CON IMPATTO SULL'ESTERNO DELLO STABILIMENTO

Nel RdS edizione Novembre 2011 il gestore ha individuato 10 Top Event sostanzialmente riferibili a rilascio di OCD in mare o suolo, ipotizzati a diverse altezze di percorso dell'olio dal punto di scarico (banchina) all'ingresso in caldaia. Il Top event più critico in termini di frequenza ed impatto risulta essere il rilascio di OCD in banchina per rottura di manichetta flessibile. Si riportano di seguito i 10 Top Event così come elencati nel RdS.

Top No.	Descrizione	Frequenza evento (occ./anno)	Scenario	Frequenza scenario (occ./anno)	Conseguenze (distanze in m. dalla sorgente)			
					12.5 kW/m <sup>2</sup>	7 kW/m <sup>2</sup>	5 kW/m <sup>2</sup>	3 kW/m <sup>2</sup>
					<b>Incendio stazionario</b> 12.5 kW/m <sup>2</sup> 7 kW/m <sup>2</sup> 5 kW/m <sup>2</sup> 3 kW/m <sup>2</sup>			
					<b>Incendio istantaneo</b> LFL    ½ LFL    --    --			
					<b>Esplosione</b> 0.03 bar    0.14 bar    0.07 bar    0.03 bar			
					<b>Dispersione di sostanza tossica</b> LC50    --    1DLH    LoC			
<b>Olio combustibile denso</b>								
1.1	Perdita di OCD in banchina di scarico – Fonte di perdita da manichetta flessibile Fase: Scarico di bettolina in serbatoio di stoccaggio	3.98E-2	Relascio di sostanza ecotossica (OCD) in mare all'interno delle pance di contenimento	3.98E-2	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
2.1	Relascio di OCD da bocchello per manutenzione livello serbatoio stoccaggio K1 capacità di 11500 m3 Fase: Scarico di bettolina in serbatoio di stoccaggio	7.8E-3	Relascio di sostanza ecotossica (OCD) sul suolo in aree confinate e collegate all'impianto di disoleazione	7.8E-3	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
3.1	Perdita di OCD – Fonte di perdita da olendotto Fase: Scarico di bettolina in serbatoio di stoccaggio	1.92E-2		1.92E-2	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
1.2	Perdita di OCD da serbatoio di stoccaggio K1 capacità di 11500 m3 Fase: Stoccaggio OCD	3.01E-3		3.01E-3	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
1.3	Perdita di OCD in loco durante la fase di trasferimento OCD da serbatoio di stoccaggio K1 a cassa giornaliera da 63 m <sup>3</sup>	7.90E-3		7.90E-3	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.



2.4	Perdita di OCD da cassa giornaliera da 63 m <sup>3</sup>	4.26E-3			n.c.	n.c.	n.c.
1.5	Perdita in loco di OCD cassa giornaliera da 63 m <sup>3</sup> durante la fase di trasferimento OCD da cassa giornaliera a bruciatori	1.75E-2			n.c.	n.c.	n.c.
1.7	Perdita di OCD in zona di scarico autobotte - Fonte di perdita da autobotte Fase: Scarico di autobotte in serbatoio di stoccaggio K1	7.5E-4			n.c.	n.c.	n.c.
2.7	Rilascio di OCD da bocchello per misurazione livello serbatoio stoccaggio durante la fase di scarica autobotte	7.8E-3			n.c.	n.c.	n.c.
3.7	Perdita di OCD da linea scarico autobotte	3.66E-3			n.c.	n.c.	n.c.

Per tali incidenti il gestore non ha inizialmente presentato una visualizzazione di aree di danno con effetti sull'esterno. Su richiesta della Commissione il gestore ha, in corso di verifica ispettiva, consegnato la planimetria con evidenziazione delle aree di danno provocate dai rilasci ipotizzati (allegato 10), considerando che il tratto marino eventualmente impattato, limitrofo alla banchina di scarico, è certamente da valutarsi esterno allo stabilimento. L'area di impatto esterno indicata in planimetria corrisponde alla superficie delle panne galleggianti che vengono puntualmente montate in area banchina od ogni scarico, come da ordinanza della Capitaneria di Porto n.16 del 2012. Oltre a tale area sono state indicate le eventuali aree (interne) di impatto nel suolo da rilascio OCD in corrispondenza dei tratti di oleodotto e pipeline di trasporto dell'OCD in caldaia; le aree sono limitate ai bacini di raccolta, vasche di contenimento e pozze confinate su pavimentazione impermeabilizzata.

Infine si riporta, sempre in allegato 10, la planimetria con visualizzazione delle aree di danno da tossicità fumi emessi da eventuale incendio di serbatoio OCD, la cui valutazione è stata oggetto di richiesta integrativa da parte del GdL impegnato nel procedimento istruttorio del RdS. L'area di tossicità, calcolata considerando la concentrazione dell'inquinante prevalente nei fumi, ovvero il biossido di zolfo, mostra come i livelli di LC50 e IDLH non sono mai raggiunti alla quota di altezza d'uomo. L'area si riferisce infatti al valore di LoC (terza zona) e interessa la zona circostante esterna allo stabilimento di raggio pari a 240m, nelle condizioni meteo peggiori e per un LoC riferito a 10' di esposizione.

#### 4.2 PIANO DI EMERGENZA ESTERNO

Il PEE non risulta essere stato redatto dall'Autorità Competente.

L'azienda ha inviato le informazioni necessarie per la predisposizione del PEE alla Prefettura di Agrigento, come indicato nella relazione del gestore in allegato 11. A riguardo, si raccomanda di integrare a tali informazioni le analisi aggiuntive effettuate, a seguito di richiesta del CTR, per il calcolo dell'area di danno da fumi tossici emessi in caso di incendio serbatoio (cfr. par. 4.1), nonché eventuali aree esterne emergenti dalle osservazioni avanzate dalla Commissione al punto 3 del paragrafo 7.

---

### 5. DOCUMENTO SULLA POLITICA DI PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI

---

Si riscontra il Documento di politica, rev. 2 del 28.04.2014, integrato con il Manuale del SGS PIR, revisionato con frequenza di legge, che contiene gli obiettivi e principi generali assunti dal gestore, l'impegno ad attuare la politica di prevenzione, i principi e criteri di attuazione del SGS e l'articolazione generale del SGS adottato, con riferimento al D.M. 9 Agosto 2000.

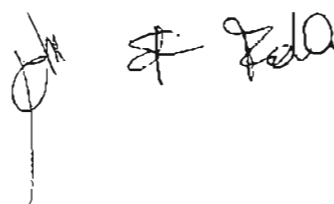
---

### 6. ANALISI DELL'ESPERIENZA OPERATIVA

---

L'azienda ha predisposto inizialmente 26 schede di analisi dell'esperienza storica relative ad eventi occorsi in centrali Enel su territorio nazionale negli ultimi 20 anni, di cui 2 occorsi nello stabilimento accaduti nel 2007 e nel 2011. Nel corso dell'ispezione la Commissione, a valle di esame puntuale di tutte le schede presentate, ha richiesto una revisione delle stesse, mirata a:

- eliminare le 9 schede vuote, che comportano dunque una riduzione delle effettive schede consegnate a 17
- specificare per ogni scheda i sistemi tecnici critici coinvolti nell'evento descritto



- dettagliare meglio i fattori gestionali risultati carenti, con specifica dei sottopunti della lista di riscontro
- completare l'inserimento, in alcune schede, delle azioni previste / programmate per prevenire l'evento, per i casi incidentali compatibili con la realtà di impianto di Porto Empedocle

Si acquisisce, in allegato 12, la revisione delle schede di esperienza storica effettuata dal gestore. Si riscontra un'adeguata dinamica di scambio di informazioni incidentali all'interno del corporate ENEL, che consente una ricaduta informativa e formativa sulla comprensione delle casistiche incidentali tra i diversi stabilimenti. ENEL centrale afferma che tale scambio sarà ulteriormente migliorato nel tempo, sia a livello di analisi di incidenti/analisi di rischio che di attività ispettive interne.

Per quanto sopra non è stato possibile evidenziare, attraverso l'analisi dell'esperienza operativa, elementi gestionali di particolare criticità, pertanto la Commissione, anche alla luce del fatto che l'azienda è alla sua prima verifica ispettiva ex art. 25 D.Lgs. 334/99, decide di procedere all'analisi completa di tutti i punti della lista di riscontro.

---

## 7. RISCONTRI, RILIEVI E RACCOMANDAZIONI

---

Si acquisisce la lista di riscontro, di cui all'allegato 3a del Decreto DSA/DFC/2009/00232 del 25/03/09 (allegato 13), compilata dal gestore per la parte di competenza.

Con riferimento agli elementi gestionali specificati nella lista di riscontro si riporta di seguito l'esposizione puntuale dei riscontri e dei rilievi effettuati dalla Commissione.

### 1 Documento sulla politica di prevenzione

#### 1.1 Definizione della politica di prevenzione

Nel documento di politica, revisionato in data 28.04.2014 ed integrato con il Manuale del SGS, si riscontrano gli obiettivi e principi generali assunti dal gestore, l'impegno ad attuare la politica di prevenzione, i principi e criteri di attuazione del SGS e Particolazione generale del SGS adottato, strutturato secondo i requisiti del D.M. 9 Agosto 2000. Si rileva tuttavia che la data della politica non coincide con quella del documento di politica, e che sul frontespizio del documento non sono indicate tutte le revisioni dello stesso (manca l'emissione 0 del 29.11.11).

Il gestore dichiara che la diffusione del documento al personale avviene via intranet con la distribuzione via e-mail, effettuata in occasione di ogni emissione e/o aggiornamento di documentazione SGS, al personale. Si riscontra la mail di diffusione del Documento, con avviso di lettura, del 23.05.14. Il gestore dichiara che sarà effettuato un incontro formativo specifico a riguardo nel mese di Settembre 2014.

La consultazione dei 2 RLS è attestata dalla mail di distribuzione del Documento, con attestazione di lettura e consenso, inviata il 4.4.14 da RSPP. I 2 RLS sono gli operatori Cappello (manutenzione) e Nobile (esercizio) eletti dalla RSU interna allo stabilimento con lettere di nomina del 23.02.09 e del 13.01.14.

Si raccomanda di indicare sul frontespizio del Documento di politica la congruenza con le date delle revisioni effettuate.

Si raccomanda di aggiornare la politica in linea con le revisioni del Documento di politica.

### 1.ii Verifica della struttura del SGS adottato ed integrazione con la gestione aziendale

Si riscontra la definizione dell'articolazione dell'SGS sul Manuale SGS, con indicazione dei punti congruenti al D.M. 9.8.00 e la specifica, per ogni punto del sistema, del raccordo con le singole procedure SGS. Il manuale sostituisce ed integra il Documento di Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti ex art. 2 D.M. 9/8/2000 emesso in rev. 0 alla data del 29/11/2011.

Si riscontra nel manuale l'integrazione del SGS con il sistema OHSAS 18001 e con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA – UNI EN ISO 14001) implementati nella Centrale di Porto Empedocle. I sistemi sono indipendenti e si richiamano vicendevolmente nell'applicazione di aspetti comuni. Il gestore dichiara che al fine di rendere quanto più compatibile possibile tali sistemi di gestione, alcune procedure e documenti di attuazione sono stati redatti in comune.

Si riscontra come esempio di integrazione tra SGS PIR e il sistema SGA Ambientale la procedura operativa ambientale POA-06 relativa alle attività di scarico OCD in banchina, ove sono indicati elementi relativi alla sicurezza RIR in termini di gestione in condizioni normali, anomale e di emergenza dello scarico, di richiami sugli scenari incidentali di rilascio OCD in mare ed in Centrale, di controlli da effettuare pre-scarico e di adozioni delle misure preventive e mitigative di sicurezza per l'operazione da effettuare.

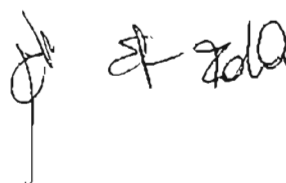
### 1.iii Contenuti del Documento di Politica

Nel documento di politica, integrato con il Manuale del SGS, si riscontrano gli obiettivi e principi generali assunti dal gestore, l'impegno ad attuare la politica di prevenzione, i principi e criteri di attuazione del SGS e l'articolazione generale del SGS adottato, strutturato secondo i requisiti del D.M. 9 Agosto 2000.

In allegato 1 al documento di politica sono elencate le singole procedure cui fa riferimento il sistema SGS-PIR, in relazione agli elementi del Sistema, e come programma di attuazione/miglioramento SGS è allegato un 'programma ambientale' che sostanzialmente coincide con le azioni programmate in ottemperanza alle prescrizioni AIA. Il gestore mostra inoltre, come documenti indipendenti a quello di politica, un programma 'gap analysis PE' non datato che elenca le date di emissione delle singole procedure SGS, e i verbali degli ultimi Riesami SGS contenenti le azioni programmate tecniche e gestionali per il miglioramento SGS. Per quanto sopra, pur riscontrando nella sostanza una programmazione ed un monitoraggio di avanzamento di azioni tecnico-gestionali atte al miglioramento del sistema SGS:

si raccomanda:

- una adeguata distinzione, pur esistendo elementi di contatto intercambiabili, tra il sistema SGS e SGA Ambiente in termini di analisi di criticità e messa a punto di azioni correttive nonché di programmazione di azioni migliorative. Il programma di azioni AIA non è correttamente rispondente né logicamente conseguente alle esigenze di programmazione migliorativa SGS richieste nel documento di politica al fine del raggiungimento degli obiettivi prefissati;
- la ricostruzione di un unico ed organico programma di attuazione e miglioramento SGS che integri tutte le azioni tecniche e gestionali comprendenti aspetti di attuazione degli elementi SGS e aspetti di miglioramento SGS emersi da visite ispettive esterne e/o interne, analisi incidentali, modifiche di produzione e/o impianto, analisi di rischio, analisi di indicatori, riesami SGS. Tale programma sarà quello da allegare al documento di politica.





## 2 Organizzazione e personale

### 2.i Definizione delle responsabilità, delle risorse e della pianificazione delle attività

Si riscontra che l'organigramma dello stabilimento, contenuto nel manuale SGS, non evidenzia né identifica tutte le funzioni chiave per la sicurezza responsabili dell'attuazione del Sistema SGS PIR descritte in allegato 6 al manuale SGS. Mancano infatti il responsabile SGS, il responsabile per le emergenze CET, e l'RLS. Tali figure risultano comunque identificate con apposite nomine, ma è necessario riportarle per congruenza nell'organigramma, al fine anche di una più chiara evidenziazione dei rapporti gerarchici e funzionali tra i ruoli.

Si riscontra inoltre, a riguardo, che l'organigramma non evidenzia, contrariamente a quanto affermato nel manuale SGS, i rapporti funzionali tra i diversi ruoli, in particolare tra RSPP/RSGS, il responsabile impianto RIMP e le sezioni Esercizio e Manutenzione. Alcuni di tali legami di funzionalità sono esplicitati nelle descrizioni delle mansioni in allegato 6 al Manuale SGS, ma mancano le condivisioni SPP-IMP/MAN/ESEER necessarie ad esempio per la programmazione delle manutenzioni e controlli di apparecchiature ed impianti, indicate comunque nelle singole procedure di interesse.

Si riscontrano le nomine di RSPP e di RSGS all'ing. Scognamiglio, conferite dal gestore in data 20.12.12. Si riscontrano gli attestati A, B, C conseguiti dal RSPP nel 2010 ai sensi del D.L. 81/08.

Il gestore è l'ing. Ignazio Mancuso, di cui si riscontra la procura n. 9942 del 15.4.13 ove però manca la chiara esplicitazione delle responsabilità, mansioni e poteri di spesa per la sicurezza in termini di SGS PIR. Le mansioni sono comunque indicate in allegato 6 al manuale SGS, in particolare la responsabilità dell'adempimento degli obblighi PIR ex D.Lgs. 334/99.

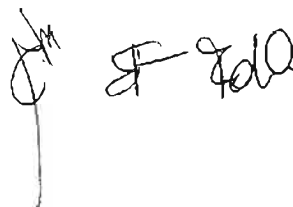
Si raccomanda di evidenziare nell'organigramma dello stabilimento, contenuto nel manuale SGS, tutte le funzioni chiave per la sicurezza responsabili dell'attuazione del Sistema SGS PIR descritte in allegato 6 al manuale SGS, al fine anche di una più chiara evidenziazione dei rapporti gerarchici e funzionali tra i ruoli.

Si raccomanda di esplicitare nell'organigramma, in coerenza con quanto affermato nel manuale SGS, i rapporti funzionali tra i diversi ruoli, in particolare tra RSPP/RSGS, il responsabile impianto RIMP e le sezioni Esercizio e Manutenzione.

Si raccomanda di esplicitare nella procura del gestore, la chiara esplicitazione delle responsabilità, mansioni e poteri di spesa per la sicurezza in termini di SGS PIR.

### 2.ii-2.iii Attività di informazione, formazione ed addestramento

Si riscontra la procedura PIR 01 'Organizzazione, Informazione, Formazione e Addestramento' del 30.1.14 ove sono indicate le modalità di pianificazione, esecuzione e verifica delle attività di informazione/formazione/addestramento del personale interno ed esterno. Si raccomanda di garantire nella procedura una coerenza con il DM 16.3.98 nella esplicitazione della frequenza degli incontri informativi, formativi e di addestramento per il personale, di fatto eseguiti secondo la periodicità del decreto come riscontrato sul programma IFA e sui verbali di registrazione. Nella procedura infatti si menziona che l'informazione viene effettuata solo ai visitatori, ai neoassunti e alle ditte terze, mentre con cadenza annuale; di fatto gli incontri trimestrali di informazione vengono eseguiti nell'ambito dell'attività di formazione ed addestramento del personale, ma ciò va esplicitato per garantire coerenza con il DM 16.3.98. Infine l'addestramento è riferito solo alle esercitazioni di emergenza, va esteso invece anche al concetto di



'addestramento operativo in impianto' per il normale e anomalo funzionamento dello stesso, con particolare riguardo (nel caso in esame) anche a variazioni sostanziali dell'impianto stesso.

Il gestore dichiara che la formazione del dipendente sulla sicurezza si articola in 2 step, uno generale curato da ENEL Centrale effettuato tramite corsi e test di verifica on-line, ed uno più specifico di stabilimento curato da SPP effettuato tramite incontri periodici in stabilimento e test di verifica manuali

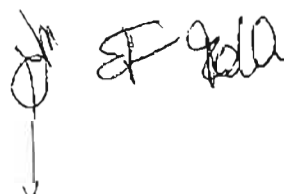
Il programma IFA è redatto su sistema informatico della Centrale ai sensi del documento "Programma di formazione", rev. 2 del 3.3.14, ed è integrato con gli altri sistemi di Gestione della Centrale. Si riscontra il programma IFA del 2014-2015, redatto da RSPP, la cui emissione avviene previa condivisione dello stesso con gli RLS di Centrale. Si riscontra infatti la mail di condivisione del programma con gli RLS, con attestazione di lettura, del 3.3.14. Tuttavia la mail di consultazione RLS ha la stessa data di emissione del programma, pertanto si raccomanda di fornire un tempo più adeguato di condivisione (almeno 1 settimana) con RLS del programma prima della emissione dello stesso. Nel programma si individuano tra gli argomenti trattati quelli attinenti al SGS PIR, e le relative periodicità di incontri risultano rispondenti alle richieste del DM 16.3.98, fermo restando che gli incontri di informazione e formazione si intendono effettuati in maniera congiunta per il personale interno.

Si riscontrano i verbali di registrazione di incontri e corsi formativi, del dicembre 2011 e del 2013, effettuati al personale interno. Gli argomenti indicati sono esplicitati in forma estremamente generica e sintetica, andrebbero meglio dettagliati in tema di sicurezza SGS PIR e contestualizzati allo stabilimento. I verbali sono mantenuti in apposito registro archiviato presso il SPP di impianto.

Attualmente la formazione è effettuata da docenti prevalentemente interni (RSPP, ASPP) con supporto esterno all'occorrenza, selezionato in base a requisiti e grado di qualificazione specificati nella PIR-01. In passato (2011) l'uso di supporto esterno è stato prevalente, in particolare del consulente redattore del RdS (SINDAR). Si riscontrano verbali di incontri e test di verifica di apprendimento a campione, sui quali non risulta evidenziato l'esito di verifica anche in presenza di risposte errate. A fronte di tale osservazione della Commissione, RSPP ha apportato, nel corso della presente ispezione, una modifica sul criterio di valutazione dei test con evidenziazione dell'esito positivo/negativo di apprendimento.

Il gestore dichiara che per ogni addetto è possibile estrarre il percorso formativo dal sistema centrale SAP, per la parte di formazione di base da ENEL centrale, e attraverso un file gestito da SPP, per la parte di formazione specifica in stabilimento rintracciabile anche con i verbali di formazione. L'accesso a SAP è consentito solo a persona munita di credenziali. Per una più completa ed organica visione dell'intero percorso formativo di ogni addetto, anche al fine di valutarne eventuali necessità specifiche, si raccomanda di riportare su sistema unico (SAP) e prontamente accessibile tutti gli interventi IFA impartiti all'addetto, includendo anche le esercitazioni di emergenza.

Per la modifica d'impianto in corso di realizzazione, relativa alla installazione di unità Turbogas, esiste un piano di formazione stilato da RSPP ad hoc per il personale interno destinato alla gestione (O&M) dell'impianto, rev. 2 del 3.6.14. Nel piano si riscontrano argomenti relativi alla prevenzione e sicurezza da incidenti rilevanti PIR, che saranno trattati nel mese di Novembre 2014 dal docente esterno SINDAR tuttavia solo per il personale di esercizio e manutenzione. Si propone di prescrivere di estendere tale formazione a tutti i lavoratori dipendenti di stabilimento, e di garantire anche per tale formazione la consultazione degli RLS, come richiesto dal D.M.

Handwritten signature and initials in black ink, consisting of a stylized name and the letters 'SF' followed by a date '2014'.

16.3.98. Un riferimento alla formazione di tutto il personale è in ogni caso contenuto nell'allegato tecnico al documento di progetto della modifica, ma non contiene il cronoprogramma degli incontri formativi per tutto il personale.

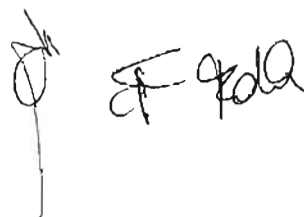
Sempre riguardo la modifica d'impianto con installazione TG, si riscontra documentazione attestante la gestione dell'interfaccia ENEL PE- I&R (ENEL Ingegneria e Ricerca), società del gruppo ENEL cui è stata assegnata la gestione dell'intero cantiere, ubicato all'interno del perimetro ENEL PE. Tale documentazione riguarda:

- il verbale di consegna dell'area di cantiere da RIMP a CSE I&R, del 1.08.13, con cui viene affidata l'intera gestione dell'area ad I&R per il tempo corrispondente alla realizzazione della modifica (temporanea). Nel verbale, controfirmato dalle parti, si riscontra la presa di consegna del Site Manager di I&R dell'area per tutta la durata dei lavori, e l'impegno nell'assunzione della completa responsabilità di gestione dell'area, sia dal punto di vista della sicurezza che dal punto di vista ambientale.
- la planimetria con delimitazione del perimetro di cantiere con accesso indipendente e punti di accesso lato ENEL gestiti da Procedura di accesso del personale ENEL, del 4.9.13. L'area consegnata ad ENEL I&R è transennata tramite recinzione metallica. I vari settori di rete di recinzione sono bloccati tra loro da appositi morsetti per evitarne l'apertura non autorizzata. Su ogni settore di recinzione metallica è applicata banda catarifrangente di materiale resistente alle intemperie, al fine di renderla visibile anche in orari notturni. Sulla recinzione sono esposti cartelli indicanti il divieto di accesso al personale non autorizzato.
- una modifica temporanea del PEI ENEL PE, condivisa con il committente della I&R, del 6.9.13, che in sostanza introduce nuovi punti di raccolta in relazione alla presenza di personale di cantiere; il PEI di cantiere ha a sua volta inglobato tale modifica. La modifica del PEI è stata condivisa con RLS e CSE della I&R che gestisce il cantiere TG.

Si riscontrano gli attestati di partecipazione al corso Addetto Antincendio Alto Rischio, per i componenti della squadra di emergenza.

Riguardo alla informazione e formazione delle ditte appaltatrici, si rileva che la procedura PIR-01 fornisce indicazioni sulla attività di informazione alle ditte, a carico del gestore, e solo marginali sull'attività di formazione, a carico del datore di lavoro, e non contiene un raccordo con la procedura PO 'modalità di trasferimento informazioni a terzi' rev.3 del Febbraio 2011, che tratta l'attività di formazione ai terzi. Dalla PO si vede che l'informazione alle ditte viene effettuata tramite:

- consegna, in fase di gara, di un cd contenente materiale informativo anche relativo alla sicurezza. Si riscontra che l'allegato 1 alla PO, che esplicita tale materiale, non risulta aggiornato alla revisione del 2012 dichiarata in uso dal gestore e riscontrata a campione come consegnata alle ditte a partire dal tale anno. La nuova versione dell'allegato, contenente anche l'estratto delle analisi e valutazioni di sicurezza dell'impianto, all'interno del PEI, deve essere integrata nella PO, che dunque risulta da aggiornare;
- in fase di aggiudicazione appalto, l'impresa viene invitata a presentare una lista di documenti da predisporre, tra cui il DVRS e la dichiarazione, firmata dal Rappresentante Legale, attestante che i propri dipendenti sono stati formati ed informati sui rischi specifici connessi alle attività oggetto dell'appalto. Si rileva che la documentazione da predisporre non include esplicitamente e completamente quanto richiesto per la fase formativa dal DM 16.3.98. Manca infatti nello specifico l'analisi di sicurezza dell'impianto. Inoltre nel verbale di incontro formativo per la ditta NUOVA COGITER (carpenteria), del 30.3.2013 e del 2.4.13 si riscontra il solo riferimento



alla sicurezza ex D.Lgs 81/08 e non al RIR. Nella attestazione di avvenuta formazione dei dipendenti della ditta stessa, non esiste un riscontro di verifica di efficacia;

- all'arrivo in stabilimento e prima di effettuare il lavoro, consegna della Scheda di informazione RIR ed incontro informativo con proiezione di video esplicativo dei rischi di stabilimento, della durata di 50';
- somministrazione, a valle dell'incontro, di test di verifica di apprendimento da ENEL. Si riscontra ad es. il verbale di incontro in stabilimento ENEL della ditta NUOVA COGITER, con annesso test di verifica dell'efficacia, del 24.6.14

La suddetta documentazione è stata visionata mediante intervista e supporto del sig. Cappello, capo reparto programmazione, addetto all'archiviazione della documentazione da fornire alle ditte terze.

Per i visitatori occasionali è prevista, nella PIR 01, la consegna all'ingresso della Scheda di informazione dei RIR ai cittadini e lavoratori ai sensi dell'Allegato V al D.Lgs. 334/99, ad eccezione dei casi in cui il visitatore si rechi solo negli uffici. Inoltre sono svolte le azioni informative rivolte ai visitatori degli impianti produttivi (scolaresche, stagisti, ecc.), ai quali possono anche essere distribuiti opuscoli informativi.

Si raccomanda di garantire nella procedura PIR 01 una coerenza con il DM 16.3.98 nella esplicitazione della frequenza degli incontri informativi, formativi e di addestramento per il personale, di fatto eseguiti secondo la periodicità del decreto come riscontrato sul programma IFA e sui verbali di registrazione.

Si raccomanda di estendere, nella PIR 01, il concetto di addestramento anche all' 'addestramento operativo in impianto' per il normale e anomalo funzionamento dello stesso, con particolare riguardo alle variazioni sostanziali dell'impianto stesso.

Si raccomanda di fornire un tempo più adeguato di condivisione (almeno 1 settimana) con RLS del programma di informazione/formazione prima della emissione dello stesso.

Si raccomanda di esplicitare in forma più dettagliata e puntuale Gli argomenti indicati sui verbali di registrazione di incontri e corsi formativi, di evidenziare meglio il tema di sicurezza SGS PIR e di contestualizzarli allo stabilimento.

Si raccomanda di riportare su sistema unico (SAP) e prontamente accessibile tutti gli interventi IFA impartiti all'addetto, includendo anche le esercitazioni di emergenza.

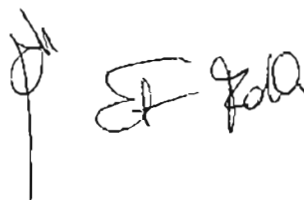
Si raccomanda di garantire raccordo e coerenza tra PIR 01 e PIR 02 per gli aspetti di comune attinenza.

Si raccomanda un esplicito riferimento agli aspetti SGS PIR sui verbali di incontri formativi del datore di lavoro alla ditta.

Si propone di prescrivere di estendere il piano di formazione sulla modifica di impianto con installazione TG, in particolare sugli aspetti di sicurezza, a tutti i lavoratori dipendenti di stabilimento, e di garantire anche per tale formazione la consultazione degli RLS, come richiesto dal D.M. 16.3.98.

Si propone di prescrivere di garantire l'accompagnamento da parte di personale ENEL dei visitatori con accesso nei soli uffici.

Si propone di prescrivere l'aggiornamento della PO 'modalità di trasferimento informazioni a terzi' (redatta tra l'altro prima dell'entrata dell'azienda in Seveso) con

Handwritten signatures in black ink, appearing to be initials and a full name, located at the bottom right of the page.

allineamento completo alle richieste del DM 16.3.98 nella fase formativa delle ditte terze, eseguita dal datore di lavoro, e con integrazione della revisione dell'allegato 1.

Si propone di prescrivere l'aggiornamento della PIR 01 con allineamento completo alle richieste del DM 16.3.98 nella fase informativa delle ditte terze, eseguita da ENEL, e con opportuno richiamo allo PO 'modalità di trasferimento informazioni a terzi'.

Si propone di prescrivere l'evidenza della verifica di efficacia nella attestazione di avvenuta formazione consegnata dal datore di lavoro di ditta terza ad ENEL.

## 2.iv Fattori umani, interfacce operatore ed impianto

Il gestore dichiara che l'addestramento viene effettuato da persona esperta e sul luogo di lavoro attraverso una serie di attività dirette a fare apprendere ai lavoratori il comportamento corretto da tenere in condizioni non normali o di emergenza o che richiedono l'adozione di procedure di emergenza ed evacuazione o l'uso di DPI. I lavoratori sono tenuti ad effettuare delle esercitazioni operative e delle simulazioni reali con utilizzo dei DPI previsti.

Il gestore dichiara di aver definito un protocollo sanitario che prevede controlli periodici per il personale dipendente, a cura del Medico Competente, dott. Giuseppe VACCARI, nominato con lettera del 17.4.12 da parte dei responsabili Impianto. Si riscontra il documento DVSLC del 16.4.14 che attesta la Valutazione Stress Lavoro Correlato, effettuata per macro-gruppi omogenei. Dal documento non risultano particolari situazioni di stress evidenziati.

Si raccomanda di estendere, nella PIR 01, il concetto di addestramento anche all' 'addestramento operativo in impianto' per il normale e anomalo funzionamento dello stesso, con particolare riguardo alle variazioni sostanziali dell'impianto stesso.

## 3 Identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti

### 3.i Identificazione della pericolosità di sostanze e processi, e definizione di criteri e requisiti di sicurezza

La pericolosità delle sostanze ed i rischi di processo sono valutati secondo le procedure: PIR 03 'Schede di Sicurezza' rev. 5 del 31.05.14, e PIR 04 'Analisi preliminare dei pericoli'.

La pericolosità delle sostanze stoccate e/o processate è indicata nelle relative "Schede di Sicurezza", dalle quali è possibile ricavare le proprietà chimico-fisiche, le caratteristiche di reattività e tossicità per l'uomo, l'ambiente. Tali schede vengono aggiornate in accordo agli sviluppi della normativa tecnica di riferimento, delle conoscenze, secondo quanto indicato nella PIR 03 che specifica i ruoli e i iter di gestione delle schede. Le schede risultano aggiornate alla classificazione CLP e sono disponibili presso gli uffici SPP della CTE oltre che sul sito intranet di centrale.

Sulla specifica SDS dell'OCD presentata dal gestore ed allegata alla Scheda di informazione RIR per i cittadini, si nota che i parametri fisici dell'OCD, ai fini della sicurezza, rimandano a range di valori troppo ampi per una precisa caratterizzazione dell'olio (in particolare Temperatura di infiammabilità, dichiarata  $>60^{\circ}\text{C}$ ). Considerando che l'olio arriva in centrale ad una T di circa  $50^{\circ}\text{C}$  e che il profilo di temperatura dell'olio è crescente nel tracciato dal preriscaldatore ai bruciatori, raggiungendo anche temperature superiori ai  $100^{\circ}\text{C}$ , con la Tinf dichiarata dovrebbe essere ipotizzato un possibile scenario di incendio conseguente a rilascio su tale tratto, anche in rispondenza a quanto dichiarato nella procedura PIR 04 'Analisi preliminare dei pericoli'.



Nel manuale SGS e nel rapporto di Sicurezza sono indicati i requisiti di sicurezza definiti dal gestore, anche se in forma generica. In particolare si menziona che le attività di riesame della sicurezza dell'impianto/processo sono pianificate e graduate durante lo sviluppo del progetto dell'impianto in tutte le sue fasi quali: progettazione concettuale, ingegneria di base, progettazione di dettaglio, approvvigionamento e costruzione, prove collaudi prima dell'avviamento. Durante la progettazione sono inoltre considerate le attività connesse alla definizione, attuazione e controllo di quanto segue:

- criteri e requisiti di sicurezza delle apparecchiature critiche e dei sistemi di sicurezza attiva e passiva;
- localizzazione e lay-out;
- analisi e valutazione dei rischi di incidenti rilevanti; gestione del progetto con relativo processo e revisione della sicurezza;
- messa in marcia, prova e collaudi.

Si raccomanda la considerazione di tutti i possibili rischi RIR associabili alle sostanze pericolose detenute, in relazione alle condizioni fisiche delle stesse assunte in ogni parte dell'impianto in cui sono trattate, così come indicato nella procedura interna PIR 04.

### 3.ii Identificazione dei possibili eventi incidentali e analisi di sicurezza

Si riscontra la procedura PIR 04 'Analisi preliminare dei pericoli', emessa il 21.6.12, che consente la valutazione preliminare dei pericoli rilevanti connessi alle sostanze pericolose trattate in sito.

Si riscontra la procedura PIR 05 'analisi dei rischi', rev. 1 del 13.3.14, che definisce le modalità di effettuazione dell'analisi e valutazione dei rischi di incidente rilevante effettuata per la Centrale, i ruoli coinvolti ed il riferimento alle modalità operative previste nel DPCM 31/3/1989. Si riscontra il coinvolgimento di RSPP, delle funzioni MAN ed ESERCIZIO nell'attività di analisi, sintetizzata in uno schema a blocchi. Si raccomanda di esplicitare chiaramente in tale schema quale figura riveste il ruolo di coordinatore del GdL Analisi, e quando viene coinvolto il consulente esterno come supporto. Si raccomanda di garantire la coerenza dello schema con quanto scritto in procedura.

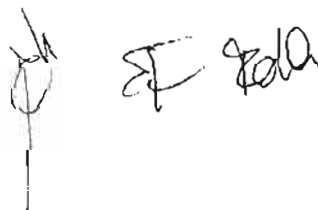
Si raccomanda inoltre nella procedura PIR 05 di indicare, per il cut-off di frequenza assunto all'interno dello stabilimento, lo stesso valore indicato nel RdS.

I criteri di riesame dell'analisi di rischio sono indicati nel Manuale SGS al par. 6.2

Si riscontra nella PIR 03 la specifica dei requisiti della società di consulenza utilizzata come supporto alla redazione del RdS.

Relativamente all'analisi di rischio effettuata nel RdS, si riscontra l'utilizzo della tecnica HazOp applicata alle unità logiche, che ha condotto ad evidenziare come principale evento il rilascio di OCD a diversi livelli del tracciato, dalla banchina all'ingresso in caldaia. L'analisi dello sviluppo del rilascio non prevede innesci, ma differenzia la perdita in mare da quella sul terreno, individuando come TOP event più critico (in termini di frequenza e di impatto) la perdita di OCD in banchina di scarico. Il recettore vulnerabile individuato come più critico è il tratto marino a sud dello stabilimento, in corrispondenza del pontile, ove viene ipotizzato un rilascio massimo di 1 m<sup>3</sup> di OCD interamente contenute dalle panne galleggianti. In merito a tale analisi si rilevano le seguenti osservazioni:

- considerando una temperatura di ignizione dell'OCD dichiarata nelle SDS maggiore di 60°C, e considerando che l'olio arriva in centrale ad una T di circa 50°C e che il profilo di temperatura dell'olio è crescente nel tracciato dal preriscaldatore alla combustione in caldaia, dovrebbe



essere ipotizzata la possibilità di eventuale rilascio da pipeline in tale tratto, e del conseguente incendio per innesco.

- relativamente agli scenari di perdita OCD nel suolo, è stato utilizzato il metodo indicizzato ISPRA, con valutazione della migrazione verticale in falda, e poi orizzontale verso il mare lungo la falda. Non appare significativo il dato di output esplicitato nel RdS (da 260 a 1200 giorni impiegati per il raggiungimento del mare) anche in considerazione delle caratteristiche fisiche dell'OCD che in caso di rilasci, raffreddandosi, tende a solidificare e la sua capacità di penetrazione nel terreno si riduce drasticamente. A riguardo il gestore dichiara di aver comunque provveduto ad adottare le misure di pavimentazione impermeabile e/o di convogliamento a vasca di trattamento per ogni punto considerato origine di possibile rilascio di OCD).

Nell'ambito della documentazione visionata relativa all'analisi di rischio, anche in riferimento all'introduzione del nuovo turbogas, si riscontra una considerazione delle ipotesi di rilascio limitata ai soli tratti tubazione di 2° specie fuori terra (P max 24 bar). Considerando che alcune cause iniziatrici di guasto, come fenomeni di corrosione e/o sollecitazioni da vibrazione possono senz'altro presentarsi anche nei tratti interrati, per i quali tra l'altro non è possibile effettuare ispezioni visive, si ritiene necessario fornire giustificazioni a riguardo, almeno nel prossimo aggiornamento dell'analisi di rischio.

Si rileva infine che a fronte delle osservazioni sopra elencate sull'analisi di rischio si è riscontrata qualche titubanza nelle risposte fornite sia dal personale ENEL che si è interfacciato con la Commissione, sia da parte del consulente estensore del RdS.

Si raccomanda di esplicitare chiaramente nello schema a blocchi della PIR 05 quale figura riveste il ruolo di coordinatore del GdL Analisi di rischio, e quando viene coinvolto il consulente esterno come supporto. Si raccomanda di garantire la coerenza dello schema con quanto scritto in procedura.


Si raccomanda inoltre nella procedura PIR 05 di indicare, per il cut-off di frequenza assunto all'interno dello stabilimento, lo stesso valore utilizzato nel RdS.

Si raccomanda, nella prossima fase di aggiornamento dell'analisi di rischio una considerazione o giustificazione di mancata considerazione, nel tracciato OCD dal preriscaldatore alla combustione in caldaia, di possibilità di eventuale rilascio OCD da pipeline in tale tratto e del conseguente incendio per innesco

Si raccomanda, nella prossima fase di aggiornamento dell'analisi di rischio, in riferimento all'introduzione del nuovo turbogas, una considerazione o giustificazione di mancata considerazione delle ipotesi di rilascio anche nei tratti di tubazione di 2° specie (Pmax 24 bar) interrati e nel tratto corrispondente al limite di batteria in interfaccia con il metanodotto SNAM.

Si raccomanda di garantire una padronanza dettagliata e completa dell'analisi di rischio effettuata per lo stabilimento, che consenta di giustificare tutte le ipotesi incidentali avanzate nei diversi punti critici d'impianto, nonché di giustificare la mancata considerazione di eventi nelle parti di impianto comunque interessate da sostanze pericolose; ciò anche nel rispetto dell'attività di GdL menzionata nella procedura PIR 05.

Si raccomanda una maggiore sinergia e collaborazione tra ENEL e società di consulenza che redige il RdS, che deve rappresentare solo un supporto alla esecuzione delle analisi, e non il soggetto a cui rimandare una eventuale spiegazione dell'analisi.



### 3.iii Pianificazione degli adeguamenti impiantistici e gestionali per la riduzione dei rischi ed aggiornamento

Si veda punto 1.iii.

Il gestore dichiara che l'aggiornamento delle informazioni sulla evoluzione normativa e tecnologica dello stabilimento, e l'aggiornamento sulla normativa di sicurezza è garantito dal sistema corporate di ENEL Centrale, che garantisce sia un flusso verticale (da ENEL centrale ROMA) che trasversale (tra i diversi stabilimenti ENEL localizzati su territorio) delle informazioni sopra dette.

## 4 Il controllo operativo

### 4.i Identificazione degli impianti e delle apparecchiature soggette ai piani di verifica

Si riscontra la procedura PIR 10 'gestione delle attività di manutenzione', rev. 1 del 16.5.14, che descrive le modalità e tipologie di manutenzione effettuata e mostra il coinvolgimento di RSPP, MAN e ESER nella pianificazione delle attività di manutenzione e controllo delle apparecchiature critiche, definite nella procedura come risultanti dall'analisi di rischio.

Nella PIR 10 si riscontra l'indicazione dei criteri adottati per la pianificazione dei controlli, ed in particolare:

- eventuali prescrizioni normative;
- manuali operativi e/o raccomandazioni dei fornitori/costruttori;
- ipotesi prese a riferimento nel rapporto di sicurezza – Analisi Hazop (Ipotesi di guasto);
- esperienza pregressa, mediante estrazione AdM SAP inerenti sedi tecniche interessate;
- segnalazioni a seguito applicazione “PIR15 – Prove e verifiche periodiche”.

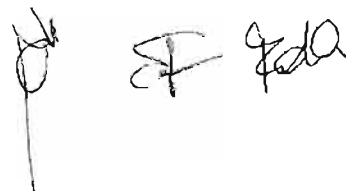
Le scadenze sui controlli periodici sulle apparecchiature vengono gestite tramite una piattaforma informatica aziendale denominata SIM1 – Sistema Integrato di Monitoraggio. Tale applicativo è uno scadenziario che, all'approssimarsi delle scadenze prefissate per alcune apparecchiature (es. tutti i sistemi antincendio), genera degli “Alert” che pervengono in posta elettronica al destinatario preposto all'effettuazione del controllo per ricordare l'approssimarsi della data di scadenza.

Gli interventi di manutenzione scaturiscono da “Avvisi (AdM) / Ordini di Manutenzione (OdM)” gestiti dal sistema informativo aziendale SAP (generati in manuale da operatore abilitato su richiesta o in automatico tramite “Programmi / Cicli di manutenzione”. Attraverso il sistema SAP è possibile risalire alla cronistoria degli interventi manutentivi di ogni apparecchiatura critica.

Ogni mattina viene effettuata una riunione congiunta “Esercizio/Manutenzione”, volta ad analizzare lo stato degli impianti e le necessità di effettuare interventi manutentivi.

Le apparecchiature critiche individuate sono elencate nella PIR 11, rev. 2 del 14.5.14, che definisce i parametri operativi critici per ogni apparecchiatura e contiene il piano dei controlli da eseguire per assicurare la corretta funzionalità dell'impianto. Tuttavia da un confronto tra Rds, PIR 11 e allegato 2 al Documento di Politica si rileva una non completa coerenza nella chiara ed univoca individuazione delle apparecchiature critiche, che dunque non consente una immediata e corretta individuazione della tipologia di controlli programmati per la singola apparecchiature. Pertanto si raccomanda di garantire una coerenza a riguardo.

Inoltre, alla luce delle osservazioni avanzate in 3.ii sulla mancata considerazione dello scenario di incendio OCD nel tratto post-riscaldatori, si propone di prescrivere l'inserimento, tra le apparecchiature critiche, del sistema di rilevamento e controllo della T di OCD riscaldato in tale tratto, utilizzato in effetti come parametro critico di controllo del processo.





Si riscontra la PIR 13 'prove e verifiche periodiche', rev. 1 del 14.5.14, che esplicita le modalità di attuazione di controlli e verifiche per:

- le apparecchiature critiche
- sistemi antincendio
- impianti elettrici, di terra, con pericolo di esplosione e a protezione delle cariche atmosferiche.

Nel contesto dell'impianto in esercizio, in relazione all'analisi di rischio effettuata, il gestore dichiara che i sistemi antincendio e di protezione non sono da considerarsi, ad oggi, come critici ai fini della sicurezza, in quanto non generanti in caso di malfunzionamento evento incidentale. Si raccomanda di distinguere i sistemi sottoposti a verifiche di legge dalle AC, da quelli sottoposti a controlli di legge effettuati sotto responsabilità del gestore.

Si propone di prescrivere l'inserimento, nel piano dei controlli della PIR13, delle modalità e frequenze di verifica delle panne galleggianti e dei bacini di contenimento, in qualità di sistemi critici per la mitigazione di eventi incidentali. Si propone di prescrivere la riformulazione della criticità delle apparecchiature includendo anche quelle necessarie per la mitigazione degli incidenti analizzati.

Le panne galleggianti sono di proprietà ENEL e sono controllate da ENEL, in fase di scarico sono ormeggiate da una ditta esterna su comando di ENEL.

La manichetta di collegamento alla bettolina è sottoposta a collaudo annuale da parte della commissione art. 48 c.2 del DPR 328 del 15 febbraio 1952. Si riscontra verbale di collaudo della manichetta dell'8.8.13, ove viene prescritto di curare l'addestramento del personale per le operazioni di scarico OCD.

Si riscontrano registrazioni di controlli effettuati sull'oleodotto durante la fase di scarico OCD, attraverso compilazione di diversi moduli allegati alla POA-06. Per una migliore rintracciabilità dei moduli e coerenza, si raccomanda di meglio specificare nella procedura PIR 10 relativa al piano di manutenzione i moduli di registrazione utilizzati (ed annesse procedure) per i singoli controlli.

Si riscontrano evidenze di controlli effettuati sul circuito OCD interno allo stabilimento, del 25.3.14; si riscontra la coerenza con modalità e frequenze indicate nel piano di manutenzione allegato alla procedura POA relativa alla gestione delle emissioni fuggitive, rev.2 del 6.8.12.

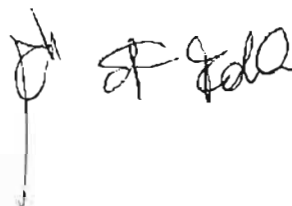
Vengono inoltre effettuate prove di tenuta della vasca del disoleatore, secondo quanto previsto dal SGA ISO 14001.

Si raccomanda di garantire completa coerenza nella chiara ed univoca individuazione delle apparecchiature critiche indicate su RdS, PIR 11 e allegato 2 al Documento di Politica.

Si raccomanda di distinguere nella PIR 13 i sistemi sottoposti a verifiche di legge dalle AC, da quelli sottoposti a controlli di legge effettuati sotto responsabilità del gestore.

Si raccomanda di meglio specificare nella procedura PIR 10 relativa al piano di manutenzione i moduli di registrazione utilizzati (ed annesse procedure) per i singoli controlli.

Si propone di prescrivere l'inserimento, tra le apparecchiature critiche, del sistema di rilevamento e controllo della T di OCD riscaldato sul tratto di pipeline dai riscaldatori ai bruciatori, utilizzato in effetti come parametro critico di controllo del processo.



Si propone di prescrivere l'inserimento, nel piano dei controlli della PIR13, delle modalità e frequenze di verifica delle panne galleggianti e dei bacini di contenimento, in qualità di sistemi critici per la mitigazione di eventi incidentali. Si propone di prescrivere la riformulazione della criticità delle apparecchiature includendo anche quelle necessarie per la mitigazione degli incidenti analizzati.

#### 4.ii Gestione della documentazione

La struttura documentale del SGS PIR è composta da:

- Documenti del SGS PIR, che definiscono le regole e forniscono le informazioni di base per il suo funzionamento. I documenti base sono il presente Documento sulla Politica di prevenzione del rischio di incidente rilevante e Manuale del Sistema di gestione della Sicurezza SGS PIR, le procedure PIR e le istruzioni locali derivate o connesse.
- Documenti del Sistema di Gestione Ambiente e Sicurezza di Encl,
- Documenti di Registrazione, che dimostrano, attraverso registrazioni di dati e di risultati o rapporti di attività, come e con quale efficacia, le regole stabilite sono applicate.

I sistemi di gestione Encl Centrale di Porto Empedocle, sono informatizzati e gestiti in apposita rete intranet aziendale.

Nel Manuale SGS si riscontra l'indicazione della gestione della documentazione SGS PIR, e si dice che per ogni documento del SGS PIR, RSGS (eventualmente avvalendosi della collaborazione del SPP), è responsabile della sua preparazione e dei relativi aggiornamenti. Le fasi di redazione, aggiornamento, controllo, approvazione ed archiviazione e i relativi ruoli coinvolti, sono specificati nella IS 'Gestione della documentazione'.

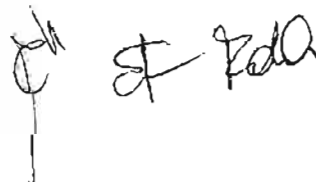
Il gestore dichiara che i documenti aggiornati sono distribuiti alle persone e nei luoghi idonei per l'espletamento delle attività cui sono legati, per mezzo di apposite liste di distribuzione che prevedono la rimozione e la distruzione dei documenti superati.

Il sistema documentale che sostanzia l'SGS risulta integrato con SGA e SGS-OSIIAS, e pertanto presenta alcune procedure e documenti in comune con gli altri 2 sistemi. Si raccomanda di garantire che le procedure in comune non appartenenti all'SGS-PIR ma utilizzabili ai fini del PIR siano comunque condivise con RSPP-RSGS e vi siano chiaramente evidenziati gli aspetti SGS-PIR. Es. nella POA-06, relativa alla operazione di scarico OCD, manca il coinvolgimento di RSPP.

Nel complesso delle procedure PIR dell'SGS, incluse le procedure integrate con gli altri sistemi, si riscontra a volte un mancato raccordo e riferimento tra le procedure che trattano lo stesso elemento SGS in termini complementari. Si raccomanda di migliorare tale raccordo.

Si riscontra l'aggiornamento dell'allegato 1 alla procedura PO 'modalità di informazioni alle ditte terze' effettuato nell'anno 2012 senza il conseguente aggiornamento della procedura stessa. Si raccomanda di seguire per ogni aggiornamento della documentazione SGS, anche allegata alle procedure, il ciclo di revisione previsto dalla IS 'gestione della documentazione'.

Si raccomanda di garantire che le procedure in comune non appartenenti all'SGS-PIR ma utilizzabili ai fini del PIR siano comunque condivise con RSPP-RSGS e vi siano chiaramente evidenziati gli aspetti SGS-PIR. Es. nella POA-06, relativa alla operazione di scarico OCD, manca il coinvolgimento di RSPP.



Si raccomanda di garantire, nel complesso delle procedure PIR dell'SGS, incluse la procedure integrate con gli altri sistemi, un sistematico raccordo e riferimento tra le procedure che trattano lo stesso elemento SGS in termini complementari.

Si raccomanda di seguire per ogni aggiornamento della documentazione SGS, anche allegata alle procedure, il ciclo di revisione previsto dalla IS 'gestione della documentazione'.

#### 4.iii Procedure operative ed istruzioni nelle condizioni normali, anomale e di emergenza

Nella procedura PIR 11 'gestione delle anomalie di esercizio per parametri operativi critici', sono indicati:

- i parametri operativi critici ed i loro limiti;
- i sistemi di allarme/blocco automatico per la gestione dei parametri operativi critici;
- le apparecchiature critiche il cui corretto funzionamento deve essere sempre garantito attraverso controlli procedurali, procedure speciali o altro;
- la periodicità di ispezioni/test delle apparecchiature di processo e delle linee critiche.

Sono predisposte procedure scritte relativamente alle azioni che devono essere effettuate in sala controllo e/o dall'operatore esterno in caso di situazione di allarme e blocco automatico per il superamento della soglia di un parametro operativo critico.

Si riscontra la Procedura operativa POA-06 relativa alle operazioni di scarico OCD da nave cisterna. L'area banchina di scarico è munita di panne galleggianti, costantemente presenti in area banchina e montate in prossimità dell'attracco nave cisterna ad ogni scarico. Si riscontra nella POA-06, rev. 1 del 2.7.13, l'indicazione dettagliata dei ruoli coinvolti e delle attività da svolgere nelle fasi preliminari, in corso e post scarico dell'OCD. Sono inoltre indicati ruoli ed attività per la fase di controllo e per la fase di emergenza durante la discarica OCD, con richiamo delle procedure di emergenza (contenute nel PEI) adottate per lo scenario di rilascio OCD in banchina e sversamento in mare e per lo scenario di sversamento in area Centrale; per l'emergenza sono indicate in dettaglio le interfacce con tutti gli attori coinvolti nell'operazione, ovvero il Comando nave, la squadra di emergenza interna Principale ed ausiliaria, la squadra di emergenza Approvvigionamento Combustibili, la Capitaneria di Porto, guardia giurata, VVF esterni che sono presenti ad ogni scarico su richiesta della società.

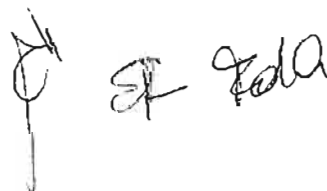
La procedura è corredata di 2 schede di verifica che devono essere compilate dagli operatori di deposito e/o di banchina prima dell'avvio allo scarico OCD. Una 3° scheda contiene dati identificativi della nave cisterna, dati relativi allo scarico effettuato (data, durata ..) e dati sulla velocità del vento vincolati all'ordinanza portuale n. 19/07 che impone l'interruzione dello scarico in caso di superamento della velocità di 50 km/h.

Si raccomanda di evidenziare chiaramente la planimetria di banchina allegata alla procedura POA-06 molo ponente con la esatta indicazione delle distanze e delle coordinate di riferimento.

#### 4.iv Le procedure di manutenzione

Si veda anche punto 4.i.

Si riscontra la procedura PIR 06 'permessi di lavori', rev.1 dell'1.8.13, ove sono definite modalità di gestione e ruoli coinvolti nel processo di rilascio del permesso pdl. Ogni attività di manutenzione è soggetta ad un permesso di lavoro compilato ed autorizzato preventivamente secondo la procedura.



Propedeuticamente all'esecuzione di attività su impianti o su parti di essi, viene eseguita una messa in sicurezza sia elettrica che dei fluidi, secondo la procedura PO "Modalità di trasferimento delle informazioni sui rischi a terzi e note informative e norme comportamentali in materia d'igiene e sicurezza sul lavoro e gestione ambientale destinate al personale delle imprese operanti presso la Centrale di Porto Empedocle". Si raccomanda di evidenziare nella PIR 06 il raccordo con tale procedura PO.

Si riscontra nella procedura dei permessi di lavoro la considerazione dei passaggi dell'iter di rilascio del permesso, inclusa l'analisi dei rischi associati alle fasi del lavoro e l'utilizzo dei DPI necessari. Il permesso di lavoro include:

- Identificazione della tipologia di attività;
- data e periodo di validità;
- descrizione del lavoro;
- rischi relativi all'ambiente di lavoro;
- precauzioni preliminari o in corso d'opera;
- modalità esecutive, attrezzature, mezzi di protezione personale e collettivi;
- eventuali procedure allegate predisposte allo scopo;
- prove;
- test;
- autorizzazione all'esecuzione del lavoro;
- sospensione del lavoro ed eventuale ripetizione prove;
- accertamento di fine lavoro, prima di ritornare alle condizioni operative normali.

Si riscontrano i suddetti passaggi in un es. di compilazione del modulo pdl per la ditta AMARU di manutenzione (meccanica parti statiche e rotanti), del 31.1.04, n. odM 600517870, relativo al lavoro di sostituzione della tenuta della pompa a spinta, effettuata a seguito di rilevamento perdita OCD.

Si riscontra nel manuale SGS la considerazione della procedura di messa in sicurezza di un apparecchiatura, che viene gestite mediante l'esecuzione di manovre a cura dell'esercizio, volte ad isolare un apparecchiatura (manutenzionabile) dal contesto in cui si trova. La richiesta di "Messa in Sicurezza" viene effettuata dall'assistente preparazione dell'attività tramite procedura specifica sul sistema SAP. Essa viene effettuata a cura dell'esercizio e vengono registrati gli interventi effettuati volti ad eseguire l'intervento in sicurezza; viene inoltre indicato il numero dei cartellini apposti su ogni singola apparecchiatura che indica il "Divieto di effettuare manovre". La messa in sicurezza viene rientrata a cura dell'assistente gestore (o suo superiore in grado in caso di assenza) al termine delle attività manutentive. In tale fase possono essere effettuate prove e verifiche di funzionamento volte a verificare la piena esercibilità dell'apparecchiatura a valle degli interventi effettuati.

PO "Modalità di trasferimento delle informazioni sui rischi a terzi e note informative e norme comportamentali in materia d'igiene e sicurezza sul lavoro e gestione ambientale destinate al personale delle imprese operanti presso la Centrale di Porto Empedocle".

Si raccomanda di evidenziare nella PIR 06 sui pdl il raccordo con la procedura PO "Modalità di trasferimento delle informazioni sui rischi a terzi e note informative e norme comportamentali in materia d'igiene e sicurezza sul lavoro e gestione ambientale destinate al personale delle imprese operanti presso la Centrale di Porto Empedocle", giacché propedeuticamente all'esecuzione di attività su impianti o su parti di essi richiedenti pdl, viene eseguita una messa in sicurezza sia elettrica che dei fluidi, secondo tale procedura PO.



#### 4.v Approvvigionamento di beni e servizi

L'acquisizione di risorse esterne di fornitura ed appalto prevedono la qualificazione dei fornitori; l'attività svolta o i materiali forniti sono soggetti a collaudo o certificazione di installazione sulla base di quanto richiesto in ST; la valutazione delle prestazioni anche di sicurezza del fornitore sono effettuate tramite il vendor rating.

In caso di approvvigionamenti di componenti/ricambi che ricadono in area Seveso, viene coinvolta la funzione STAFF che analizza la specifica tecnica e se necessario ne richiede integrazioni/modifiche alla funzione emittente. Qualora nel corso della gara di appalto la funzione di Enel Acquisti ed Appalti richiedesse una modifica/eccezione a quanto riportato nella Specifica Tecnica in termini di requisiti di sicurezza delle apparecchiature e/o delle forniture di servizi che possano avere influenza sulla PIR di Centrale, la funzione emittente il documento di Specifica Tecnica (generalmente la sezione Manutenzione) prima di dare l'eventuale approvazione alla modifica di cui sopra deve chiedere condivisione anche alla funzione STAFF.

#### 5 Gestione delle modifiche

Si veda anche punto 2.ii sulla formazione eseguita a valle della modifica di impianto con installazione TG.

Si veda anche punto 3.ii sulla considerazione dell'analisi di rischio relativa alla modifica di impianto con installazione TG.

Si riscontra nella procedura sulla gestione delle modifiche PIR 09, rev. 1 del 13.3.14, che descrive in dettaglio la gestione delle diverse tipologie di modifiche considerate, e le relative funzioni coinvolte. Si riscontra la definizione del limite per la modifica temporanea gestionale al PEI, effettuata in occasione dei lavori di ambientalizzazione della Centrale, fissata al massimo per Dicembre 2014.

L'aggiornamento dei piani e programmi di formazione, informazione ed addestramento del personale conseguenti alle modifiche è indicato nella PIR 01.

Si raccomanda, nella prossima fase di aggiornamento dell'analisi di rischio, in riferimento all'introduzione del nuovo turbogas, una considerazione o giustificazione di mancata considerazione delle ipotesi di rilascio anche nei tratti di tubazione di 2° specie (Pmax 24 bar) interrati e nel tratto corrispondente al limite di batteria in interfaccia con il metanodotto SNAM.


#### 6 Pianificazione di emergenza

##### 6.i Analisi delle conseguenze, pianificazione e documentazione

Si riscontra il PEI rev. 5 del 5.4.12, che definisce le modalità di gestione dell'emergenza in centrale per i singoli scenari di riferimento, le tipologie di squadre di emergenza presenti (composte da personale di conduzione in turno), la loro composizione e funzione, le modalità di comunicazione interna/esterna e di segnalazione di allarme in fase di emergenza. Per ogni componente delle squadre di emergenza è esplicitato il comportamento da adottare in caso di allarme.

In particolare si descrive un servizio di emergenza composto da:

- CET (coordinatore esercizio in turno), che oltre a costituire il Responsabile della gestione dell'emergenza, rappresenta il capo della Squadra di Emergenza



- Squadra di emergenza, composta da CET, OBU<sup>1</sup> (operatore banco unità), Addetto ai servizi comuni (ASC), Operatore Esterno di Unità (OFU).
- Squadra di emergenza ausiliaria, aventi la funzione di fornire, al bisogno, appoggio in retrovia (es. trasporto estintori, svolgimento e collegamento manichette, prelievo materiali dal magazzino, controllo impianti antincendio, ecc.) alle Squadre di Emergenza principali senza però avere il compito di fronteggiare direttamente l'emergenza in corso. Il Capo della squadra ausiliaria è il Coordinatore di manutenzione meccanica e Civile o in sua assenza l'Assistente dello stesso reparto.
- Squadra di Emergenza Approvvigionamento Combustibili, si occupa di gestire l'emergenza nelle attività di scarica di OCD da navi o da autobotti
- Portineria

Inoltre, su richiesta del CET, può essere chiamato a far parte della Squadra di Emergenza altro personale di conduzione in turno avente qualifiche uguali e disponibile al momento dell'evento perché giornaliero.

Il personale facente parte della Squadra di Emergenza e quello della Squadra di Emergenza approvvigionamento Combustibili sono in possesso di attestato di idoneità tecnica avendo partecipato con esito positivo al Corso di Formazione per "Attività a Rischio Incendio Elevato" (D.M. 10/03/1998).

Il Coordinatore di esercizio in turno a capo di ogni Squadra di Emergenza è abilitato all'intervento di Primo Soccorso avendo frequentato con esito positivo ai corsi d'istruzione in accordo al D.M. 15/7/03 n. 388.

Il personale facente parte le Squadre di Emergenza Ausiliarie è formato per "Attività a Rischio Incendio Medio" (D.M. 10/03/1998).

Si riscontra la congruenza tra scenari incidentali indicati nel PEI e scenari analizzati nel Rds. Nel PEI inoltre sono fornite modalità di gestione dell'emergenza anche per scenari minori relativi ad incendio (schede 1 - 8).

Si raccomanda di introdurre, nella scheda di intervento 10 relativa al top event di perdita OCD in banchina, il riferimento alla procedura operativa POA 06 che esplicita i dettagli di gestione dell'emergenza per tale evento. Si raccomanda inoltre di garantire completa congruenza tra il contenuto della scheda 10 e quanto indicato nella POA 06, in termini di compiti e funzioni eseguite dalle singole figure nell'emergenza. Si riscontra infatti qualche incongruenza per le attività a cura del CET e dell'OBU.

Si raccomanda di esplicitare meglio, con riferimento all'ordinanza della Capitaneria di Porto, il caso di presidio dei VVF esterni in fase di scarico dell'OCD.

Si riscontra, tramite verbale di incontro del 3.7.12, convocato con e-mail del 15.6.12, il coinvolgimento degli RLS di alcune ditte terze nella redazione e revisione del PEI, ai sensi del D.M. 138/09. Per le ditte assenti all'incontro il coinvolgimento è stato effettuato tramite e-mail con avviso di lettura

Si riscontra, tramite verbale dell'8.10.13, il coinvolgimento degli RLS delle ditte nella modifica temporanea del PEI effettuata per la presenza del cantiere TG in atto.

Si raccomanda di introdurre, nella scheda di intervento 10 relativa al top event di perdita OCD in banchina, il riferimento alla procedura operativa POA 06 che esplicita i dettagli di gestione dell'emergenza per tale evento. Si raccomanda inoltre di garantire completa

Handwritten signatures and initials, including a vertical line and the name 'Fada'.

congruenza tra il contenuto della scheda 10 e quanto indicato nella POA 06, in termini di compiti e funzioni eseguite dalle singole figure nell'emergenza.

Si raccomanda di esplicitare meglio nel PEI, con riferimento all'ordinanza della Capitaneria di Porto, il caso di presidio dei VVF esterni in fase di scarico dell'OCD.

#### 6.ii Ruoli e responsabilità

Le Squadre di Emergenza principali sono composte da personale di conduzione in turno titolare del servizio al momento dell'evento; tali squadre, composte ciascuna da 4 unità, sono in numero di sei e si susseguono secondo il normale piano di turno (1 squadra per turno).

Sul PEI sono esplicitate le funzioni coinvolte nelle fasi di emergenza, come indicato nel punto precedente.

#### 6.iii Controlli e verifiche per la gestione delle situazioni di emergenza

Per la manutenzione periodica delle attrezzature e dei sistemi antincendio si veda punto 4.1

Si riscontra l'istruzione PF IS 'verifica delle procedure di emergenza', rev. 1 del 10.12.13, che definisce le modalità di registrazione e verifica delle procedure di risposta alle emergenze eseguite presso la centrale di Porto Empedocle.

Durante ogni simulazione di emergenza il Rappresentante della Direzione/Responsabile della gestione operativa (RD/RGOS) rileva i tempi di intervento, le azioni intraprese, gli inconvenienti emersi e redige un Rapporto di Prova Emergenza, e lo invia al Gestore/Responsabile Unità di Business. Qualora l'esito delle simulazioni non risulti positivo o si riscontri la possibilità di migliorare l'efficacia delle azioni previste, il RD/RGOS, come previsto dalla IS Trattamento delle non conformità, compila il modulo di trattamento delle NC ed avvia la revisione delle procedure oggetto di aggiornamento/miglioramento. Si raccomanda di inserire la congruenza con i tempi di intervento indicati nel RdS e esplicitare meglio i criteri di valutazione della positività delle prove di emergenza. Incorporare le fasi di emergenza in modo da poter indicare la congruenza con i primi tempi di intervento indicati sul RdS per i Top event, e da poter costruire una storia di tempi medi per i successivi tempi di esecuzione dell'emergenza.

Si rileva inoltre la mancanza di interfaccia, nella istruzione, con gli attori coinvolti nelle squadre di emergenza sia in fase di simulazione che in fase di reale situazione di emergenza.

Si riscontrano i verbali delle esercitazioni eseguite in date 20.11.13 n.2/13, e 2.7.14 n. 3/14. Si rilevano nei verbali analoghe osservazioni indicate sopra.

In Centrale sono dislocati n°4 armadi con attrezzatura di emergenza, ubicati rispettivamente all'ingresso della "Sala Manovre" lato sala macchine, all'ingresso dell'"Officina" lato 1a Sezione, nell'atrio antistante gli "Uffici" e lungo il muro, lato Nord, del "Bacino di contenimento" dei serbatoi di stoccaggio OCD.

Il controllo e reintegro del contenuto degli armadi con attrezzatura di emergenza viene fatto a cadenza quindicinale nella giornata del lunedì dal Tecnico Specialista Ambiente Sicurezza ed Igiene del Lavoro (TSAS) od, in sua assenza, dall'Assistente Ambiente Sicurezza ed Igiene del Lavoro (AAS). Il controllo viene trascritto su apposito registro "Armadio con attrezzatura di emergenza ... .." che si trova all'interno dello stesso armadio e sul quale vengono annotate data e firma del Preposto che effettua il controllo. Eventuali carenze di dotazione sono segnalate al CET ed al Capo Sezione Manutenzione che ha la responsabilità di provvedere a reintegrarle.



Nel PEI sono indicati dettagli e localizzazione anche degli armadi con attrezzature in dotazione per le emergenze ambientali. Il personale adibito alla gestione dell'emergenza ambientale interviene con i D.P.I. individuali e le attrezzature disponibili negli armadi di emergenza ambientale o nell'armadio per l'emergenza da soluzioni da accumulatori o usando i materiali di emergenza stoccati nella cabina del molo o nei magazzini di centrale nel caso di OCD per effettuare la messa in sicurezza d'emergenza.

Tali attrezzature sono sottoposte a verifiche periodiche come indicato nella PIR 13.

Si raccomanda di esplicitare meglio i criteri di valutazione della positività delle prove di emergenza effettuate.

Si raccomanda di controllare i tempi delle varie fasi di emergenza eseguite nelle esercitazioni, in modo da poter indicare la congruenza con i primi tempi di intervento indicati sul RdS per i Top event, e da poter costruire una storia di tempi medi per i successivi tempi di esecuzione dell'emergenza.

Si raccomanda di evidenziare l'interfaccia, nella istruzione, con gli attori coinvolti nelle squadre di emergenza sia in fase di simulazione che in fase di reale situazione di emergenza.

#### 6.iv Sistemi di allarme e comunicazione e supporto all'intervento esterno

Si veda punto 6.i. e 6.ii.

Il gestore ha inviato agli enti competenti, con lettera Enel-PR0-29/11/2011-0052881, la Scheda di Informazione sui rischi di incidente rilevante per i cittadini ed i lavoratori, edizione Novembre 2011, a seguito del cambio di Responsabile di impianto e di variazione dell'assetto impiantistico. A seguito di esame di tale documento, la Commissione ritiene opportuno un aggiornamento della Scheda di Informazione sui rischi di incidente rilevante per i cittadini ed i lavoratori come indicato nel par. 2.2.3.

Si raccomanda di integrare alle informazioni inviate alla Prefettura le analisi aggiuntive effettuate, a seguito di richiesta del CTR, per il calcolo dell'area di danno da fumi tossici emessi in caso di incendio serbatoio (cfr. par. 4.1), nonché eventuali aree esterne emergenti dalle osservazioni avanzate dalla Commissione al punto 3.

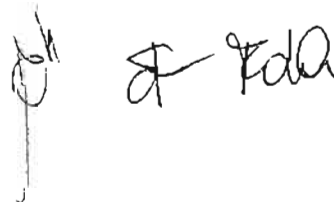
L'azienda ha inviato alla Prefettura di Agrigento le informazioni necessarie per la predisposizione del PEE, non ancora redatto.

Si raccomanda l'aggiornamento della Scheda di Informazione sui rischi di incidente rilevante per i cittadini ed i lavoratori come indicato nel par. 2.2.3.

Si raccomanda di integrare alle informazioni inviate alla Prefettura le analisi aggiuntive effettuate, a seguito di richiesta del CTR, per il calcolo dell'area di danno da fumi tossici emessi in caso di incendio serbatoio (cfr. par. 4.1), nonché eventuali aree esterne emergenti dalle osservazioni avanzate dalla Commissione al punto 3.

#### 6.v Accertamenti sui sistemi connessi alla gestione delle emergenze

Si riscontra l'individuazione delle vie di fuga e punti di raccolta nella planimetria allegata al PEI. Tale segnaletica è presente in campo. La documentazione tecnica a supporto per l'utilizzo in caso di emergenza è presente in formato cartaceo nei reparti operativi, oltre che disponibili sul server di centrale.





## 6.vi Sala controllo e/o centro gestione delle emergenze

La sala controllo della centrale è costantemente presidiata (24h/g) da almeno un Operatore al Banco di Unità (OBU). Essa è situata al piano turbine (q.ta 12,00 s.l.m.) in posizione baricentrica rispetto alle caldaie e, più in generale, a tutto il resto dell'impianto. Sono presenti due banchi di conduzione uno per ogni gruppo e dei pannelli verticali di controllo in cui sono riportati le segnalazioni di allarme, di blocco, registrazioni necessarie per la supervisione dell'impianto in condizioni normali e di emergenza.

Sono inoltre presenti monitor dedicati per:

- conduzione e regolazione gruppo (2);
- controllo sistema emissioni;
- controllo sbilanciamenti;
- gestione ordini di bilanciamento produzione.

Sono al momento in corso attività di revamping della Sala Controllo relative al gruppo PE2 (dismissione e salvaguardie) per successiva realizzazione di nuova postazione per conduzione nuovo impianto TG (PE3).

I parametri operativi di processo, gli allarmi e i sistemi di rilevamento sono riportati e gestiti da sala controllo, ad esclusione di quelli relativi al funzionamento dell'oleodotto, verificati localmente nei punti di installazione dei relativi strumenti di misura.

## 7 Controllo delle prestazioni

### 7.i Valutazione delle prestazioni

Nel manuale SGS si riscontra la considerazione di 8 indicatori di prestazione valutati periodicamente ed aggiornati in occasione del riesame dell'SGS.

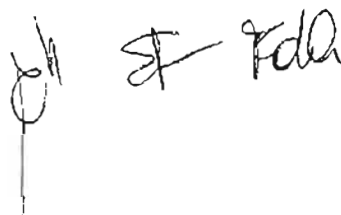
Tuttavia gli indicatori di prestazione scelti non risultano tutti significativi dell'efficienza del sistema SGS attuato: es. il n° ore di formazione può essere un indicatore di impegno prefissato, ma non un indicatore di efficacia raggiunta, andrebbe integrato con un indicatore relativo agli esiti positivi/negativi dei test di verifica della formazione. Stessa cosa per l'indicatore degli audit effettuati. Si raccomanda dunque di integrare gli indicatori con indici adatti a pesare l'efficienza dell'azione eseguita, oltre che la mera realizzazione della stessa.

E' necessario garantire una congruenza tra l'indicatore relativo al numero di quasi incidenti (comprendente rilasci di OCD non rilevanti) e la definizione di quasi incidenti riportata nella PIR 07 (definita solo come eventi con possibilità di infortunio).

Per la valutazione degli indicatori è necessario fissare dei target di confronto al fine di consentire la valutazione dell'effettivo miglioramento del sistema SGS negli anni.

Si raccomanda di integrare gli indicatori di efficienza dell'SGS con indici adatti a pesare l'efficienza dell'azione eseguita, oltre che la mera realizzazione della stessa (cfr. numero di ore di formazione).

Si raccomanda di garantire una congruenza tra l'indicatore relativo al numero di quasi incidenti (comprendente rilasci di OCD non rilevanti) e la definizione di quasi incidenti riportata nella PIR 07 relativa all'analisi degli incidenti (definiti solo come eventi con possibilità di infortunio).



Si raccomanda di fissare dei target di confronto per gli indicatori al fine di consentire la valutazione dell'effettivo miglioramento del sistema SGS negli anni.

#### 7.ii Analisi degli incidenti e dei quasi-incidenti

Si riscontra la procedura PIR 07, rev. 2 del 16.10.13, che definisce le modalità operative per la notifica di incidenti o quasi incidenti rilevanti alle Autorità e l'attivazione della comunicazione all'esterno. Definisce altresì le modalità operative per la registrazione ed analisi degli infortuni, incidenti, quasi-incidenti rilevanti che possano avvenire nella Centrale. Nella procedura è evidenziata inoltre la formulazione di AC a valle dell'analisi, e la diffusione degli incidenti anche trasversalmente alle altre Centrali termoelettriche di ENEL Produzione S.p.A, tramite una banca dati centralizzata che raccoglie gli infortuni, i near miss, gli incidenti rilevanti e i quasi incidenti rilevanti. Tale Banca Dati Incidenti è utilizzata come riferimento per le analisi di rischio di impianti nuovi, esistenti o modifiche degli stessi, per l'informazione e formazione relative ad emergenze assimilabili e per l'eventuale adozione di particolari misure di sicurezza aggiuntive e/o sostitutive di quelle esistenti in impianti similari.

Nella procedura viene esplicitata la conduzione di un'analisi post-incidentale, attivata dal Gestore in caso di accadimento di incidente rilevante, che individua le professionalità necessarie e precostituisce una Commissione in genere coincidente con la Squadra di Emergenza, oppure ricorrendo eventualmente anche a professionalità esterne, ove queste non siano disponibili tra il proprio personale o altre circostanze lo rendano opportuno. Il gruppo di lavoro deve, poi, comprendere, R.L.S., R.S.P.P. ed RGOS ed eventualmente lavoratori addetti al reparto oggetto dell'evento, consulenti dell'Azienda e/o esterni. Il compito del gruppo di lavoro è quello di indagare sulle cause che hanno portato all'incidente, stabilire le eventuali azioni correttive e fornire tutta la documentazione e le informazioni necessarie ad eventuali Commissioni esterne.

L'interscambio delle informazioni su incidenti a livello Corporate è evidenziato nelle schede di esperienza operativa consegnate alla Commissione, che mostrano anche l'analisi degli incidenti e le relative azioni correttive programmate/eseguite, pur nei termini migliorabili indicati al paragrafo 2 del presente rapporto.

Per la procedura PIR 07 si raccomanda di:

- aggiornare il titolo 'pianificazione di emergenza interna, registrazione degli eventi, bonifica e ripristino in seguito ad emergenze rilevanti' non completamente congruente con il contenuto principale della procedura, che riguarda essenzialmente la registrazione, analisi e comunicazione dell'evento incidentale, ma non le operazioni di emergenza da eseguire a valle
- riformulare le definizioni di incidenti includendo il caso di incidenti e quasi incidenti coinvolgenti sostanze pericolose che, pur non essendo rilevanti, sono 'eventi significativi' ovvero evidenziano possibili carenze gestionali del SGS. Secondo le definizioni presenti nella PIR 07 non sarebbe considerato un evento che comporti, in tale stabilimento, rilascio di OCD inferiore al 5% del limite minimo ex D.Lgs. 334/99 e smi, tale definizione (che va corretta anche alla luce della riclassificazione dell'OCD) inoltre contraddice ciò che di fatto si è riscontrato nelle schede di esperienza operativa, ove l'azienda ha analizzato anche perdite minime di olio ma comunque significative ai fini dell'SGS
- correggere l'allegato 1 alla PIR 07, in modo che sia coerente con l'allegato VI al D.Lgs. 334/99 e smi, e con quanto indicato all'interno della procedura stessa



- completare lo schema di flusso delle azioni eseguite per la completa gestione dell'evento incidentale (si ferma alla costituzione del Gdl) fino alla chiusura dell'AC, differenziando i casi di evento rilevante e non, ed esplicitando il caso di attivazione della analisi post-incidentale complessa.

Si raccomanda, nella procedura PIR 07 di aggiornare il titolo 'pianificazione di emergenza interna, registrazione degli eventi, bonifica e ripristino in seguito ad emergenze rilevanti' non completamente congruente con il contenuto principale della procedura, che riguarda essenzialmente la registrazione, analisi e comunicazione dell'evento incidentale.

Si raccomanda, nella procedura PIR 07, di riformulare le definizioni di incidenti includendo il caso di incidenti e quasi incidenti coinvolgenti sostanze pericolose che, pur non essendo rilevanti, sono 'eventi significativi' ovvero evidenziano possibili carenze gestionali del SGS.

Si raccomanda, nella procedura PIR 07, di correggere l'allegato 1 alla PIR 07, in modo che sia coerente con l'allegato VI al D.Lgs. 334/99 e s.m.i, e con quanto indicato all'interno della procedura stessa

Si raccomanda, nella procedura PIR 07, di completare lo schema di flusso delle azioni eseguite per la completa gestione dell'evento incidentale (si ferma alla costituzione del Gdl) fino alla chiusura dell'azione correttiva, differenziando i casi di evento rilevante e non, ed esplicitando il caso di attivazione della analisi post-incidentale complessa.

## 8 Controllo e revisione

### 8.i Verifiche ispettive

L'azienda adotta un programma annuale di verifica degli elementi del sistema SGS e delle aree critiche di Centrale. Le modalità operative e le responsabilità relative all'effettuazione delle verifiche ispettive interne sono dettagliate nella procedura IS Audit interni, rev. 2 del 3.12.13.

Scopo della istruzione è quello di conformare lo svolgimento delle attività di audit alle indicazioni della norma UNI EN ISO 19011. Si applica agli audit interni (cosiddetti di prima parte) vale a dire agli audit eseguiti, su richiesta della Direzione UB, da un gruppo costituito da personale dell'azienda non implicato nel funzionamento dei sistemi di gestione della UB oppure da terzi che operano per conto della UB in possesso dei requisiti previsti dalla norma 19011. Non si applica agli audit esterni (o di terza parte), vale a dire agli audit condotti dagli Enti di Certificazione al fine di verificare e certificare la conformità dei sistemi di gestione. A questa tipologia di audit si applicano le procedure indicate dall'Ente incaricato. L'istruzione contiene indicazioni sulle modalità di pianificazione, svolgimento e registrazione degli audit, tuttavia il carattere di descrizione risulta eccessivamente generico per gli aspetti PSGS e manca un richiamo più puntuale alla specifica lista di controllo utilizzata per PSGS, contenuta nelle LG0070 ENEL safety centrale, che attesta la trattazione completa degli argomenti SGS PIR.

Si riscontra il programma di audit per il periodo 2013-2015, in cui si vede la pianificazione della verifica dell'intero sistema SGS per ogni anno, effettuate da ENEL Centrale. Il piano si presenta eccessivamente generico nell'espressione sia degli argomenti SGS da trattare, sia delle tempistiche dilazionate nell'anno.

I risultati delle verifiche sono registrati in specifici rapporti e valutati, allo scopo di individuare le cause delle carenze e dei punti di debolezza, correggere eventuali comportamenti non in sicurezza e

Handwritten signatures and initials, including a large 'C' and the name 'Fada'.

programmare ed attuare le necessarie azioni correttive e preventive. Ogni azione ha un responsabile ed un tempo assegnato entro cui deve essere ultimata. Si riscontra es. di rapporto audit del 19.12.13 con evidenziate criticità a seguito di analisi dell'intero SGS.

Si raccomanda, nella IS Audit interni, di indicare riferimenti specifici all'SGS ed in particolare di specificare un richiamo più puntuale alla lista di controllo utilizzata per l'SGS, contenuta nelle LG0070 ENEL safety centrale.

Si raccomanda, nel programma di audit del 2013-2015, una espressione più chiara degli argomenti SGS da trattare e delle tempistiche dilazionate nell'anno.

### 8.ii Riesame della politica di sicurezza e del SGS

Si riscontrano i verbali di riesame SGS del 7.5.14, del 11.12.13 e del 29.11.12, che risultano ben strutturati nel riferimento agli elementi SGS per ognuno dei quali espongono una sintesi delle attività annuali realizzate. Gli esiti dei riesami sono condensati in 2 programmi di azioni, gestionale (con elementi emersi dalle V.I. Enel) e tecnico (con elementi emersi da prescrizioni VVF e misure volontarie intraprese).

## 7.1 SCHEDA RIEPILOGATIVA

Si riporta in questo capitolo la scheda riepilogativa con l'indicazione sintetica, per ogni elemento del SGS, dei rilievi e delle raccomandazioni e proposte di prescrizioni.

Sintesi delle risultanze emerse dall'esame della lista di riscontro SGS	Non conformità	Raccomandazione	Proposta di prescrizione
<b>1. Documento sulla politica di prevenzione, struttura del SGS e sua integrazione con la gestione aziendale</b>			
i Definizione della Politica di prevenzione	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ii Verifica della struttura del SGS adottato ed integrazione con la gestione aziendale	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
iii Contenuti del Documento di Politica	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>2. Organizzazione e personale</b>			
i Definizione delle responsabilità, delle risorse e della pianificazione delle attività	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ii Attività di informazione	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
iii Attività di formazione ed addestramento	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
iv Fattori umani, interfacce operatore ed impianto	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>3. Identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti</b>			
i Identificazione delle pericolosità di sostanze, e definizione di criteri e requisiti di sicurezza	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Sintesi delle risultanze emerse dall'esame della lista di riscontro SGS	Non conformità	Raccomandazione	Proposta di prescrizione
ii Identificazione dei possibili eventi incidentali e analisi di sicurezza	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
iii Pianificazione degli adeguamenti impiantistici e gestionali per la riduzione dei rischi ed aggiornamento	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>4. Il controllo operativo</b>			
i Identificazione degli impianti e delle apparecchiature soggette ai piani di verifica	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
ii Gestione della documentazione	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
iii Procedure operative e istruzioni nelle condizioni normali, anomale e di emergenza	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
iv Le procedure di manutenzione	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
v Approvvigionamento di beni e servizi	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>5. Gestione delle modifiche</b>			
i Modifiche tecnico-impiantistiche, procedurali ed organizzative	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ii Aggiornamento della documentazione	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>6. Pianificazione di emergenza</b>			
i Analisi delle conseguenze, pianificazione e documentazione	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ii Ruoli e responsabilità	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
iii Controlli e verifiche per la gestione delle situazioni di emergenza	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
iv Sistemi di allarme e comunicazione e supporto all'intervento esterno	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
V Accertamenti sui sistemi connessi alla gestione delle emergenze	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>7. Controllo delle prestazioni</b>			
i Valutazione delle prestazioni	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ii Analisi degli incidenti e dei quasi-incidenti	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>8. Controllo e revisione</b>			
i Verifiche ispettive	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ii Riesame della politica di prevenzione del SGS	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

## 8. RISULTANZE DA PRECEDENTE VERIFICA ISPETTIVA

La presente verifica ispettiva costituisce la 1° verifica ai sensi dell'art. 25 del D.Lgs. 334/99 e s.m.i. nello stabilimento, soggetto ad art. 8 del citato decreto.

Handwritten signature and initials, possibly 'Pda'.

---

## 9. ALTRE AUTORIZZAZIONI E RISULTANZE DI ISPEZIONI E SOPRALLUOGHI DIVERSI

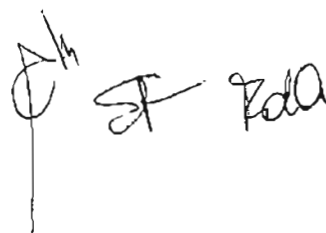
---

Negli ultimi 5 anni presso lo stabilimento sono stati effettuati ispezioni e sopralluoghi da parte delle Autorità indicate di seguito.

- Attrezzature a pressione soggette al DM 1/12/2004 n°329 (Direttiva PED): verifiche periodiche di attrezzature a pressione presenti in Centrale, per le quali non sono state riscontrate prescrizioni.
- Mezzi di sollevamento: verifiche periodiche secondo quanto previsto dalla normativa vigente da cui non sono emerse prescrizioni.
- Sistemi antincendio: controllo periodico dell'impianto antincendio secondo quanto previsto dalla normativa vigente.
- Autorizzazione Integrata Ambientale: La Centrale è dotata di Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Centrale, rilasciata in data 28/12/2009 protocollo DSA-DEC-2009-0001913, con prescrizioni. Tra le prescrizioni, si citano in particolare:
  - i limiti di emissione in atmosfera imposti, per i quali sono in corso i lavori di ambientalizzazione della Centrale con installazione di una nuova unità turbogas in ciclo semplice alimentata a gas naturale;
  - sistemi e misure imposti per evitare sversamenti di prodotto, nell'ambito di approvvigionamento e gestione dei combustibili e materie prime, relativi alla segregazione opportuna delle aree interessate dalle operazioni carichi/scarico ai fini del contenimento perdite eventuali, e relativi alla capacità dei bacini di contenimento dei serbatoi che deve essere pari almeno alla metà di quella autorizzata per gli stessi serbatoi. Le attività per la realizzazione dei sistemi imposti sono state completate il 31.12.10 per l'impianto di stoccaggio gasolio e serbatoi OCD, e il 21.12.11 per l'impianto di stoccaggio acido e soda;
  - prescrizione su recupero totale delle acque prelevate dall'acquedotto idropotabile locale utilizzate per la produzione di acqua demineralizzata, per la quale è stata effettuata la modifica NAR relativa a gestione di un impianto di trattamento di acqua di mare, prelevata in derivazione dalla presente tubazione di adduzione ai refrigeranti "ciclo chiuso per raffreddamento" della centrale (alimentazione dei condensatori dei gruppi termoelettrici per la condensazione del vapore).

Nei giorni 7, 8 e 9 aprile 2014 si è svolto il Controllo Ordinario ai sensi del D.Lgs 152/2006 e s.m.i. art. 29 decies comma 3 relativo all'AIA, in occasione del quale il Gruppo Ispettivo ha raccolto informazioni relative a:

- Attività dello stabilimento in particolare per quanto riguarda l'attuazione delle prescrizioni indicate nel Decreto Autorizzativo;
- Verifiche eseguite dal gestore nell'ambito del Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC);
- Esecuzione campionamenti/misure matrici aria, acqua, campi elettromagnetici e rumore.

Handwritten signatures and initials in black ink, including a large 'A' and 'M' on the left, and 'ST' and 'Pola' on the right.

Nel corso del Controllo effettuato non sono state riscontrate non conformità. Controllo analogo è stato eseguito anche nei giorni 26, 27 e 28 giugno 2012, anche in tale occasione non sono state riscontrate non conformità.

- Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Capitaneria di Porto di Porto Empedocle: con cadenza annuale viene effettuato il collaudo ex artt. 48 R.C.N. delle manichette flessibili utilizzate per la movimentazione dell'olio combustibile denso site presso il molo di ponente del porto di Porto Empedocle. Dagli esiti degli ultimi controlli non sono state riscontrate criticità. Si riscontra verbale di collaudo della manichetta dell'8.8.13, ove viene prescritto di curare l'addestramento del personale per le operazioni di scarico OCD.
- Deposito costiero – visita triennale: In data 27 giugno 2012 si è svolta la visita triennale ex artt. 48 e 49 R.C.N. dei Depositi Costieri della Centrale e delle manichette flessibili utilizzate per lo scarico e la movimentazione di OCD. La Commissione nel corso della visita ha:
  - verificato i lavori di manutenzione e ripristino effettuati dalla ditta "Paresa S.p.A." sul serbatoio di contenimento denominato K1;
  - constatato la mancanza di alcun nuovo intervento sul serbatoio K2;
  - ritenuto che l'ispezione condotta ha dato risultati positivi.

Nel corso della visita è stato inoltre prescritta la messa fuori servizio e la bonifica del serbatoio K2 entro il 31/12/2012. Con nota Enel-PRO-08/11/2012-0052010, è stata richiesta concessione di una proroga per la conclusione delle attività di bonifica sino al 30/06/2013. Con nota Enel-PRO-27/06/2013-0025952, è stata comunicata la conclusione delle attività di bonifica prescritte.

---

## 10. ESAME PIANIFICATO E SISTEMATICO DEI SISTEMI TECNICI

---

La Commissione ha esaminato alcuni dei sistemi tecnici preventivi e mitigativi previsti dall'azienda, in relazione agli scenari incidentali sviluppati sul Rapporto di Sicurezza, con presa visione, prove di funzionamento (laddove tecnicamente possibile) ed interviste, relativamente ai suddetti sistemi indicati dal gestore stesso nella tabella 4a 'eventi-misure' (allegato 14). Il personale interpellato, sigg. Sanzo e Giambrone (operatori che seguono la scarico OCD in banchina) ha risposto positivamente ai quesiti tecnici e procedurali posti, in modo coerente con le procedure scritte.

In merito alla compilazione della tabella 4° l'azienda, nel corso dell'ispezione e su richiesta della Commissione, ne ha revisionato i contenuti ai fini di:

- specificare meglio i 10 top event considerati, indicandone chiaramente l'elemento/sistema origine del rilascio, la fase di lavoro e la frequenza di accadimento;
- separare i sistemi tecnici preventivi dai mitigativi inserendoli nelle colonne appropriate;
- dettagliare meglio i sistemi tecnici preventivi e le misure gestionali che effettivamente remonizzano il singolo evento;
- garantire una completa coerenza tra i sistemi indicati, le azioni implementate per prevenire gli incidenti contenute nelle schede esperienza storica, le misure di sicurezza indicate nella sezione 6 dell'allegato V 'scheda di informazione sui RIR per i cittadini e lavoratori';

- integrare gli scenari con frequenze ritenute non credibili, e quelli richiesti dal CTR come integrazione di documentazione necessaria ai fini dell'istruttoria.

L'esame dei sistemi tecnici preventivi e mitigativi ha riguardato:

#### AREA PONTILE

Preso visione del pontile e della banchina di attracco; discussione con il personale addetto sui sistemi tecnici relativi allo scenario di dispersione di OCD in mare per perdita da manichetta flessibile di collegamento oleodotto – nave cisterna:

- presa visione e prova di chiusura delle valvole di intercettazione/ chiusura di flusso manuali in banchina di scarico (tempo di chiusura stimato 1 min);
- presa visione delle panne galleggianti, costantemente presenti in area banchina e montate in prossimità dell'attracco nave cisterna ad ogni scarico, come indicato nella Procedura POA-06 relativa alle operazioni di scarico OCD da nave cisterna. Si incontra nella POA-06, rev. 1 del 2.7.13, l'indicazione dettagliata dei ruoli coinvolti e delle attività da svolgere nelle fasi preliminari, in corso e post scarico dell'OCD. Sono inoltre indicati ruoli ed attività per la fase di controllo e per la fase di emergenza durante la discarica OCD, con richiamo delle procedure di emergenza (contenute nel PEI) adottate per lo scenario di rilascio OCD in banchina e sversamento in mare e per lo scenario di sversamento in area Centrale; per l'emergenza sono indicate in dettaglio le interfacce con tutti gli attori coinvolti nell'operazione, ovvero il Comando nave, la squadra di emergenza interna Principale ed ausiliaria, la squadra di emergenza Approvvigionamento Combustibili, la Capitaneria di Porto, guardia giurata, VVF esterni che sono presenti ad ogni scarico su richiesta della società. La procedura è corredata di 2 schede di verifica che devono essere compilate dagli operatori di deposito e/o di banchina prima dell'avvio allo scarico OCD. Una 3° scheda contiene dati identificativi della nave cisterna, dati relativi allo scarico effettuato (data, durata ..) e dati sulla velocità del vento vincolati all'ordinanza portuale n. 19/07 che impone l'interruzione dello scarico in caso di superamento della velocità di 50 km/h;
- presa visione del materiale assorbente stoccato in tettoia area banchina;
- sistemi mobili antincendio.

#### OLEODOTTO

Dalla banchina alla flangia di attacco in ingresso allo stabilimento si prende visione del tratto di oleodotto di trasporto OCD al confine di stabilimento, della lunghezza di circa 700m di cui circa 100m interrati, del diametro di 10", interamente composto da elementi saldati, sostenuto da selle scorrevoli e dotato di elemento omega per compensare la dilatazione termica. Le condizioni di esercizio dell'oleodotto durante la fase di trasferimento dell'OCD sono: P 7 bar, T 50°C, portata 500 t/h circa.

Si esegue per l'oleodotto una prova idraulica con acqua a 6bar, normalmente effettuata dal gestore ad ogni inizio scarico OCD per il controllo delle tenute, e dopo lo scarico per lo spiazzamento dell'olio.

#### AREA SERBATOI

Si prende visione del serbatoio K1, reduce di manutenzione straordinaria terminata nel mese di giugno 2012 ed attualmente in servizio con limite di riempimento a 9,0 m, e del serbatoio K2 fuori



servizio e bonificato. Si prende visione della pavimentazione del bacino di contenimento del K1 recentemente impermeabilizzata, della strumentazione di controllo del livello OCD e dell'impianto antincendio fisso ad anello.

Si effettua una prova di funzionamento dell'anello antincendio ad acqua del serbatoio K1, con attivazione delle pompe di emergenza.

---

## 11. INTERVISTE AGLI OPERATORI

---

Oggetto di interviste nel corso del sopralluogo in campo nonché dell'esame della documentazione sono stati RSPP, ASPP ed operatori di impianto.

In particolare è stata effettuata intervista agli operatori **OMISSIS** (operatori che seguono la scarico OCD in banchina) nel corso della visita in campo e della prova di tenuta dell'oleodotto.

Effettuata inoltre una intervista **OMISSIS**, capo reparto programmazione, addetto all'archiviazione della documentazione da fornire alle ditte terze. Infine sono stati intervistati operatori di ESERCIZIO in fase di formazione sul nuovo impianto TG.

Il personale intervistato ha risposto in termini generalmente positivi ai quesiti tecnici e procedurali posti, in modo coerente con le procedure scritte.

---

## 12. CONCLUSIONI

---

### 12.1 ESITO DELL'ESAME PIANIFICATO DEI SISTEMI ORGANIZZATIVI E DI GESTIONE

La Commissione ha verificato che l'azienda ha predisposto il Documento di Politica di Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

La Commissione ha verificato che l'azienda ha predisposto il SGS che, così come attualmente riscontrato, risulta generalmente rispondente nei suoi elementi essenziali a quanto previsto dalla normativa e dal Documento di Politica. Tuttavia l'analisi del sistema SGS ha evidenziato criticità e aree suscettibili di miglioramento, sia in termini strutturali che di contenuto, così come deducibile dai rilievi, raccomandazioni e proposte di prescrizioni riportati nel punto 7 di questo rapporto, di seguito riassunte:

#### 12.1.1 RACCOMANDAZIONI DELLA COMMISSIONE

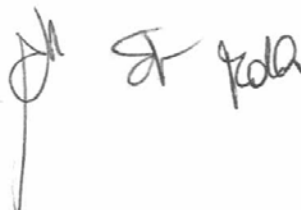
##### 1.i Definizione della politica di prevenzione

**Si raccomanda di indicare sul frontespizio del Documento di politica la congruenza con le date delle revisioni effettuate.**

**Si raccomanda di aggiornare la politica in linea con le revisioni del Documento di politica.**

##### 1.iii Contenuti del Documento di Politica

**si raccomanda:**



- una adeguata distinzione, pur esistendo elementi di contatto intercambiabili, tra il sistema SGS e SGA Ambiente in termini di analisi di criticità e messa a punto di azioni correttive nonché di programmazione di azioni migliorative. Il programma di azioni AIA non è correttamente rispondente né logicamente conseguente alle esigenze di programmazione migliorativa SGS richieste nel documento di politica al fine del raggiungimento degli obiettivi prefissati;
- la ricostruzione di un unico ed organico programma di attuazione e miglioramento SGS che integri tutte le azioni tecniche e gestionali comprendenti aspetti di attuazione degli elementi SGS e aspetti di miglioramento SGS emersi da visite ispettive esterne e/o interne, analisi incidentali, modifiche di produzione e/o impianto, analisi di rischio, analisi di indicatori, riesami SGS. Tale programma sarà quello da allegare al documento di politica.

## 2 Organizzazione e personale

### 2.i Definizione delle responsabilità, delle risorse e della pianificazione delle attività

Si raccomanda di evidenziare nell'organigramma dello stabilimento, contenuto nel manuale SGS, tutte le funzioni chiave per la sicurezza responsabili dell'attuazione del Sistema SGS PIR descritte in allegato 6 al manuale SGS, al fine anche di una più chiara evidenziazione dei rapporti gerarchici e funzionali tra i ruoli.

Si raccomanda di esplicitare nell'organigramma, in coerenza con quanto affermato nel manuale SGS, i rapporti funzionali tra i diversi ruoli, in particolare tra RSPP/RSGS, il responsabile impianto RIMP e le sezioni Esercizio e Manutenzione.

Si raccomanda di esplicitare nella procura del gestore, la chiara esplicitazione delle responsabilità, mansioni e poteri di spesa per la sicurezza in termini di SGS PIR.

### 2.ii-2.iii Attività di informazione, formazione ed addestramento

Si raccomanda di garantire nella procedura PIR 01 una coerenza con il DM 16.3.98 nella esplicitazione della frequenza degli incontri informativi, formativi e di addestramento per il personale, di fatto eseguiti secondo la periodicità del decreto come riscontrato sul programma IFA e sui verbali di registrazione.

Si raccomanda di estendere, nella PIR 01, il concetto di addestramento anche all' 'addestramento operativo in impianto' per il normale e anomalo funzionamento dello stesso, con particolare riguardo alle variazioni sostanziali dell'impianto stesso.

Si raccomanda di fornire un tempo più adeguato di condivisione (almeno 1 settimana) con RLS del programma di informazione/formazione prima della emissione dello stesso.

Si raccomanda di esplicitare in forma più dettagliata e puntuale Gli argomenti indicati sui verbali di registrazione di incontri e corsi formativi, di evidenziare meglio il tema di sicurezza SGS PIR e di contestualizzarli allo stabilimento.

Si raccomanda di riportare su sistema unico (SAP) e prontamente accessibile tutti gli interventi IFA impartiti all'addetto, includendo anche le esercitazioni di emergenza.

Si raccomanda di garantire raccordo e coerenza tra PIR 01 e PIR 02 per gli aspetti di comune attinenza.

Si raccomanda un esplicito riferimento agli aspetti SGS PIR sui verbali di incontri formativi del datore di lavoro alla ditta.

#### 2.iv Fattori umani, interfacce operatore ed impianto

Si raccomanda di estendere, nella PIR 01, il concetto di addestramento anche all' 'addestramento operativo in impianto' per il normale e anomalo funzionamento dello stesso, con particolare riguardo alle variazioni sostanziali dell'impianto stesso.

### 3 Identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti

#### 3.i Identificazione della pericolosità di sostanze e processi, e definizione di criteri e requisiti di sicurezza

Si raccomanda la considerazione di tutti i possibili rischi RIR associabili alle sostanze pericolose detenute, in relazione alle condizioni fisiche delle stesse assunte in ogni parte dell'impianto in cui sono trattate, così come indicato nella procedura interna PIR 04.

#### 3.ii Identificazione dei possibili eventi incidentali e analisi di sicurezza

Si raccomanda di esplicitare chiaramente nello schema a blocchi della PIR 05 quale figura riveste il ruolo di coordinatore del GdL Analisi di rischio, e quando viene coinvolto il consulente esterno come supporto. Si raccomanda di garantire la coerenza dello schema con quanto scritto in procedura.

Si raccomanda inoltre nella procedura PIR 05 di indicare, per il cut-off di frequenza assunto all'interno dello stabilimento, lo stesso valore utilizzato nel RdS.

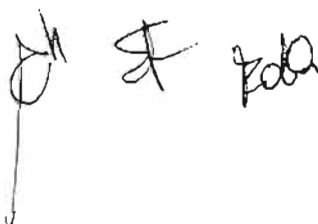
Si raccomanda, nella prossima fase di aggiornamento dell'analisi di rischio una considerazione o giustificazione di mancata considerazione, nel tracciato OCD dal preriscaldatore alla combustione in caldaia, di possibilità di eventuale rilascio OCD da pipeline in tale tratto e del conseguente incendio per innesco

Si raccomanda, nella prossima fase di aggiornamento dell'analisi di rischio, in riferimento all'introduzione del nuovo turbogas, una considerazione o giustificazione di mancata considerazione delle ipotesi di rilascio anche nei tratti di tubazione di 2° specie (Pmax 24 bar) interrati e nel tratto corrispondente al limite di batteria in interfaccia con il metanodotto SNAM.

Si raccomanda di garantire una padronanza dettagliata e completa dell'analisi di rischio effettuata per lo stabilimento, che consenta di giustificare tutte le ipotesi incidentali avanzate nei diversi punti critici d'impianto, nonché di giustificare la mancata considerazione di eventi nelle parti di impianto comunque interessate da sostanze pericolose; ciò anche nel rispetto dell'attività di GdL menzionata nella procedura PIR 05.

Si raccomanda una maggiore sinergia e collaborazione tra ENEL e società di consulenza che redige il RdS, che deve rappresentare solo un supporto alla esecuzione delle analisi, e non il soggetto a cui rimandare una eventuale spiegazione dell'analisi.

### 4 Il controllo operativo



#### 4.i Identificazione degli impianti e delle apparecchiature soggette ai piani di verifica

Si raccomanda di garantire completa coerenza nella chiara ed univoca individuazione delle apparecchiature critiche indicate su RdS, PIR 11 e allegato 2 al Documento di Politica.

Si raccomanda di distinguere nella PIR 13 i sistemi sottoposti a verifiche di legge dalle AC, da quelli sottoposti a controlli di legge effettuati sotto responsabilità del gestore.

Si raccomanda di meglio specificare nella procedura PIR 10 relativa al piano di manutenzione i moduli di registrazione utilizzati (ed annesse procedure) per i singoli controlli.

#### 4.ii Gestione della documentazione

Si raccomanda di garantire che le procedure in comune non appartenenti all'SGS-PIR ma utilizzabili ai fini del PIR siano comunque condivise con RSPP-RSGS e vi siano chiaramente evidenziati gli aspetti SGS-PIR. Es. nella POA-06, relativa alla operazione di scarico OCD, manca il coinvolgimento di RSPP.

Si raccomanda di garantire, nel complesso delle procedure PIR dell'SGS, incluse le procedure integrate con gli altri sistemi, un sistematico raccordo e riferimento tra le procedure che trattano lo stesso elemento SGS in termini complementari.

Si raccomanda di seguire per ogni aggiornamento della documentazione SGS, anche allegata alle procedure, il ciclo di revisione previsto dalla IS 'gestione della documentazione'.

#### 4.iii Procedure operative ed istruzioni nelle condizioni normali, anomale e di emergenza

Si raccomanda di evidenziare chiaramente la planimetria di banchina allegata alla procedura POA-06 molo ponente con la esatta indicazione delle distanze e delle coordinate di riferimento.

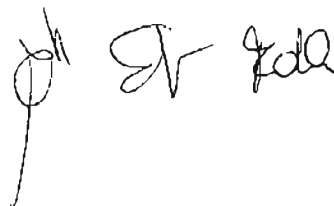
#### 4.iv Le procedure di manutenzione

Si raccomanda di evidenziare nella PIR 06 sui pdl il raccordo con la procedura PO "Modalità di trasferimento delle informazioni sui rischi a terzi e note informative e norme comportamentali in materia d'igiene e sicurezza sul lavoro e gestione ambientale destinate al personale delle imprese operanti presso la Centrale di Porto Empedocle", giacchè propedeuticamente all'esecuzione di attività su impianti o su parti di essi richiedenti pdl, viene eseguita una messa in sicurezza sia elettrica che dei fluidi, secondo tale procedura PO.

#### 5 Gestione delle modifiche

Si raccomanda, nella prossima fase di aggiornamento dell'analisi di rischio, in riferimento all'introduzione del nuovo turbogas, una considerazione o giustificazione di mancata considerazione delle ipotesi di rilascio anche nei tratti di tubazione di 2° specie (Pmax 24 bar) interrati e nel tratto corrispondente al limite di batteria in interfaccia con il metanodotto SNAM.

#### 6 Pianificazione di emergenza



#### 6.i Analisi delle conseguenze, pianificazione e documentazione

Si raccomanda di introdurre, nella scheda di intervento 10 relativa al top event di perdita OCD in banchina, il riferimento alla procedura operativa POA 06 che esplicita i dettagli di gestione dell'emergenza per tale evento. Si raccomanda inoltre di garantire completa congruenza tra il contenuto della scheda 10 e quanto indicato nella POA 06, in termini di compiti e funzioni eseguite dalle singole figure nell'emergenza.

Si raccomanda di esplicitare meglio nel PEI, con riferimento all'ordinanza della Capitaneria di Porto, il caso di presidio dei VVF esterni in fase di scarico dell'OCD.

#### 6.iii Controlli e verifiche per la gestione delle situazioni di emergenza

Si raccomanda di esplicitare meglio i criteri di valutazione della positività delle prove di emergenza effettuate.

Si raccomanda di controllare i tempi delle varie fasi di emergenza eseguite nelle esercitazioni, in modo da poter indicare la congruenza con i primi tempi di intervento indicati sul RdS per i Top event, e da poter costruire una storia di tempi medi per i successivi tempi di esecuzione dell'emergenza.

Si raccomanda di evidenziare l'interfaccia, nella istruzione, con gli attori coinvolti nelle squadre di emergenza sia in fase di simulazione che in fase di reale situazione di emergenza.

#### 6.iv Sistemi di allarme e comunicazione e supporto all'intervento esterno

Si raccomanda l'aggiornamento della Scheda di Informazione sui rischi di incidente rilevante per i cittadini ed i lavoratori come indicato nel par. 2.2.3.

Si raccomanda di integrare alle informazioni inviate alla Prefettura le analisi aggiuntive effettuate, a seguito di richiesta del CTR, per il calcolo dell'area di danno da fumi tossici emessi in caso di incendio serbatoio (cfr. par. 4.1), nonché eventuali arce esterne emergenti dalle osservazioni avanzate dalla Commissione al punto 3.

### 7 Controllo delle prestazioni

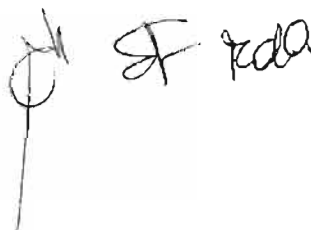
#### 7.i Valutazione delle prestazioni

Si raccomanda di integrare gli indicatori di efficienza dell'SGS con indici adatti a pesare l'efficienza dell'azione eseguita, oltre che la mera realizzazione della stessa (cfr. numero di ore di formazione).

Si raccomanda di garantire una congruenza tra l'indicatore relativo al numero di quasi incidenti (comprendente rilasci di OCD non rilevanti) e la definizione di quasi incidenti riportata nella PIR 07 relativa all'analisi degli incidenti (definiti solo come eventi con possibilità di infortunio).

Si raccomanda di fissare dei target di confronto per gli indicatori al fine di consentire la valutazione dell'effettivo miglioramento del sistema SGS negli anni.

#### 7.ii Analisi degli incidenti e dei quasi-incidenti

Handwritten signature and initials, possibly 'JF' and 'rda', with a vertical line extending downwards from the signature.

Si raccomanda, nella procedura PIR 07 di aggiornare il titolo 'pianificazione di emergenza interna, registrazione degli eventi, bonifica e ripristino in seguito ad emergenze rilevanti' non completamente congruente con il contenuto principale della procedura, che riguarda essenzialmente la registrazione, analisi e comunicazione dell'evento incidentale.

Si raccomanda, nella procedura PIR 07, di riformulare le definizioni di incidenti includendo il caso di incidenti e quasi incidenti coinvolgenti sostanze pericolose che, pur non essendo rilevanti, sono 'eventi significativi' ovvero evidenziano possibili carenze gestionali del SGS.

Si raccomanda, nella procedura PIR 07, di correggere l'allegato 1 alla PIR 07, in modo che sia coerente con l'allegato VI al D.Lgs. 334/99 e smi, e con quanto indicato all'interno della procedura stessa

Si raccomanda, nella procedura PIR 07, di completare lo schema di flusso delle azioni eseguite per la completa gestione dell'evento incidentale (si ferma alla costituzione del Gdl) fino alla chiusura dell'azione correttiva, differenziando i casi di evento rilevante e non, ed esplicitando il caso di attivazione della analisi post-incidentale complessa.

## 8 Controllo e revisione

### 8.i Verifiche ispettive

Si raccomanda, nella IS Audit interni, di indicare riferimenti specifici all'SGS ed in particolare di specificare un richiamo più puntuale alla lista di controllo utilizzata per l'SGS, contenuta nelle LG0070 ENEL safety centrale.

Si raccomanda, nel programma di audit del 2013-2015, una espressione più chiara degli argomenti SGS da trattare e delle tempistiche dilazionate nell'anno.

## 12.1.2 PROPOSTE DI PRESCRIZIONE

### 2 Organizzazione e personale

#### 2.ii-2.iii Attività di informazione, formazione ed addestramento

Si propone di prescrivere di estendere il piano di formazione sulla modifica di impianto con installazione TG, in particolare sugli aspetti di sicurezza, a tutti i lavoratori dipendenti di stabilimento, e di garantire anche per tale formazione la consultazione degli RLS, come richiesto dal D.M. 16.3.98.

Si propone di prescrivere di garantire l'accompagnamento da parte di personale ENEL dei visitatori con accesso nei soli uffici.

Si propone di prescrivere l'aggiornamento della PO 'modalità di trasferimento informazioni a terzi' (redatta tra l'altro prima dell'entrata dell'azienda in Seveso) con allineamento completo alle richieste del DM 16.3.98 nella fase formativa delle ditte terze, eseguita dal datore di lavoro, e con integrazione della revisione dell'allegato 1.

Si propone di prescrivere l'aggiornamento della PIR 01 con allineamento completo alle richieste del DM 16.3.98 nella fase informativa delle ditte terze, eseguita da ENEL, e con opportuno richiamo allo PO 'modalità di trasferimento informazioni a terzi'.

Si propone di prescrivere l'evidenza della verifica di efficacia nella attestazione di avvenuta formazione consegnata dal datore di lavoro di ditta terza ad ENEL.

#### 4 Il controllo operativo

##### 4.1 Identificazione degli impianti e delle apparecchiature soggette ai piani di verifica

Si propone di prescrivere l'inserimento, tra le apparecchiature critiche, del sistema di rilevamento e controllo della T di OCD riscaldato sul tratto di pipeline dai riscaldatori ai bruciatori, utilizzato in effetti come parametro critico di controllo del processo.

Si propone di prescrivere l'inserimento, nel piano dei controlli della PIR13, delle modalità e frequenze di verifica delle panne galleggianti e dei bacini di contenimento, in qualità di sistemi critici per la mitigazione di eventi incidentali. Si propone di prescrivere la riformulazione della criticità delle apparecchiature includendo anche quelle necessarie per la mitigazione degli incidenti analizzati.

## 12.2 ESITO DELL'ESAME PIANIFICATO DEI SISTEMI TECNICI

La Commissione ha esaminato alcuni dei sistemi tecnici preventivi e mitigativi previsti dall'azienda, in relazione agli scenari incidentali sviluppati sul Rapporto di Sicurezza, con presa visione, prove di funzionamento (laddove tecnicamente possibile) ed interviste, relativamente ai suddetti sistemi indicati dal gestore stesso nella tabella 4a 'eventi-misure' (allegato 14). L'esame è avvenuto con esito positivi.

Il personale interpellato ha risposto positivamente ai quesiti tecnici e procedurali posti, in modo coerente con le procedure scritte.

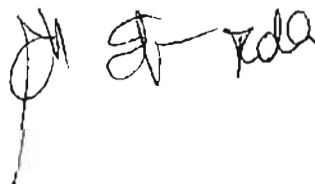
## 12.3 ALTRE RACCOMANDAZIONI E/O PROPOSTE DI PRESCRIZIONE

Si raccomanda un aggiornamento della Scheda di informazione sui RIR ai cittadini e lavoratori, integrando:

- maggiori dettagli sull'attività eseguita in stabilimento, con particolare riferimento al nuovo assetto impiantistico (realizzazione impianto TG a metano con allacciamento a rete SNAM)
- l'indicazione del cambio di Responsabile di impianto RIMP
- maggiori dettagli sulla descrizione del sito circostante, con particolare riferimento ad eventuali recettori sensibili (ambientali e civili) nel raggio di 5 km, riferiti in primis all'area portuale su cui è localizzato lo stabilimento ed al Comune in prossimità dello stesso
- una revisione delle sostanze pericolose soggette al D.Lgs. 334/99 e s.m.i. trattate, includendo anche quelle sostanze pericolose detenute in piccole quantità (es. ipoclorito di sodio), con esatta indicazione delle soglie in riferimento all'allegato I del decreto, e tenendo conto delle recenti variazioni di normativa in merito alla riclassificazione dell'OCD
- maggiori dettagli sugli incidenti ipotizzati, in considerazione di tutte le sostanze pericolose trattate e della introduzione di nuova sostanza pericolosa (gas naturale) a seguito di cambiamento di assetto impiantistico

- maggiori dettagli sulle misure di sicurezza adottate, in particolare relazione agli eventi incidentali considerati più credibili (rilasci ambientali) sia all'interno che all'esterno dello stabilimento
- le Schede di sicurezza relative alle sostanze notificate, in considerazione anche della introduzione di gas naturale per il TG
- indicazioni sulle aree di impatto degli scenari nella sezione 9.

Si raccomanda un parallelo aggiornamento della Notifica, attualmente in edizione Novembre 2011.

Handwritten signature or initials in black ink, appearing to be 'M E rda'.






12.3 SINTESI DELLE INFORMAZIONI RICHIESTE DAL MANDATO ISPETTIVO

Informazione richiesta					Dettagli nel presente Rapporto	Note
Modifiche effettuate dopo la presentazione del RdS	No <input type="checkbox"/>	Sì <input checked="" type="checkbox"/>	In itinere <input checked="" type="checkbox"/>	Approvate <input checked="" type="checkbox"/>	v. cap. 2.1.1	Ambientalizzazione della Centrale mediante l'installazione di una nuova unità turbogas (TC) in ciclo semplice alimentato a gas naturale di potenza elettrica lorda compresa tra 73-80 MW; i lavori di installazione del TC sono ad oggi in corso e dovrebbero presumibilmente concludersi nel Dicembre 2014. Per tale modifica il gestore ha inoltrato istanza NAR in data 28.02.12 prot. Enel-PRC-28/02/2012-0009826 al C.T.R. Palermo e al Comando VVF di Agrigento, che hanno fornito parere positivo con lettera prot. 3461 del 21.03.13.
Istruttoria tecnica del RdS	Non avviata <input type="checkbox"/>	In itinere <input checked="" type="checkbox"/>	Conclusa <input type="checkbox"/>		v. cap. 3.2	
Attuazione di eventuali prescriz. formulate a concl. dell'istruttoria	Sì <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>			v. cap. 3.2	Istruttoria non conclusa
Attuazione raccomandazioni/prescrizioni da precedenti v.i.	Sì <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Non completamente <input type="checkbox"/>		v. cap. 8	La presente verifica ispettiva costruisce la 1ª verifica ai sensi dell'art. 25 del D.Lgs. 334/99 e s.m.i. nello stabilimento, soggetto ad art. 8 del citato decreto
Certificato di Prevenzione Incendi	In vigore <input type="checkbox"/>	Scaduto <input checked="" type="checkbox"/>	Presentata richiesta: Sì <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		v. cap. 3.3	La Centrale è dotata del C/PI Pratica n° 2750 con validità dal 18/06/2010 al 18/06/2013, rilasciato dal Ministero dell'Interno attraverso il Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Agrigento, con nota prot. 0000414 del 02/08/2010. In data 12/06/2013 il gestore ha presentato Attestazione di rinnovo periodo di conformità annunciando ai sensi dell'art. 5 del D.P.R. 01/08/2011 n°151, dichiarando l'assenza di variazioni delle condizioni di Sicurezza antecedendo relative all'attività della Centrali. Tale Attestato ha validità fino al 12/6/2018, salvo modifiche sostanziali apportate allo stabilimento
Piano di Emergenza Esterno	Definitivo <input type="checkbox"/>	Provvisorio <input type="checkbox"/>	Assente <input checked="" type="checkbox"/>	Non congruente alla attuale realtà impiantistica o di stabilimento <input type="checkbox"/>	v. cap. 4.2	Il PEF non è stato redatto.
Sanzioni/prescrizioni da altri Enti	Sì <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>			v. cap. 9	Nei giorni 7, 8 e 9 aprile 2014 si è svolto il Controllo Ordinario ai sensi del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. art. 29 decies comma 3 relativo all'AVA. Nel corso del controllo effettuato non sono state riscontrate non conformità. Controllo analogo è stato eseguito anche nei giorni 26, 27 e 28 giugno 2012, anche in tale occasione non sono state riscontrate non conformità.
Pianificazione urbanistica e territoriale (DM 9 maggio 2001)	Predisposto <input type="checkbox"/>	Non predisposto <input checked="" type="checkbox"/>	In itinere <input type="checkbox"/>		v. cap. 2.2.3	

*Handwritten signature and initials*

Informazione alla popolazione	Attuata <input type="checkbox"/>	Non attuata <input checked="" type="checkbox"/>	In itinere <input type="checkbox"/>		v. cap. 2.2.3	
RISP	Predisposto <input type="checkbox"/>	Non predisposto <input checked="" type="checkbox"/>	In itinere <input type="checkbox"/>	Non applicabile <input type="checkbox"/>	v. cap. 2.2.2	ENEL Produzione è situata in area demaniale marittima delimitata con Concessione dell'Autorità Competente (Capitaneria di Porto) n. 17 del Registro Concessioni anno 2012, pratica n. 213 del 29.11.2012, della durata di 3 anni. Pertanto rientra nel campo di applicazione del D.M. n. 293 del 16.03.98. RISP non predisposto.
Attuazione raccomandazioni/prescrizioni da Relazione tecnica finale del sopralluogo post-incidentale	Sì <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Non completamente <input type="checkbox"/>		--	L'azienda non ha subito sopralluoghi ai sensi dell'art. 24 comma 3 del D.Lgs. 334/99.

#### 12.4 INVITI ALLE AUTORITA'

La Commissione invita il Comune di Porto Empedocle ad attuare gli adempimenti di sua competenza in termini di:

- predisposizione dell'Elaborato RIR ai sensi del DM.LL.PP. 9 maggio 2001;
- diffusione ai cittadini della Scheda di Informazione sui rischi di incidente rilevante per i cittadini ed i lavoratori, e programmazione di una campagna informativa alla popolazione, ai sensi dell'art. 22, commi 4 e 5 del D.Lgs. 334/99 e s.m.i.

La Commissione invita la Prefettura di Agrigento alla predisposizione del Piano di Emergenza Esterno.

La Commissione invita l'Autorità Portuale ad attuare gli adempimenti di sua competenza previsti dal D.M. n. 293 del 16.03.98.

#### ELENCO ALLEGATI

1. Decreto di nomina della Commissione ispettiva
2. Verbali delle visite ispettive
3. Relazione gestore e documentazione delle AC sulle modifiche di stabilimento
4. Planimetria dello stabilimento con evidenziazione delle aree di cantiere TG
5. Planimetria dello stabilimento generale
6. Flusso merci pericolose
7. Concessione area demaniale marittima da parte dell'Autorità Competente
8. Relazione gestore su iter istruttorio del RdS
9. Relazione gestore su CPI
10. Planimetria di stabilimento con aree di danno
11. Relazione gestore su PEE
12. Corografia di sito
13. Schede di analisi dell'esperienza operativa
14. Lista di riscontro compilata dal gestore
15. Tabella scenari incidentali – misure adottate

Letto, approvato e sottoscritto,  
30 Luglio 2014

Ing. Andrea ABRUZZO



Ing. Fausta DELLI QUADRI



Ing. Giuseppe SFIRRUZZA

