



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

TRASMISSIONE VIA PEC

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare
DVA – DIV. IV
Via C. Colombo, 44 – 00147 ROMA
aia@pec.minambiente.it

Sorgenia Power S.p.A.
Centrale Elettrica di Bertinico-Turano Lodigiano (LO)
Via Gulf Italiana, Terranova Dei Passerini (LO)
hse.sorgenia@legalmail.it

Copia

ARPA Lombardia
Settore Attività Produttive e Laboratori
PALAZZO SISTEMA
Via I. Rosellini, 17 – 20124 MILANO
arpa@pec.regione.lombardia.it

Dipartimento di Lodi
Via S. Francesco, 13 - 26900 LODI
Centralino: 0371.54251 - fax: 0371.542542
dipartimentolodi.arpa@pec.regione.lombardia.it

RIFERIMENTO: DVA-DEC-2011-0000300 del 07/06/2011 con avviso pubblicato in G.U. Parte
Seconda n. 148 del // – Centrale Elettrica di Bertinico-Turano Lodigiano (LO)

OGGETTO: Relazione visita *in loco* ex art. 29-decies comma 5 del D.Lgs. 152/06

In conformità con quanto richiesto dal comma 5 dell'art. 29-decies del D.Lgs. 152/06, come modificato dal D.Lgs. 46/14, si notifica l'allegata relazione in merito alla visita *in loco* effettuata dal 11/03/2019 al 13/03/2019, redatta da ISPRA in collaborazione con ARPA Lombardia.

Con i migliori saluti.

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

Il Responsabile

Dr. Ing. Gaetano Battistella

Allegato: Rapporto conclusivo d'ispezione ordinaria ex art. 29-decies comma 5 del D.Lgs. 152/06 per Centrale
Centrale Elettrica di Bertinico-Turano Lodigiano (LO)



Rapporto Conclusivo d'Ispezione Ordinaria

(valida come visita in loco ai sensi dell'ex art. 29-decies comma 5)



Sorgenia Power S.p.A. **Centrale Bertinico – Turano Lodigiano**

Autorizzazione Ministeriale n. DVA-DEC-2011-0000300 del 07/06/2011

Visita in loco effettuata dal 11/03/2019 al 13/03/2019

INDICE

INDICE	2
1 Premessa	3
1.1 Finalità del rapporto conclusivo di ispezione	3
1.2 Riferimenti normativi e atti	4
1.3 Campo di applicazione	4
1.4 Autori e contributi del rapporto conclusivo.....	4
2 Impianto IPPC oggetto dell'ispezione	5
2.1 Dati identificativi del soggetto autorizzato.....	5
2.2 Verifica della tariffa del controllo ordinario e rapporto annuale.	5
3 Esiti dell'attività di ispezione ordinaria	6
3.1 Assetto impiantistico attuale, gestione materie prime e combustibili, monitoraggio consumi idrici ed energia	6
3.2 Emissioni in Atmosfera.....	11
3.3 Scarichi idrici	14
3.4 Monitoraggio Acque Sotterranee	17
3.5 Rumore.....	18
3.6 Rifiuti	19
3.7 CONCLUSIONI (CONDIZIONI PER IL GESTORE).....	22

1 Premessa

1.1 Finalità del rapporto conclusivo di ispezione

Il presente rapporto conclusivo di ispezione è stato redatto considerando tutte le attività che sono state effettuate ai sensi dell'art. 29-decies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., con lo scopo di accertare il rispetto delle prescrizioni dell'Autorizzazione Integrale Ambientale e relativo Piano di Monitoraggio e Controllo.

Le attività di controllo ordinario sono sostanzialmente riconducibili alle seguenti fasi:

- 1) programmazione dell'ispezione, secondo quanto stabilito nel Piano di Monitoraggio e Controllo, concordata tra ISPRA e ARPA e trasmessa al MATTM, e da questo comunicata nell'ambito della programmazione annuale per gli impianti di competenza statale;
- 2) pianificazione dell'ispezione attraverso la redazione della proposta di Piano di Ispezione considerando la tipologia d'impianto, la sua complessità e le eventuali criticità ambientali;
- 3) riesame della proposta di Piano di Ispezione con approvazione da parte di ISPRA e ARPA;
- 4) esecuzione dell'ispezione ordinaria (secondo il Piano di Ispezione di cui al punto precedente) comprensiva della verifica documentale e delle azioni di verifica in campo, con la redazione dei relativi verbali.
- 5) verifica documentale ed in campo dell'adeguatezza della gestione ambientale.
- 6) eventuali attività di campionamento e analisi, se previste dal PMC e sulla base della relativa programmazione stabilita dagli Enti di Controllo, con la redazione dei relativi verbali.
- 7) valutazione delle evidenze derivanti dalle attività svolte con i relativi esiti o eventuali azioni di approfondimento, con eventuale trasmissione all'AC.
- 8) redazione del rapporto conclusivo di ispezione, con le eventuali azioni successive e relativa trasmissione all'AC.

L'ispezione ambientale programmata, effettuata ai sensi dell'art. 29-decies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., ha le seguenti finalità:

- a) acquisizione di tutti gli elementi tecnici e documentali per la verifica del rispetto delle prescrizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA);
- b) verifica della regolarità degli autocontrolli a carico del gestore, con particolare riferimento al funzionamento dei dispositivi di prevenzione dell'inquinamento nonché al rispetto dei valori limite di emissione anche attraverso la verifica e l'acquisizione a campione dei rapporti di prova e analisi, negli stati rappresentativi di funzionamento dell'impianto;
- c) verifica dell'ottemperanza agli obblighi di comunicazione prescritti in AIA, e in particolare che: i) il gestore abbia trasmesso il rapporto periodico (generalmente annuale) agli Enti di controllo; ii) in caso di incidenti che possano avere effetti ambientali, il gestore abbia comunicato tempestivamente l'incidente/anomalia verificatasi, i conseguenti effetti sull'ambiente (sulla base di misure o stime), e le relative azioni correttive; iii) in caso di mancato rispetto di una prescrizione autorizzativa o di un obbligo legislativo, il gestore abbia effettuato le necessarie comunicazioni all'autorità competente, inclusi i conseguenti effetti sull'ambiente (sulla base di misure o stime), e le relative azioni correttive.

1.2 Riferimenti normativi e atti

Le attività di controllo ordinario, oggetto del presente rapporto conclusivo, sono state effettuate ai sensi dell'art. 29-decies del citato D.Lgs.152/2006 e s.m.i.

Inoltre, un'apposita Convezione sottoscritta da ISPRA e ARPA, regola le modalità di coordinamento nell'effettuazione delle attività di controllo per gli impianti di competenza statale.

1.3 Campo di applicazione

Il campo di applicazione del presente rapporto conclusivo è riconducibile alle attività di controllo prescritte in AIA per gli impianti industriali indicati nell'Allegato VIII alla Parte seconda del citato Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.

1.4 Autori e contributi del rapporto conclusivo

Il presente rapporto conclusivo riporta gli esiti delle attività di controllo ordinario effettuate dagli Enti di Controllo presso l'impianto Sorgenia - Centrale di Bertinico – Turano Lodigiano (LO).

Il presente documento è stato redatto dal seguente personale di ISPRA:

Francesca Pepe	ISPRA - Sezione ISP
Roberto Borghesi	ISPRA

Ha contribuito alla redazione e ha condiviso la stesura finale del presente documento il seguente personale di ARPA della Lombardia:

Stefano Benzoni	Settore APC Sede Centrale
Mauro Prada	Settore APC Sede Centrale

Il seguente personale (Gruppo Ispettivo individuato in seguito come GI) ha svolto la visita in sito dal 11 al 13 marzo 2019:

Per ISPRA: Francesca Pepe, Roberto Borghesi;
Per ARPA Lombardia: Stefano Benzoni, Mauro Prada

2 Impianto IPPC oggetto dell'ispezione

2.1 *Dati identificativi del soggetto autorizzato*

Ragione Sociale: **Sorgenia Power S.p.A.**

Sede stabilimento: comuni di **Bertonico e Turano Lodigiano**

Gestore: Nicola Gregorini - mail: nicola.gregorini@sorgenia.it

Referente Controlli AIA sito: Simone Gardinali– mail simone.gardinali@sorgenia.it

Impianto a rischio di incidente rilevante: NO

Sistemi di gestione ambientale: ISO 14001 certificato n° 18535 – scadenza 16/12/2021- certificatore Certiquality

EMAS registrazione n. IT-001790– verificatore Certiquality; l'ultimo audit per lo schema di registrazione EMAS E-633/2 è stato effettuato dal 12 al 14 novembre 2018.

Ulteriori informazioni sull'impianto oggetto della presente relazione, sono desumibili dalla domanda di AIA disponibile sul sito internet del Ministero dell'ambiente all'indirizzo [www.aia/minambiente.it](http://www.aia.minambiente.it).

2.2 *Verifica della tariffa del controllo ordinario e rapporto annuale.*

In riferimento a quanto indicato nell'allegato IV al DM 6 marzo 2017 “Tariffa relativa alle attività di controllo di cui all'articolo 3, comma 1”, Sorgenia ha provveduto a trasmettere il pagamento con Prot. LOD/PA/EDN/2019/0006.

Per l'anno 2019 si applica la Tariffa T_C, controlli documentali compresa la valutazione del Report annuale 2018, e la Tariffa T_A. non è prevista, perché non risultano programmate ed effettuate attività di campionamento ed analisi.

Il Gestore ha erroneamente calcolato un C_{SME} pari a 600 euro (corrispondente a n. 2 SME), si impegna a versare in fase successiva la quota di 300 euro relativa a C_{SME} relativo al camino E3 dando comunicazione a ISPRA e ARPA entro 30 aprile 2019

Il Gestore provvede alla trasmissione di un Rapporto annuale entro il 30 aprile di ogni anno.

Segnatamente, il Rapporto annuale esercizio 2018 non ancora trasmesso durante il sopralluogo, è stato visionato in via preliminare.

Il Report Piano di Monitoraggio e Controllo 2017 è stato inviato in data 13/04/2018 con Prot. LOD/PA/EDN/2018/0014

Il DAP è stato aggiornato in data 20/02/2019 (disponibile sulla stanza virtuale), il GI ha visionato tale documento rilevando alcune caselle vuote nella colonna “EVIDENZA DOCUMENTALE DELL'OTTEMPERANZA”

3 Esiti dell'attività di ispezione ordinaria

Si riportano sinteticamente gli esiti del controllo ordinario (rilievi emersi sia nel corso della visita in sito sia nel corso di successive attività di accertamento).

Nei verbali di ispezione sono descritte nel dettaglio le attività svolte nel corso della visita in sito, le matrici ambientali interessate e l'elenco dei documenti visionati e di quelli acquisiti in copia.

L'attività di controllo si è orientata essenzialmente in due tempi:

1. Sopralluogo presso:
 - a. sala controllo,
 - b. area stoccaggio materie prime
 - c. aree deposito temporaneo rifiuti,
 - d. Emissioni E1, E2,
 - e. Emissioni E4, E5, E6
 - f. Impianto trattamento acque
2. Verifica dell'attuazione delle prescrizioni contenute nel Decreto AIA e del relativo Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) su emissioni in atmosfera, scarichi idrici, acque sotterranee, impatto acustico e gestione dei rifiuti.

3.1 *Assetto impiantistico attuale, gestione materie prime e combustibili, monitoraggio consumi idrici ed energia*

Assetto impiantistico

L'attuale configurazione di Centrale è di due sezioni a ciclo combinato alimentate a gas naturale con rendimento netto totale pari a 56,78% (dato di collaudo del 2010).

L'impianto è costituito da due turbine a gas associate a una turbina a vapore (architettura del tipo 2+1), che utilizza il vapore prodotto dai generatori di vapore a recupero posti in coda allo scarico delle turbine a gas, secondo lo schema del ciclo combinato

La turbina a vapore è di tipo a condensazione, con condensatore raffreddato ad aria in tiraggio forzato.

Nell'impianto sono presenti inoltre:

- 1 caldaia ausiliaria della potenza nominale massima di circa 11 MW, utilizzata per produrre il vapore da inviare alle tenute della turbina a vapore per iniziare le operazioni di produzione o mantenimento del vuoto sul sistema condensatore. Il suo utilizzo è pertanto richiesto solo nei casi di avviamento da freddo dell'intero impianto successivamente ad una fermata generale, oppure per occasionali fermate brevi quando non vi è disponibilità di vapore dai Generatore di vapore a recupero (GVR);
- 3 caldaie ausiliarie della potenzialità di 1,2 MWt alimentate a metano per il preriscaldamento gas.

Le prestazioni generali dell'impianto (15°C) sono:

Parametro	Unità di misura	Valore
Potenza termica totale	MWt	1.418,5
Potenza turbine a gas	MWe	554,4
Potenza turbina a vapore	MWe	264,8
Potenza lorda totale	MWe	819,2
Consumi ausiliari	MWe	13,8
Potenza netta totale	MWe	805,4
Rendimento netto totale	%	56,78

Il GI chiede le condizioni di esercizio esistenti nella Centrale all'atto della verifica ispettiva; le condizioni sono le seguenti:

Gruppo	Stato
TG1	In marcia dalle 14 circa
TG2	Fermo
TV	In funzione

La produzione è al massimo carico in modalità 1+1 pari a 370 MWe

Gestione Materie prime e combustibili

Nella Centrale il Gestore deve effettuare la registrazione dei consumi dei combustibili (gas naturale e gasolio) e gli approvvigionamenti delle altre materie prime utilizzate.

Le materie prime utilizzate oggetto di monitoraggio sono quelle indicate nel PMC alla tabella 1 a pag. 6 e 7.

Il GI dichiara che dal 2016 ad oggi non ci sono state modifiche rilevanti nei quantitativi dei prodotti chimici utilizzati principalmente per il trattamento delle acque.

La gestione e la registrazione avvengono mediante un software denominato "Picus" che permette di esportare il quantitativo consumato mensilmente.

A titolo di esempio si visualizza il caricamento del prodotto polielettrolita (NALCO) del 27/4/2018 (1 bulk da 1 m³ corrispondente a 1150 kg) e il relativo consumo (250 kg a giugno 2018 e 100 kg a luglio 2018) alla data del 31/12/2018

Il Gestore si approvvigiona dei seguenti combustibili (operazione gestita con il software "Picus"):

- Gasolio: 3,38 t/anno consumato nel 2018 - utilizzato per le prove della pompa antincendio di emergenza e del gruppo elettrogeno di emergenza;
- Gas naturale: 324 Milioni di Sm³ nel 2018.

I dati dell'analisi del gas naturale vengono scaricati dal portale SNAM con cadenza mensile, semestralmente vengono inviate le caratteristiche chimiche del gas naturale a Ispra ed ARPA.

I dati vengono utilizzati dal Gestore per il calcolo dell'emissione di CO₂; a tal proposito il Gestore dichiara che non sono state evidenziate particolari variazioni nella composizione del gas nel

periodo intercorso dalla precedente visita ispettiva. Il Gestore ha a disposizione un ulteriore sistema di controllo in continuo del gas naturale in ingresso (tramite cromatografo) che permette di rilevare cambi della qualità del gas che si possono verificare in situazioni eccezionali che non vengono registrati nei report mensili della Snam.

Le suddette variazioni sono gestite dal conduttore della macchina, il quale si accorge di mutamenti nella qualità del gas anche da parametri indiretti (CO e NOx alle emissioni) e corregge la combustione per mantenere le emissioni entro i valori limite autorizzati.

E' stato implementato da dicembre 2018 un registro elettronico per gestire le consegne dal capocentrale al personale di esercizio in ambito tecnico ambientale.

Il Gestore si impegna a riportare in tale registro e, più in generale, nell'ambito del sistema di gestione ambientale, le consegne in essere (che attualmente sono registrate e gestite con semplici e-mail), in maniera più strutturata e documentata (anche attraverso delle procedure codificate). Tale registro verrà trasmesso per eventuali controlli ad ISPRA entro il 30 aprile.

Monitoraggio consumi idrici ed elettrici

Il fabbisogno idrico della Centrale in fase di esercizio richiede acque di due qualità:

- acqua servizi, di qualità intermedia, per il lavaggio degli impianti e delle macchine o per antincendio;
- acqua demineralizzata per il reintegro dell'acqua del Ciclo Termico e per il lavaggio del compressore delle Turbine a gas.

L'intero fabbisogno del ciclo produttivo della Centrale di Turano Lodigiano e Bertinico è soddisfatto dall'acqua di pozzo, prelievo massimo stimato in 10 l/s, integrata dall'acqua piovana recuperata e conservata, in funzione dell'andamento delle precipitazioni. E' previsto inoltre l'utilizzo dell'acqua di acquedotto per il reintegro del serbatoio acqua antincendio in caso di emergenza.

Dal sistema PICUS il Gestore è in grado di stimare quanto sia l'incidenza del recupero mediante l'utilizzo di acqua piovana ed il ricircolo di acqua proveniente da tutti i drenaggi del ciclo termico e delle caldaie.

La registrazione dei consumi idrici è riportata su sistema PICUS, specificando la quantità dell'approvvigionamento e la funzione di utilizzo (uso domestico e industriale), con frequenza mensile.

Le rilevazioni dei consumi della risorsa idrica sono effettuate tramite contatore e misuratori di portata.

Il Gestore fornisce la quantità idrica totale utilizzata del 2018:

- Rete acqua potabile (utilizzo potabile) 936 m³/annuo;
- Da pozzo mediante rete industriale 62.214 m³/annuo.

Il Gestore effettua con cadenza giornaliera, con il sistema UTF, il monitoraggio sulla produzione e consumo di energia elettrica, che viene riportato in forma tabellare nel Report annuale.

I dati verificati dal GI sono quelli indicati nella Tabella 4 del PMC a pag. 8: produzione e consumi di energia elettrica.

Il GI sceglie a campione di verificare il mese di febbraio 2019. I dati sono i seguenti:

- Energia elettrica prodotta 232,00 **MWh** (da sistema contabilizzazione aggiornato);

- Ore di funzionamento **h** – 746 ore intese come somma delle ore di funzionamento del TG1 + TG2 di febbraio 2019.

In riferimento al sistema di monitoraggio AEDOS delle emissioni in atmosfera gestito da ARPA Lombardia, il GI chiede informazioni circa l'andamento del grafico che correla la potenza prodotta con il consumo di gas naturale in ingresso alla turbina, in quanto appare discontinuo (sono stati analizzati i dati istantanei del 11/02/2019 relativi al TG1).

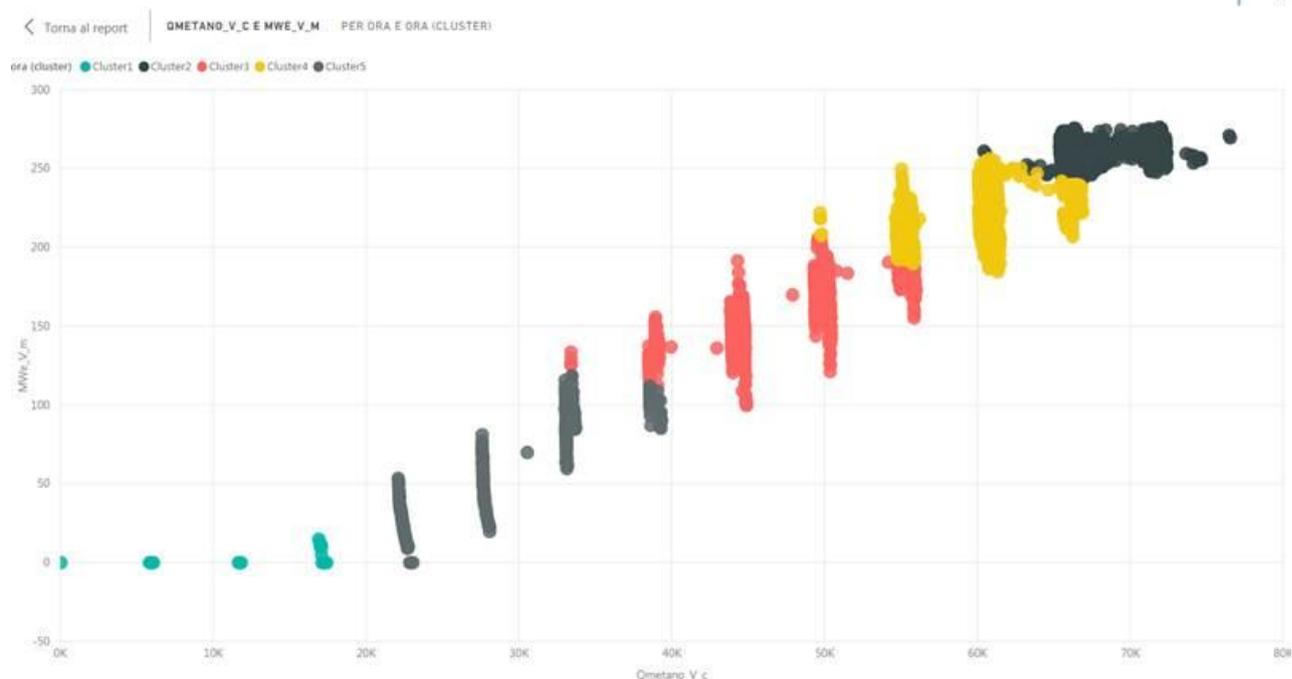


Figura 1 – Grafico di correlazione potenza prodotta/consumo di gas con frequenza di rilevamento 5 secondi

A riguardo, il Gestore spiega che tale andamento potrebbe essere dovuto alla frequenza di acquisizione del dato della portata del gas naturale, calibrato su un tempo di acquisizione di 5 secondi. Si è perciò mediato alla frequenza del minuto ottenendo un risultato più uniforme:

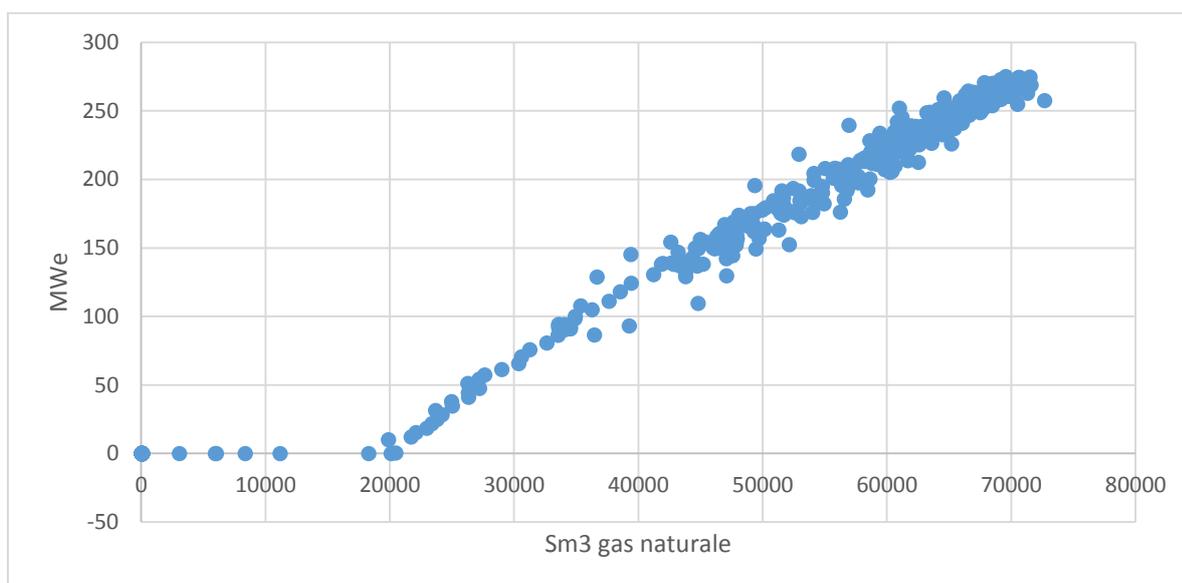


Figura 2 – Grafico di correlazione potenza prodotta/consumo di gas con frequenza di rilevamento mediata su 1 minuto

A supporto di tale ipotesi si è analizzato il grafico di correlazione tra la potenza prodotta (MWe) e la portata di metano (Sm³/h), alla frequenza di 5 secondi, generato dal misuratore di portata, riportata nella seguente figura 3. Si nota come la linea di andamento della portata metano sia affetta da un'oscillazione rilevante (dovuta presumibilmente alla sensibilità dello strumento) che scompare mediando alla frequenza ad 1 minuto (vedi figura 4 sottostante):

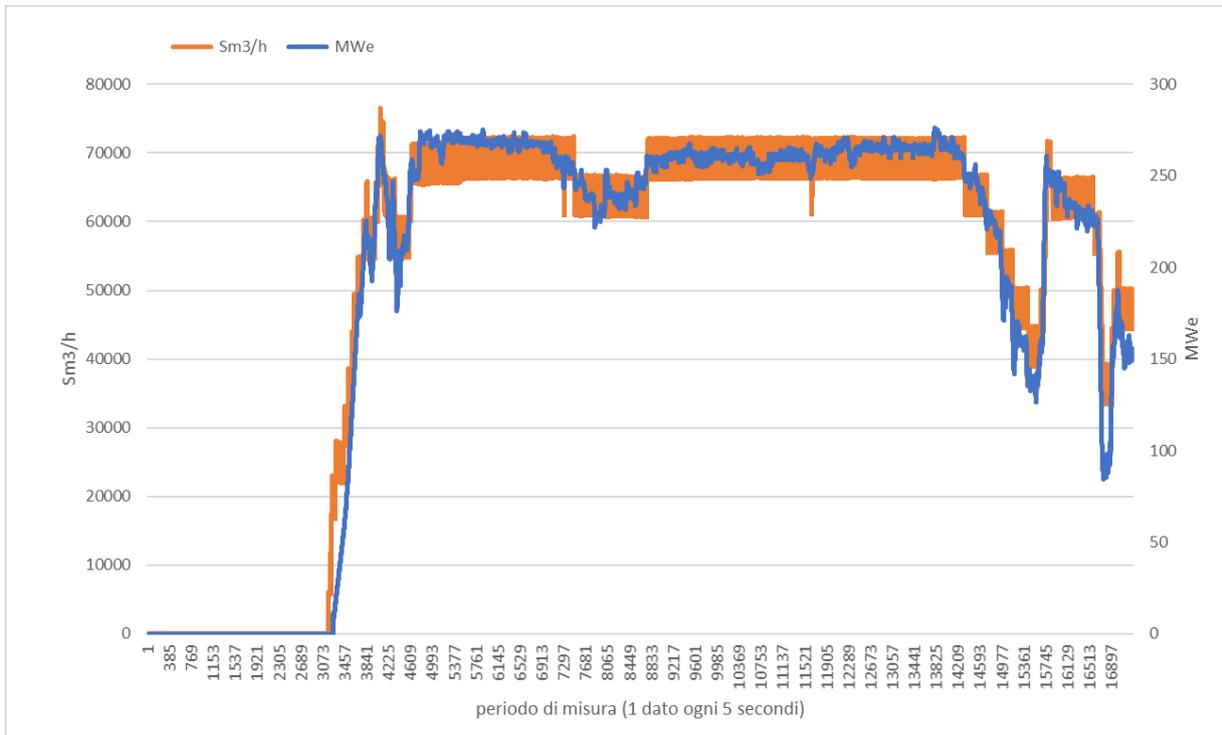


Figura 3 - Grafico delle misure di potenza prodotta (MWe) e portata metano (Sm³/h) a frequenza di 5 secondi

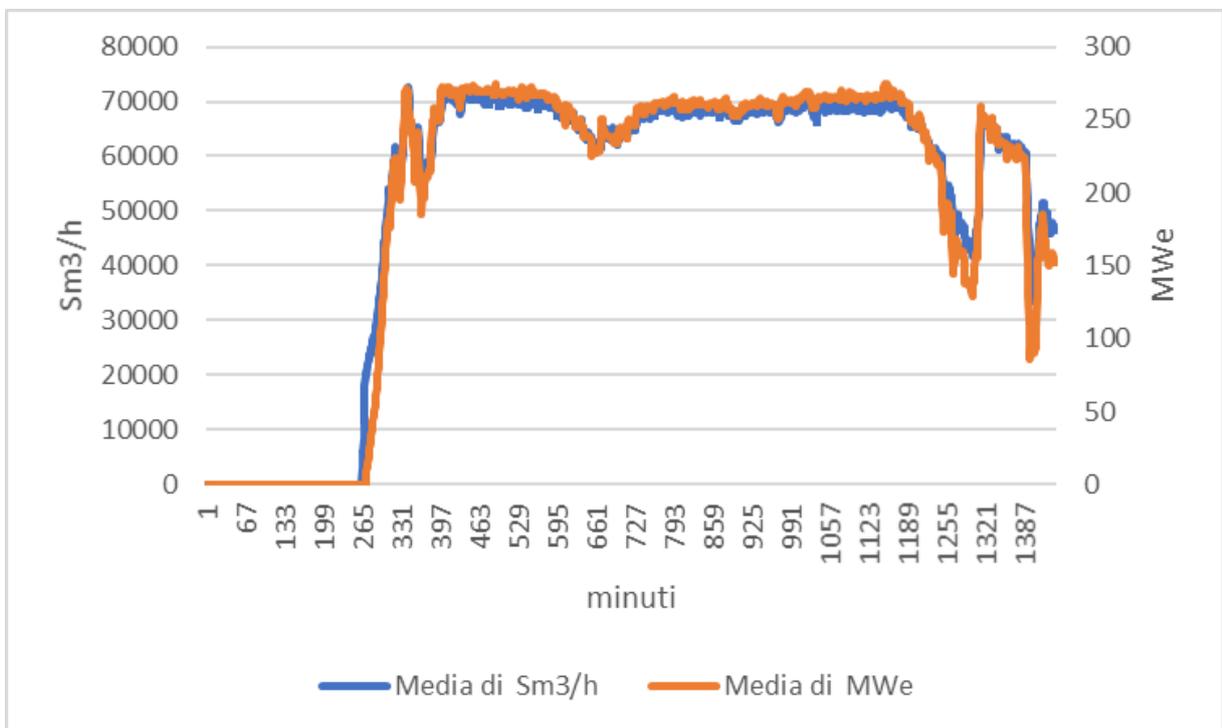


Figura 4 - Grafico delle misure di potenza prodotta (MWe) e portata metano (Sm³/h) mediate a frequenza di 1 minuto

La condizione di funzionamento più efficiente dell'impianto è quella al massimo carico.

3.2 Emissioni in Atmosfera

Emissioni E1 ed E2 generate rispettivamente dal Turbogas 1 e 2

Le emissioni E1 (da TG1) e E2 (da TG2) sono dotate di sistema di monitoraggio in continuo (SME) per i seguenti parametri NOX, CO contestualmente al monitoraggio in continuo dei parametri di processo e delle grandezze chimico-fisiche correlate ai parametri emissivi quali portata dei fumi, tenore d'ossigeno (O2), temperatura, pressione e tenore di vapore acqueo contenuti nei fumi prima della loro dispersione in atmosfera.

Sono misurati come parametri conoscitivi SOx, CO2 e polveri

Sono misurati semestralmente COV (espressi come C) e Aldeide formica (HCHO).

I limiti alle emissioni sono pari a 30 mg/Nm³ su media oraria sia per il CO che per gli NOx (espressi come NO₂, per quest'ultimo parametro vi è un limite di 25 mg/Nm³ come valore medio giornaliero sulle ore di effettivo funzionamento.

Di seguito si analizza la comunicazione di supero pervenuta nel periodo 2017 - 2018:

- TG2 NOx media oraria 63,6 mg/Nm³ 12/12/2017 per guasto trasmettitore pressione

Il giorno 12 dicembre 2017 la Centrale Sorgenia di Turano si trovava in assetto 2+1 (due TG + TV); intorno alle ore 11:00, si verificava il malfunzionamento sulla linea del gas dei bruciatori di uno dei due trasmettitori di pressione che entrano nel loop di regolazione della ripartizione del gas tra la valvola Pilota e la valvola Premix; tale malfunzionamento causava lo spostamento del gas a favore della fiamma diffusiva (valvola Pilota) generando un incremento repentino e di breve durata (circa 20 minuti) delle emissioni di NOx e il conseguente superamento della media oraria (ora 12).

Il capoturno in turno accortosi del superamento di soglia istantaneo e tendenziale della concentrazione degli NOx, evidenziava immediatamente la problematica al responsabile di manutenzione il quale decideva di escludere il trasmettitore malfunzionante dal loop di regolazione, ripristinando nel modo più efficace ed immediato possibile il corretto livello di concentrazione del valore degli NOx.

Investigate le cause del malfunzionamento si provvedeva alla immediata sostituzione del trasmettitore di pressione guasto con uno nuovo di ricambio e all'analisi dell'anomalia sul loop di regolazione. L'analisi evidenziava un baco nella logica di controllo sul trattamento della misura malfunzionante che veniva immediatamente rimosso, cioè una non corretta gestione dell'esclusione della misura di pressione in deriva.

Si verificava anche il corretto funzionamento degli altri trasmettitori di pressione del gas e di quelli gemelli della turbina TG1 ed il trattamento in logica delle misure, risultato per tutti corretto.

Il GI chiede quali operazioni siano state messe in campo a seguito dell'evento per evitarne il possibile ripetersi ed il Gestore dichiara che per evitare tale situazione ha richiesto al fornitore ANSALDO di installare un terzo trasmettitore di pressione del gas a monte della valvola di stop del TG.

Il GI, pertanto, stabilisce una condizione per il Gestore per la quale dovrà comunicare agli Enti di controllo ISPRA ed ARPA Lombardia l'avvenuta installazione e la verifica del corretto funzionamento di tale trasmettitore e di darne evidenza attraverso il Programma di Manutenzione Ordinario di impianto.

Il GI ha verificato l'applicazione della norma UNI EN 14181: il 4/9/2017 sono state eseguite calibrazioni QAL2 per entrambi i gruppi.

Le suddette verifiche QAL2 sono state ripetute per l'impianto TG1 dal 4 al 6 dicembre 2018: il GI chiede quale sia stata la causa che ha portato alla ripetizione delle verifiche.

Il Gestore chiarisce che il rifacimento delle curve si è reso necessario per una modifica dei parametri di combustione a seguito di manutenzione straordinaria. A seguito dell'inserimento delle rette di calibrazione, è stato effettuato il tuning della combustione della TG1 (ANSALDO).

Durante il sopralluogo si è presa visione della cabina di monitoraggio delle emissioni ai TG sita alla base del camino, gli strumenti registravano valori di inquinanti prossimi allo zero in quanto entrambe le turbine erano spente, in seguito ci si è spostati in sala controllo dove si è assistito alle operazioni di avviamento del TG1 con particolare attenzione alla chiusura dei vari by-pass durante la salita di carico e l'entrata in funzione della Turbina a Vapore; si è potuto osservare l'andamento degli inquinanti registrati dallo SME e visionare poi i dati esportati in formato .sad (istantanei) e .medie (medie orarie) come prescritto dalla Dds di Regione Lombardia 4343 del 2010.

Emissione E3 – caldaia ausiliaria

Il Gestore provvede al monitoraggio in continuo dei parametri CO e NOx e, a livello conoscitivo, dei parametri SOx e polveri.

Dai dati risulta il seguente episodio di malfunzionamento:

- Guasto al misuratore di CO 10 gen 2019: lo strumento è stato temporaneamente sostituito con un altro analogo (Horiba); successivamente, in data 24 gennaio, è stato reinserto lo strumento titolare a seguito di manutenzione mentre in data 25 gennaio è stata fatta comunicazione allegando i dati misurati dalla strumentazione Horiba.
Lo strumento titolare è stato mandato in riparazione secondo quanto riportato nel Manuale di gestione SME a pag 82 "GESTIONE DI MALFUNZIONAMENTI E SUPERAMENTI".

Episodi di superi comunicati negli anni 2017 - 2018:

- Superamento media giornaliera CO caldaia aux 5/7/2017

Il Gestore segnala che in quel giorno la caldaia ha funzionato per sole sei ore e che, a seguito di un valore orario anomalo, la media giornaliera è risultata superiore al limite. In seguito, ha provveduto a registrare i parametri di combustore al bruciatore in condizioni di basso carico

Altre Emissioni (Punti E4, E5, E6)

Relativamente ai punti di emissione legati alle caldaie ausiliarie (da 1,2 MW) di preriscaldamento del gas naturale il Gestore ha riportato nel Report riferito all'anno 2017 i dati di consumo gas e durata delle attivazioni premettendo che:

- le caldaie sono identiche e funzionano contemporaneamente
- per tutto il 2017 la caldaia GH3 è stata spenta

Nel 2018, durante il periodo invernale, sono state messe in funzione tutte e tre le caldaie di preriscaldamento; mentre, nel periodo estivo, la caldaia GH3 è rimasta spenta

La stima dei flussi di massa degli inquinanti delle caldaie di preriscaldamento è effettuata a partire dai dati misurati nel corso del 2012 dal laboratorio incaricato, presi come riferimento. Tali valori sono stati ottenuti prendendo le ore di funzionamento delle caldaie e moltiplicandole per i valori di concentrazione e per la portata dei fumi registrati nella campagna del 2012.

LDAR (Emissione fuggitive)

Nel Report riferito all'anno 2017 è riportata la stima delle emissioni fuggitive, causata dalle manutenzioni (8 interventi nel 2017) per un complessivo di 4500,8 Sm³. Tuttavia, il suddetto report non presenta il quantitativo totale emesso in ton/anno, in quanto secondo l'azienda non era disponibile al momento della redazione del report stesso.

Il GI ha chiesto quindi che tale dato fosse esplicitato ed il Gestore ha dichiarato di aver quantificato una emissione di COV pari a 6,7 t/anno per il 2017.

Il contributo delle emissioni fuggitive è accompagnato nella relazione annuale dalla stima del quantitativo di gas naturale rilasciato in atmosfera durante le manutenzioni; a questo riguardo durante il sopralluogo alle tre caldaie di preriscaldamento del gas il GI ha chiesto informazioni in merito alle due "candele fredde" presenti nell'area; il Gestore ha spiegato che tali impianti vengono messi in funzione in caso di blocco o malfunzionamento dell'impianto, scaricando all'esterno il gas naturale.



Figura 5 – Candela a freddo

Nel grafico seguente è riportato l'andamento del quantitativo di gas rilasciato in atmosfera a causa delle perdite negli impianti (emissioni fuggitive) e dagli impianti di rilascio controllato (candele a freddo) dovuto a messa in sicurezza / manutenzione degli impianti, si nota come le emissioni fuggitive tenute sotto controllo mediante LDAR sono in costante diminuzione mentre le emissioni dovute alle manutenzioni sono sostanzialmente costanti fatto salvo un incremento nel 2017.

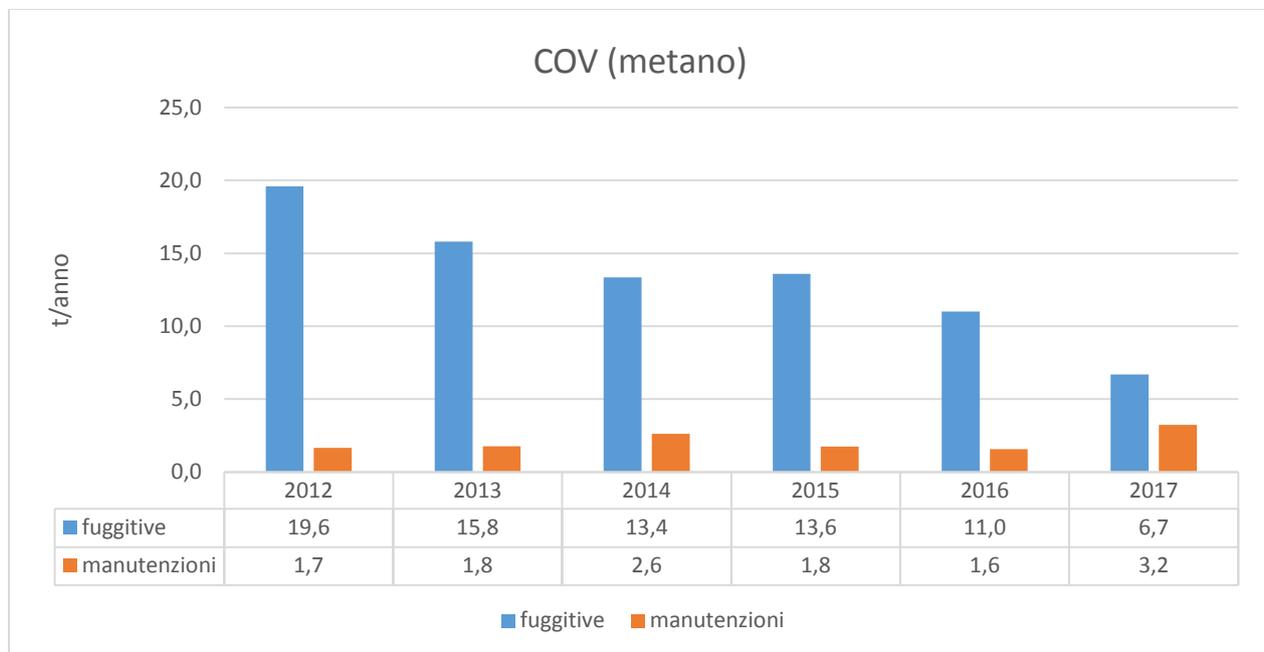


Figura 6 – Grafico riportante i livelli emissivi in ton/anno in seguito a manutenzione o dovute ad emissioni fuggitive

3.3 Scarichi idrici

Il GI nel corso del sopralluogo nell'impianto ha visionato i seguenti punti:

- impianto di trattamento delle acque reflue con focus sul trattamento di ultrafiltrazione
- scarico SF3 e rispettivo punto di campionamento

Durante il sopralluogo sono stati appurati i seguenti aspetti relativi al suo funzionamento:

- la seconda sezione di ultrafiltrazione, a sostituzione di quella che viene destinata al lavaggio off-line, consente di evitare il fermo impianto di produzione dell'acqua demineralizzata, non consumando così la riserva idrica del serbatoio di acqua demi da 1.000 m3 e non mettendo a rischio la produzione di energia elettrica.
- una sezione delle due è sempre in servizio, l'altra invece è ferma in stand-by pronta ad intervenire in fase di lavaggio off-line della sezione che necessita manutenzione.

I dati di progetto della seconda sezione "UF" sono essenzialmente gli stessi della prima sezione "UF": stessa tipologia delle membrane, stesso numero, stesso sistema di pompaggio sia in alimento sia in contro lavaggio, collegamenti con linee di lavaggio identici, valvole automatiche e strumentazione varia duplicata.



Figura 7 – Dettaglio impianto di ultrafiltrazione

Da sopralluogo è emerso anche che la configurazione ed il funzionamento dell'impianto sono invariati rispetto a quanto rilevato durante la precedente visita ispettiva. Il GI acquisisce lo schema di funzionamento dell'impianto.

I principali trattamenti sono i seguenti:

- trattamento acque oleose
- neutralizzazione
- produzione acqua demineralizzata, composto dalle seguenti sottosezioni:
- vasca raccolta acque di processo
- torre di ossidazione ad ozono
- filtri a sabbia
- serbatoio acqua servizi e antincendio
- ultrafiltrazione
- sterilizzazione con UV
- filtri a cartuccia
- osmosi inversa primo e secondo passo
- sistema ZLD, che si compone delle seguenti sezioni:
- rimozione della silice

- osmosi inversa terzo passo
- cristallizzazione
- dosaggio reagenti
- trattamento fanghi e recupero acque di controlavaggio

Con comunicazione inviata in data 09/01/2018 l'azienda ha comunicato che le analisi effettuate sullo scarico SF3 di emergenza hanno evidenziato il superamento dei limiti imposti in autorizzazione (Tab. 3 Allegato 5 alla Parte Terza del Dlgs 152/06 e s.m.i.) per i parametri azoto nitroso e saggio di tossicità acuta con *Daphnia Magna*. Sono quindi stati richiesti i referti di ulteriori analisi effettuate sullo scarico, nonché i registri di attivazione dello scarico per verificare che lo stesso non sia effettivamente stato azionato.

Per quanto riguarda il punto di scarico SF3 il Gestore ha dichiarato che non è stato attivato nel corso degli anni 2016, 2017 e 2018. Il lucchetto di protezione da eventuali manomissioni (vedi figura 8) è apparso correttamente posizionato e chiuso. Il contatore (vedi figura 9) associato riportava il valore di 274 mc. Il Gestore assicura che tale valore era già presente al momento dell'installazione dello stesso.



Figura 8 – Lucchetto di protezione da eventuali manomissioni della valvola di apertura dello scarico SF3



Figura 9 – Contatore scarico SF3

Il Gestore ha anche dichiarato di avere una procedura per l'attivazione dello scarico SF3. Tale procedura è inserita nel sistema di qualità dell'azienda, ed è stata approvata in data 08/08/ 2011. E' stata poi revisionata in data 23/11/2011 in seguito a comunicazione ISPRA prot. 37635 del 10/11/2011. La procedura descrive in modo dettagliato le operazioni da eseguire in caso di attivazione dello scarico di emergenza. Si ritiene che tale procedura sia completa in funzione del controllo dello scarico. In particolare, in base alla stessa, vengono effettuate analisi settimanali dei parametri PH, Conducibilità, Durezza totale, Silice, Alcalinità e Ortofosfati.

Il GI ha infine richiesto al Gestore i rapporti di prova delle analisi effettuate sui campioni prelevati al pozzetto di ispezione dello scarico SF3 negli anni 2016, 2017 e 2018. Da tali rapporti di prova risultano le seguenti anomalie:

- Supero limiti tabella 3 Allegato 5 alla Parte Terza del Dlgs 152/06 per i parametri azoto nitrico (valore di 28,6 mg/l) e azoto nitroso (valore di 0,86 mg/l) nell'analisi del 30/11/2018
- Supero limiti tabella 3 Allegato 5 alla Parte Terza del Dlgs 152/06 per il parametro azoto nitrico (valore di 19,1 mg/l +- 3,6) nell'analisi del 15/05/2018

Tali superamenti tuttavia non si configurano come effettivi in quanto lo scarico, come detto precedentemente, non risulta essere mai stato azionato.

Nel PMC dell'allegato tecnico al decreto autorizzativo è prescritto al Gestore di eseguire analisi allo scarico SF3 solo durante lo scarico attivo. Il GI ritiene che sia più sensato eseguire tali analisi anche a scarico non attivo, semestralmente, come già fatto dall'azienda autonomamente. Si indica pertanto all'azienda di fare domanda di aggiunta di tale prescrizione in fase di rinnovo del decreto AIA.

3.4 Monitoraggio Acque Sotterranee

Il GI ha analizzato i rapporti di prova relativi alle campagne di monitoraggio delle acque di falda a partire da luglio 2016 e anni successivi eseguite in conformità a quanto riportato nella Tabella 13 "Monitoraggio acque sotterranee" del PMC e corredate con la relativa carta isopiezometrica.

Nei rapporti di prova relativi alle analisi effettuate al piezometro di riferimento PZ3, si conferma la presenza del superamento del limite per il parametro Manganese, che raggiunge costantemente valori elevati. Si osserva tuttavia che il trend nel corso degli anni si presenta vistosamente decrescente (vedi figura 10).

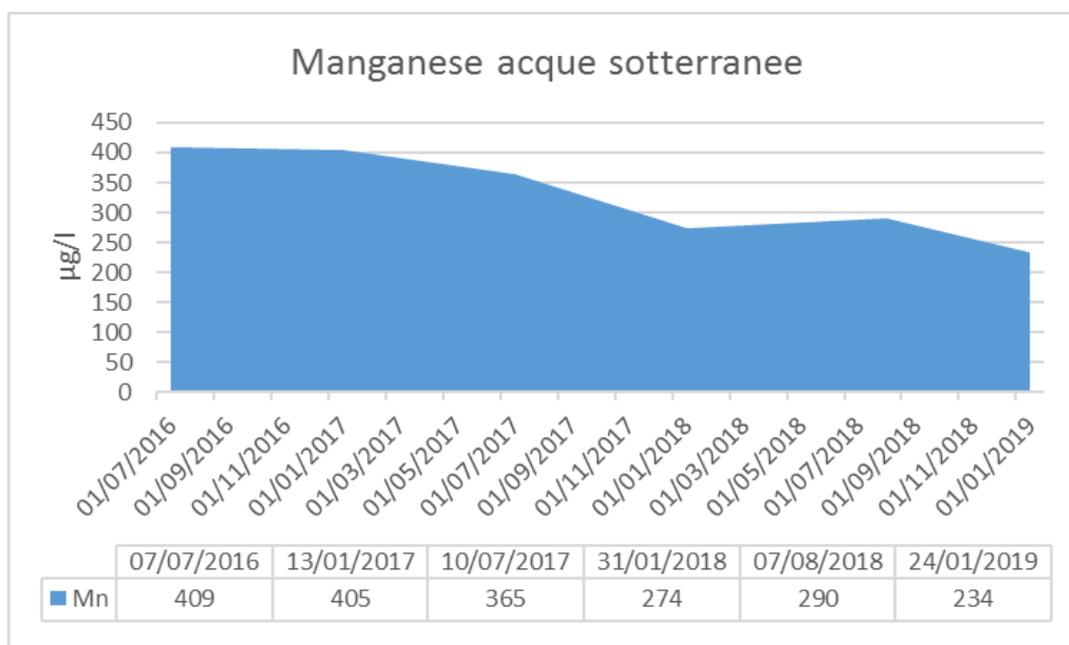


Figura 10 – Grafico dell'andamento dei valori delle concentrazioni del parametro Manganese misurate al piezometro PZ3

Analogamente si sono registrati dei superamenti per il parametro Manganese al piezometro PZ6 a partire dalla seconda campagna 2018. Di seguito i valori:

07/08/2018 62 µg/l
24/01/2019 319 µg/l

Negli altri piezometri tuttavia non si riscontrano superamenti. In particolare, i valori riscontrati al piezometro PZ5, situato in base alla freaticimetria tra il PZ3 ed il PZ6, in direzione di falda, risulta avere valori molto bassi. E' inoltre stato realizzato uno studio da parte dell'Università di Pavia secondo il quale valori alti di Manganese sono dovuti alle caratteristiche dei terreni della zona.

Il Gestore conferma l'assenza di correlazione diretta tra l'attività di Centrale e i valori riscontrati. In considerazione della concentrazione assai ridotta di Manganese rilevata negli altri piezometri di valle rispetto alla direzione di falda e di quanto approfondito nel corso della Visita Ispettiva, si confermano le conclusioni a cui si era già giunti nel corso della precedente verifica del 2016, ovvero di escludere la presenza di uno stato di contaminazione del sottosuolo nel sito.

Dai rapporti di prova emergono anche superamenti per quanto riguarda il parametro Ferro ai piezometri PZ3 e PZ2. Di seguito i valori riscontrati oltre limite:

PZ3
07/07/2016 292 ug/l
07/08/2018 221 ug/l
PZ2
07/07/2016 305 ug/l

Per gli stessi motivi di cui sopra relativamente al parametro manganese, anche in questo caso si ritiene di escludere una contaminazione della falda acquifera, tanto più considerando che si tratta di soltanto tre valori rispetto al totale di quelli che sono stati registrati durante le campagne di monitoraggio semestrali dal 2016 ad oggi.

3.5 Rumore

Da analisi documentale è stato appurato che il PIC prevede la misurazione dei livelli di rumorosità in ambiente esterno legati all'attività della centrale con frequenza triennale mentre il PMC prevede l'aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno ogni 4 anni. Il Gestore, in via cautelativa, provvede ad effettuare un monitoraggio acustico triennale.

Nel PMC è prescritto che le misure devono essere eseguite nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione. Inoltre, i valori di Leq orari misurati devono avere un tempo di misura significativo al calcolo del percentile L95 e sufficiente ad ottenere una valutazione significativa del rumore in relazione alle sue caratteristiche.

La relazione di impatto acustico, a firma di un tecnico competente in acustica, deve contenere:

- la compilazione in formato tabellare del confronto tra i valori di Leq(A) ed L95 misurati o simulati e i limiti autorizzati;
- una scheda tecnica per ogni punto/area oggetto di verifica, comprensiva di una descrizione delle tipologie e modalità di funzionamento delle sorgenti sonore o attività lavorative oggetto di monitoraggio, e relativa georeferenziazione dei punti di indagine. Nel caso di misure fonometriche anche l'andamento temporale del rumore;
- una dettagliata descrizione delle modalità di calcolo o di misura applicate nel rispetto di quanto previsto dal DM 16.3.1998 e dalla normativa tecnica ISO e UNI;
- una planimetria in scala adeguata a ricomprendere l'area IPPC e nel raggio di 1 km, le relative aree esterne, con l'indicazione dei punti monitorati e i relativi valori numerici, con tracciato delle linee isofoniche.

Per quanto riguarda le comunicazioni del gestore in ordine a quanto prescritto nel PMC, in data 20/11/2017 il Gestore ha trasmesso il report del monitoraggio acustico periodico svolto dal tecnico competente in acustica nei giorni 25-26 settembre 2017.

Dall'analisi del report il GI ha rilevato che, pur essendo il tempo di osservazione superiore alle 24 ore, il tempo di misura è stato leggermente inferiore e il periodo utilizzato per la verifica dei livelli di emissione sonora e di applicabilità del criterio differenziale è stato esclusivamente quello relativo al pieno carico degli impianti (dalle 16 alle 22 per il diurno e dalle 22 alle 24 per il notturno). A tal proposito il Gestore ha spiegato che il massimo carico è la situazione più gravosa dal punto di vista acustico in quanto sono coinvolte il maggior numero di sorgenti e le velocità dei fluidi di processo sono più elevate, sottolineando che le condizioni di esercizio degli impianti sono vincolate alle richieste del mercato elettrico. Relativamente alla modalità di scelta di quali valori utilizzare per il calcolo dell'emissione sonora e dell'applicabilità del differenziale il GI ha ritenuto di consigliare al Gestore di effettuare delle considerazioni preliminari con i valori misurati non mascherati.

Il GI ha inoltre notato che nell'ultima relazione non sono stati effettuati espliciti riferimenti ai dati delle precedenti verifiche; ha ritenuto utile quindi, anche in vista del prossimo riesame, chiedere al gestore di produrre in un documento un'analisi dei dati dell'andamento della rumorosità misurata negli anni.

Il GI infine ha chiesto di integrare la relazione con il confronto tabellare tra i valori di $L_{eq}(A)$ ed L_{95} e, che per la prossima campagna di monitoraggio del rumore vengano riportate le tabelle previste dal PMC a pag. 19 fatte salve modifiche conseguenti il riesame.

3.6 Rifiuti

Il Gestore conferma di avvalersi del criterio temporale per la gestione del deposito temporaneo dei rifiuti.

Il GI ha verificato, in sede di sopralluogo, la generale idoneità delle aree adibite a deposito temporaneo dei rifiuti all'interno della Centrale; in particolare l'area di deposito temporaneo R1 adibita allo stoccaggio dei rifiuti pericolosi (superficie 150 m^2 , per un volume di 300 m^3) è in condivisione, a metà, con lo stoccaggio materie prime e può contenere i seguenti codici CER:

CER 20.01.21* tubi fluorescenti e altri rifiuti

CER 15.02.02* materiali assorbenti

CER 06.05.03* fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti sali di cristallizzazione.

CER 16.06.01* batterie al piombo

Al momento del sopralluogo erano presenti solo tubi al neon stoccati in una cassa di legno.

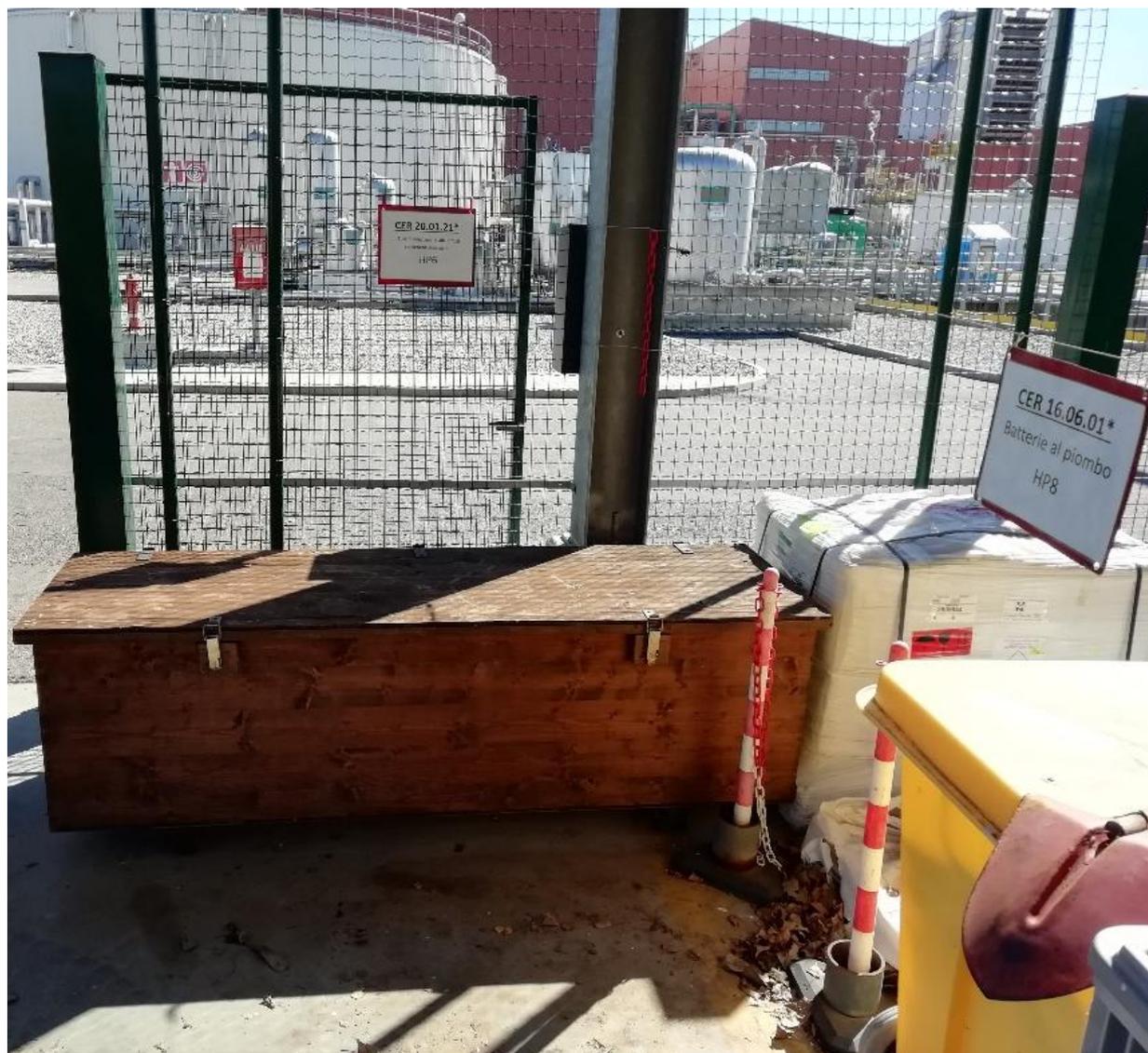


Figura 11 – Cassa di legno per stoccaggio tubi neon e cassone per il deposito delle batterie al piombo

Il deposito rifiuti non pericolosi R2 è sito in un'area scoperta (capacità di stoccaggio: 300 m³, superficie 300 m²). Risultava al momento del sopralluogo di fatto diviso in due zone: una adibita alla raccolta dei rifiuti non pericolosi, l'altra in cui erano presenti contenitori vuoti per la raccolta dei rifiuti.

Per il controllo della gestione corretta del rifiuto, dal punto di vista procedurale, il GI sceglie a campione un rifiuto speciale non pericoloso tra quelli prodotti nel 2019, proveniente dal processo di depurazione delle acque, e segnatamente il CER 19.02.02 (fanghi prodotti dai processi di chiarificazione dell'acqua). I dati rilevati sono i seguenti:

- operazione di carico n.37
- scarico n.38
- stato fisico liquido, Kg 13.100
- FIR 09461 del 25/02/2019
- trasportatore TRS Ecologia Srl iscrizione albo 2416 del 20/11/2014
- targa del mezzo EX274ND
- destinatario TRS Ecologia Srl aut. BO/2241 del 31/08/2018
- ultima analisi effettuata in data 19/09/2017 Rapporto n. TEC1604213908 da laboratorio Tecnologie d'impresa Srl. Campionamento effettuato dal Gestore.

Ai fini di una più efficiente gestione dei passaggi di produzione e smaltimento del rifiuto all'interno dell'azienda, il GI indica al Gestore di mettere in pratica la seguente condizione: stabilire dei requisiti per la qualifica dell'operatore che effettua il campionamento specificando le relative norme tecniche di riferimento.



Figura 12 – Area di stoccaggio rifiuti pericolosi

3.7 CONCLUSIONI (CONDIZIONI PER IL GESTORE)

Per effetto della visita in loco e sulla base dell'analisi dei documenti acquisiti non sono state accertate violazioni del decreto autorizzativo AIA.

Sono state individuate talune **condizioni per il Gestore** che si riassumono di seguito:

1. Versare quota di 300 euro relativa a CSME camino E3 dando comunicazione a ISPRA e ARPA
2. Riportare in maniera compiuta le evidenze oggettive degli adempimenti previsti dall'AIA nel DAP verificando che tutte le prescrizioni siano in esso contenute
3. Riportare nel registro elettronico e, più in generale, nel sistema di gestione ambientale le consegne in essere attualmente registrate e gestite con semplici e-mail, in maniera più strutturata e documentata anche attraverso l'emissione di procedure ad hoc
4. Esplicitare i criteri di individuazione delle apparecchiature critiche per la salvaguardia dell'ambiente
5. Redigere una procedura e compilare schede tecniche in relazione alle attività di manutenzione e serraggio delle flange di accoppiamento per condividere con il fornitore esterno le fasi e le modalità operative, le norme tecniche da seguire e le qualifiche del personale necessarie
6. in fase di rinnovo del decreto AIA evidenziare le_migliorie da apportare all'atto volte ad una più efficiente gestione dell'impianto; ad esempio, nel PMC è prescritto al Gestore di eseguire analisi allo scarico SF3 solo durante lo scarico attivo, l'Azienda ha ritenuto tuttavia più efficace eseguire tali analisi anche a scarico non attivo, semestralmente; altresì andrebbero uniformate le frequenze di valutazione acustica richieste nel PIC e nel PMC
7. Produrre una relazione integrativa al report di monitoraggio acustico trasmesso in data 20/11/2017 in cui specificare meglio la scelta dei tempi di misura, fornire un confronto dei valori rilevati con le precedenti campagne di misura e approfondire le valutazioni in merito all' L95
8. Definire meglio la separazione tra le zone R1 e Stoccaggio materie prime nell'area coperta e nella zona R2 (rifiuti non pericolosi) tra la zona adibita a stoccaggio di contenitori vuoti e la zona di deposito rifiuti vera e propria
9. Stabilire dei requisiti per la qualifica dell'operatore che effettua il campionamento dei rifiuti specificando le relative norme tecniche di riferimento
10. stabilire dei requisiti per la qualifica dell'operatore che effettua il campionamento dei rifiuti specificando le relative norme tecniche di riferimento.

Si è chiesto al Gestore di relazionare ad ISPRA e ARPA in merito ai punti sopra riportati entro il 30 aprile

La presente relazione costituisce la relazione finale dell'attività ispettiva prodotta ai sensi dell'art. 29-decies, comma 3.

Si riporta di seguito una tabella riepilogativa degli esiti della visita in loco.

Date visita in loco	3 giornate: 11-12-13/03/2019
Data chiusura visita in loco	13/03/2019
Campionamenti	NO
Violazioni amministrative	NO
Violazioni penali	NO
Accertamento violazioni e proposta di diffida	NO
Condizioni per il gestore	SI, n.10 indicate nella presente relazione